



MILTON ELVIS ZEVALLOS ALCAHUAMAN

**OTIMIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA MANOBRA DE
ABERTURA MONOPOLAR – ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS PARÂMETROS
TRANSVERSAIS DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO REATIVA**

CAMPINAS, SP

2013



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas e Controle de Energia



MILTON ELVIS ZEVALLOS ALCAHUAMAN

**OTIMIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA MANOBRA DE
ABERTURA MONOPOLAR – ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS PARÂMETROS
TRANSVERSAIS DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO REATIVA**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de **Doutor** em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Maria Cristina Dias Tavares

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA TESE DEFENDIDA PELO ALUNO MILTON ELVIS ZEVALLOS ALCAHUAMAN E ORIENTADA PELA PROF^a. DR^a. MARIA CRISTINA DIAS TAVARES.

CAMPINAS, SP

2013

Ficha Catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva – CRB 8/5974

Z61o Zevallos Alcahuaman, Milton Elvis, 1974-
Otimização de linhas de transmissão para manobra de abertura monopolar – análise da influência dos parâmetros transversais do sistema de compensação reativa / Milton Elvis Zevallos Alcahuaman. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Maria Cristina Dias Tavares.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Linhas elétricas aéreas. 2. Linhas elétricas aéreas - Transmissão. 3. Energia elétrica – Transmissão. 4. Reatores elétricos. I. Tavares, Maria Cristina Dias, 1962-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em outro idioma: Optimization of transmission lines to single-phase opening maneuver – analysis of the influence of transversal parameters of shunt reactive compensation system

Palavras-chave em inglês:

Overhead electrical lines

Electrical lines – Transmission

Electrical energy – Transmission

Electrical reactors

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Maria Cristina Dias Tavares [Orientador], Marcos de Araujo Paz, Alessandra de Sã e Benevides Câmara, Luiz Carlos Pereira da Silva e Patricia Mestas Valero

Data de defesa: 01-03-2013

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidato: Milton Elvis Zevallos Alcahuaman

Data da Defesa: 1 de março de 2013

Título da Tese: "Otimização de Linhas de Transmissão para Manobra de Abertura Monopolar - Análise da Influência dos Parâmetros Transversais do Sistema de Compensação Reativa"

Profa. Dra. Maria Cristina Dias Tavares (Presidente): M. C. Tavares

Prof. Dr. Marcos de Araujo Paz: M. de Araujo Paz

Dra. Alessandra de Sa e Benevides Camara: A. B. Camara

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva: L. C. P. da Silva

Dra. Patricia Mestas Valero: P. Mestas Valero

Resumo

Uma solução bastante utilizada para reduzir a corrente de arco secundário nas linhas aéreas de transmissão em extra-alta-tensão após a ocorrência de faltas monofásicas não permanentes é a inserção de um reator de neutro no arranjo dos reatores dos bancos de compensação reativa em derivação da linha. Muitas vezes estes reatores de neutro não são otimizados, de modo que reatores com valores típicos são especificados nos projetos de linhas de transmissão aéreas, baseados simplesmente no seu nível de tensão, mas sem considerar as especificidades das linhas, como as suas características físicas ou o seu comprimento. A especificação inadequada do reator de neutro pode resultar em correntes de arco secundário elevadas, o que, em última análise, pode reduzir a taxa de sucesso da manobra de religamento monopolar. Além disto, o custo do sistema de compensação pode ser maior do que o necessário.

A tese apresenta uma extensa análise de sensibilidade dos principais parâmetros que influenciam no dimensionamento de um tronco de transmissão longo, especificamente do nível de compensação mais adequado e do valor ótimo do reator de neutro. Destaca-se na pesquisa o desenvolvimento de uma representação dos componentes de um sistema de transmissão através de quadripolos trifásicos com o intuito de obter a resposta sustentada durante o desequilíbrio.

Através desta representação foi possível identificar a relação entre o reator de neutro ótimo e os parâmetros transversais da linha de transmissão, assim como a influência direta entre o nível de compensação do sistema com o valor do reator de neutro otimizado. Adicionalmente foram identificados comprimentos limites para linhas não compensadas de diferentes níveis de tensão de modo a ainda apresentar alta probabilidade de sucesso para a manobra monopolar.

Simulações de faltas monofásicas foram realizadas utilizando dados provenientes de linhas típicas do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Linhas de Transmissão Aéreas, Religamento Monopolar, Arco Secundário, Quadripolos Trifásicos, Tensão de Restabelecimento, Compensação Reativa.

Abstract

A widely used solution to reduce secondary arc current in the overhead transmission lines in EHV after single-phase non permanent faults is the insertion of a neutral reactor in the arrangement forming part of the shunt reactive compensation of the line.

Frequently in Brazilian electrical system, neutral reactors are not optimized, so that reactors with typical values are specified in the project of overhead transmission lines based on their voltage level, but without considering the specific line parameters, as their physical characteristics or their length. The specification of unsuitable neutral reactor can result in high secondary arc currents, which eventually diminishes the success rate of single-phase automatic reclosure (SPAR) maneuver. Moreover, the cost of the compensation system may be larger than necessary.

This paper presents an extensive sensitivity analysis of the main parameters that influence the project of a long transmission trunk, specifically the most appropriate level of compensation and the optimal value of the neutral reactor. It is noteworthy the development of a transmission system components representation using three-phase two-ports networks in order to obtain sustained response during unbalance.

Through this analysis it was possible to identify the relationship between the shunt reactor and the optimized neutral parameter and the influence of the compensation level with the neutral reactor optimized value. Additionally the maximum lengths of non-compensated lines that would have high probability of success of SPAR maneuver were identified.

Simulations of single-phase faults were performed using data from typical lines of the Brazilian electric system.

Keywords: Overhead Electric Lines, Single-phase Automatic Reclosing, Secondary Arc, Three-phase Two-ports Networks, Recovery Voltage, Reactive Shunt Compensation.

Sumario

Sumario	xi
Dedicatória.....	xv
Agradecimentos	xvii
Lista de Figuras	xix
Lista de Tabelas	xxiii
Lista de Siglas.....	xxv
Lista de Símbolos	xxvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Relevância e Motivação da Pesquisa	1
1.2 Objetivos da Tese.....	6
1.3 Estrutura da Tese.....	7
1.4 Contribuições do Trabalho.....	8
1.5 Publicações Decorrentes	9
Capítulo 2	11
Revisão Bibliográfica	11
2.1 Defeitos nas Linhas de Transmissão.....	12
2.1.1 Falta Transitória ou Não Permanente	12
2.1.2 Falta Permanente	12
2.1.3 Estatísticas das Faltas	13
2.2 Tipos de Religamento Automático de Linhas de Transmissão.....	13
2.2.1 Religamento Tripolar.....	13
2.2.2 Religamento Monopolar (SPAR).....	15
2.2.3 Arco Elétrico.....	16
2.2.4 Arco Secundário	17
2.2.5 Desionização do Arco.....	18
2.2.6 Tempo Morto.....	18
2.3 Equipamentos para uma Transmissão Confiável	19
2.3.1 Disjuntores.....	19
2.3.2 Reatores em Derivação.....	20
2.3.3 Reator de Neutro.....	20

2.3.4	Capacitor em Série.....	21
2.3.5	Para-raios	22
Capítulo 3	23
Técnicas para Eliminação de Defeitos em Linha de Transmissão - Abertura Monopolar e		
	Tripolar	23
3.1	Comparação entre as Manobras do Tipo Monopolar e Tripolar	24
3.2	Manobra de Abertura e Religamento Monopolar	24
3.3	Análise da Manobra Monopolar em Regime Permanente e Transitório.....	26
Capítulo 4	29
Representação do Sistema Elétrico Desequilibrado através de Quadripolos Trifásicos		
4.1	Parâmetros ABCD	30
4.1.1	Associação em Cascata.....	31
4.1.2	Associação Paralela	32
4.2	Representação do Sistema Elétrico	34
4.2.1	Representação da Linha de Transmissão – Linha Transposta	35
4.2.2	Representação da Compensação Reativa em Derivação	40
4.2.3	Representação da Compensação Série	43
4.2.4	Representação do Estado dos Disjuntores	44
4.2.5	Representação do Curto-Circuito Monofásico	45
Capítulo 5	47
Avaliação dos Ganhos nas Linhas de Transmissão Analisadas		
5.1	Dados da Linha de 500 kV.....	48
5.1.1	Silhueta da Torre	48
5.1.2	Dados Elétricos.....	48
5.1.3	Parâmetros Elétricos	50
5.2	Avaliação dos Ganhos de Tensão nas Linhas sem nenhum Tipo de Compensação .	50
5.3	Avaliação dos Ganhos de Tensão nas Linhas com Compensação em Derivação	51
5.4	Avaliação dos Ganhos de Tensão nas Linhas de Transmissão com Compensação em Derivação e Compensação em Série	54
Capítulo 6	59
Análise de Sensibilidade da Corrente de Arco Secundário (Iarc)		
6.1	Análise de Sensibilidade nas Linhas sem Compensação	60
6.2	Análise de Sensibilidade da Linha com Compensação em Derivação sem Reator de Neutro Instalado	64

6.3	Análise de Sensibilidade da Linha com Compensação em Derivação e Reator de Neutro Instalado	66
6.3.1	Linha de 450 km.	69
6.3.2	Linha de 600 km.	71
6.3.3	Linha de 900 km.	72
6.3.4	Critérios Utilizados para as Análises.....	74
Capítulo 7		77
Análise da Influência dos Parâmetros Transversais de Linha Longas		77
7.1	Parâmetros Transversais de uma Linha de Transmissão Longa	78
7.2	Parâmetros Transversais da Compensação Reativa em Derivação.....	81
7.3	Parâmetros Transversais do Conjunto Linha + Compensação Reativa em Derivação 83	
7.4	Sistema de Transmissão Analisado.....	85
7.4.1	Caso Exemplo de Linha Longa	85
7.4.2	Otimização do Reator de Neutro	85
7.4.3	Análise dos Parâmetros Transversais	88
Capítulo 8		97
Conclusões.....		97
Referências Bibliográficas.....		103
Apêndice A.....		107
Ganhos de Tensão de Linhas Longas de Transmissão com Compensação Reativa.....		107
Apêndice B		115
Dados de Linhas Típicas Analisadas		115
B.1	Linha de Transmissão de 230 kV.....	115
B.1.1	Silhueta da Torre	115
B.1.2	Dados Elétricos.....	116
B.1.3	Parâmetros Elétricos	117
B.2	Linha de Transmissão de 345 kV.....	118
B.2.1	Silhueta da Torre	118
B.2.2	Dados Elétricos.....	118
B.2.3	Parâmetros Elétricos	118
B.3	Linha de Transmissão de 440 kV.....	121
B.3.1	Silhueta da Torre	121
B.3.2	Dados Elétricos.....	122

B.3.3	Parâmetros Elétricos	123
B.4	Linha de Transmissão Convencional de 500 kV	123
B.4.1	Silhueta da Torre	123
B.4.2	Dados Elétricos.....	123
B.4.3	Parâmetros Elétricos	125
B.5	Linha de Transmissão Não Convencional de 500 kV	126
B.5.1	Silhueta da Torre	126
B.5.2	Dados Elétricos.....	127
B.5.3	Parâmetros Elétricos.....	127
B.6	Linha de Transmissão de 765 kV.....	128
B.6.1	Silhueta da Torre	128
B.6.2	Dados Elétricos.....	130
B.6.3	Parâmetros Elétricos	130

Aos meus pais, irmãos, esposa e filhos (Marlon, Luciana e Natália). Foram de vital importância seu carinho e sua torcida principalmente durante situações onde fica difícil avançar a passo firme.

Agradecimentos

A minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Maria Cristina Dias Tavares, pelo seu voto de confiança em cada etapa da minha formação acadêmica aqui no Brasil, pela sua orientação tanto acadêmica como no âmbito pessoal e familiar. ¡Gracias Cristina !

Aos meus pais Jesús Lesmes e Maria Trinidad por deixar-me a maior das heranças que pai algum pode deixar para um filho: a oportunidade de estudar e avançar academicamente.

Aos colegas do Laboratório de Transitórios Eletromagnéticos (LTE).

Aos amigos e amigas que fiz na Unicamp, sou grato pelas sugestões e críticas.

À minha família pelo apoio constante desde que iniciei esta aventura acadêmica no Brasil.

À comunidade peruana em Campinas, sempre serei grato pelos momentos inesquecíveis que vivenciei com vocês.

À Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro para o desenvolvimento deste trabalho.

Lista de Figuras

Figura 1.1 Sistema Interligado Nacional Brasileiro	2
Figura 2.1 Processo de Abertura/Religamento Tripolar após ocorrência da falta.....	14
Figura 2.2 Processo de Abertura/Religamento Monopolar após ocorrência da falta.	16
Figura 3.1 Esquema de Compensação Trifásico em Derivação com Reator de Neutro instalado.	25
Figura 3.2 Funcionamento de HSGS na eliminação da Iarc.....	26
Figura 3.3 Zona de uma provável extinção do arco secundário.	28
Figura 4.1 Representação monofásica de um quadripolo.....	30
Figura 4.2 Representação de uma associação em cascata de dois quadripolos.....	31
Figura 4.3 Associação de dois quadripolos em paralelo	33
Figura 4.4 Representação monofásica da linha de transmissão.....	35
Figura 4.5 Quadripolo trifásico da linha de transmissão em modos.	38
Figura 4.6 Quadripolo trifásico da linha de transmissão em fase.....	39
Figura 4.7 Representação trifásica da compensação reativa em derivação	40
Figura 4.8 Quadripolo trifásico da compensação reativa em derivação em fase.	43
Figura 4.9 Representação trifásica do capacitor série	43
Figura 4.10 Representação trifásica do modelo do disjuntor em cada fase.....	44
Figura 4.11 Representação trifilar de um curto-circuito monofásico para terra envolvendo a fase a.....	45
Figura 5.1 Silhueta de torre da linha de 500 kV convencional compacta.	49
Figura 5.3 Ganhos U_2/U_1 da linha convencional de 500 kV ao longo de 900 km para diferentes níveis de compensação.	53
Figura 5.4 Ganhos U_2/U_1 da linha convencional de 500 kV ao longo de 900 km para diferentes níveis de compensação. Esquema de compensação híbrido.....	55
Figura 6.1 Esquema trifilar da linha em regime permanente com o quadripolo trifásico da linha	60
Figura 6.2 Esquema trifilar da linha após ocorrência de falta com os quadripolos trifásicos da linha	60
Figura 6.3 Diagrama de blocos para conseguir trechos máximos sem que a Iarc seja severa em LT's sem nenhuma compensação.....	61
Figura 6.4 Máximos trechos das linhas típicas do SEB sem que a corrente Iarc atinja valores muito severos garantindo uma alta probabilidade de religamento monopolar com sucesso.....	62

Fig. 6.5 Iarc nas linhas de 450 km, 600 km e 900 km sem reator de neutro.	65
Fig. 6.6 Detalhe da Iarc eficaz em Regime Permanente nas linhas de 450 km, 600 km e 900 km sem reator de neutro.	66
Figura 6.7 Esquema trifilar da linha em regime permanente com o quadripolo trifásico da linha e com compensação reativa em derivação aos extremos.....	67
Figura 6.8 Esquema trifilar da linha após ocorrência de falta com os quadripolos trifásicos da linha e com compensação reativa em derivação aos extremos.....	67
Figura 6.9 Diagrama de blocos para conseguir X_n otimizados que reduzam a Iarc em LT's com compensação em derivação	68
Figura 6.10 Iarc no caso exemplo da linha de 450 km com reator de neutro otimizado. Compensação de 72 %.....	69
Figura 6.11 Detalhe da Iarc na linha de 450 km com falta monofásica no final da linha e reator de neutro otimizado. Compensação de 72 %.....	70
Figura 6.12 Detalhe da Iarc na linha de 450 km com outro Reator $X_n = 106 \Omega$. Compensação de 72 %.....	70
Figura 6.13 Iarc no caso exemplo da Linha de 600 km com reator de neutro otimizado e reator de neutro otimizado. Compensação de 84 %.....	71
Figura 6.14 Detalhe da Iarc na linha de 600 km com falta monofásica no final da linha e reator de neutro otimizado. Compensação de 84 %.....	72
Figura 6.15 Detalhe da Iarc na linha de 600 km com reator $X_n = 800 \Omega$. Compensação de 84 %.....	72
Figura 6.16 Iarc no caso exemplo da Linha de 900 km com falta monofásica no final da linha e reator de neutro otimizado. Compensação de 92 %.....	73
Figura 6.17 Detalhe da Iarc na linha de 900 km com falta monofásica no final da linha e reator de neutro otimizado. Compensação de 92 %.....	74
Figura 6.18 Detalhe da Iarc na linha de 900 km com reator $X_n = 800 \Omega$. Compensação de 92 %.....	74
Figura 7.1 Representação de uma linha de transmissão monofásica (ou de um modo de propagação da linha).....	78
Figura 7.2 O esquema unifilar da Compensação Reativa em Derivação aos extremos da Representação Monofásica Tradicional de uma Linha Longa.	81
Figura 7.3 Esquema de conexão do Reator de Quatro Pernas (com Reator de Neutro Instalado).	82
Figura 7.4 Representação Unifilar dos Parâmetros Transversais da Linha + Compensação através dos Reatores em Derivação: Fase e Neutro aos Extremos da Linha.	83
Figura 7.5 Maior valor de corrente de arco secundário durante a manobra de energização variando o nível de compensação da linha e a razão r_0 . Comprimento da linha: 450 km.	87
Figura 7.6 Maior valor de corrente de arco secundário durante a manobra de energização variando o nível de compensação da linha e a razão r_0 . Comprimento da linha: 600 km.	87

Figura 7.7 Maior valor de corrente de arco secundário durante a manobra de energização variando o nível de compensação da linha e a razão r_0 . Comprimento da linha: 900 km.	88
Figura 7.8 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do nível de compensação considerando diferentes valores de reator de neutro – LT 450 km.....	89
Figura 7.9 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do nível de compensação considerando diferentes valores de reator de neutro – LT 600 km.....	90
Figura 7.10 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do nível de compensação considerando diferentes valores de reator de neutro – LT 900 km.....	91
Figura 7.11 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do reator de neutro para diferentes valores de nível de compensação – LT 450 km.....	91
Figura 7.12 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do reator de neutro para diferentes valores de nível de compensação – LT 600 km.....	92
Figura 7.13 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do reator de neutro para diferentes valores de nível de compensação – LT 900 km.....	92
Figura 7.14 Maiores valores de corrente de arco secundário obtidas em função do nível de compensação da linha para alguns valores de reator de neutro - Linha de 450 km.	93
Figura 7.15 Maiores valores de corrente de arco secundário obtidas em função do nível de compensação da linha para alguns valores de reator de neutro. Linha de 600 km.....	94
Figura 7.16 Maiores valores de corrente de arco secundário obtidas em função do nível de compensação da linha para alguns valores de reator de neutro. Linha de 900 km.....	95
Figura B.1 Disposição dos cabos condutores na linha de 230 kV.....	116
Figura B.2 Silhueta da torre na linha de 345 kV.	119
Figura B.3 Disposição dos cabos condutores na linha de 440 kV.....	121
Figura B.4 Silhueta de torre da linha de 500 kV convencional.....	124
Figura B.5 Silhueta de torre da linha não convencional de 500 kV.	126
Figura B.6 Silhueta da torre na linha de 765 kV.	129

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 Estatísticas de incidências dos tipos de faltas em linhas de transmissão em EAT.	4
Tabela 1.2 Principais Diferenças entre as Manobras Monopolar e Tripolar	5
Tabela 5.1 Características dos condutores na linha de 500 kV.	49
Tabela 5.2 Características do cabo pára-raios na linha de 500 kV.	50
Tabela 5.3 Parâmetros elétricos da linha de 500 kV a 60 Hz.	50
Tabela 5.4 Máximos Comprimentos de linha sem que o ganho U_2/U_1 seja severo a 60 Hz.	51
Tabela 5.5 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação reativa em derivação nos extremos.	52
Tabela 5.6 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.	54
Tabela 5.7 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação híbrida. Compensação reativa nos extremos da linha e nos extremos do capacitor instalado no meio da linha. Compensação capacitiva de 50 %. Variação da compensação reativa para três comprimentos de linha.	56
Tabela 5.8 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com 900 km e com compensação híbrida. Compensação reativa nos extremos da linha e nos extremos do capacitor instalado no meio da linha. Variação da compensação reativa e capacitiva.	57
Tabela 5.9 Compensação em Derivação Mínimo para a Linha Convencional de 500 kV.	57
Tabela 5.10 Compensação em Derivação Mínimo para a Linha não Convencional de 500 kV.	58
Tabela 5.11 Compensação em Derivação Mínimo para a Linha Convencional de 765 kV.	58
Tabela 6.1 Comprimento máximo de linhas típicas não compensadas para valores moderados de corrente de arco secundário.	62
Tabela 6.2 Valores de I_{arc} eficazes ao se variar o nível de compensação da linha de 500 kV. Variação do comprimento da linha com compensação reativa e sem reator de neutro.	64
Tabela 6.3 Valores de corrente de arco secundário para os menores valores de compensação adequados para cada comprimento de linha de 500 kV. Reator de neutro ótimo e corrente de arco secundário correspondente.	68
Tabela 6.4 Sobretensões dinâmicas e sustentadas admissíveis a 60 Hz	75
Tabela 6.5 Valores de tensão no neutro do banco de compensação reativa.	76

Tabela 7.1 Relação r_0 ótima para minimizar a corrente de arco secundário para o local de falta que corresponde à maior corrente para o comprimento e nível de compensação analisado.	86
Tabela 7.2 Relação entre o $\text{abs}[Y_m/Y_{LT}]$, reator de neutro e a corrente I_{arc} para alguns níveis de compensação para as linhas de 450, 600 e 900 km.	95
Tabela A.1 Ganho de tensão da linha convencional de 230 kV com compensação reativa nos extremos.	108
Tabela A.2 Ganho de tensão da linha convencional de 345 kV com compensação reativa nos extremos.	109
Tabela A.3 Ganho de tensão da linha convencional de 440 kV com compensação reativa nos extremos.	110
Tabela A.4 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.	111
Tabela A.5 Ganho de tensão da linha não convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.	112
Tabela A.6 Ganho de tensão da linha convencional de 765 kV com compensação reativa nos extremos.	113
Tabela B.1 Características dos cabos condutores de fase na linha de 230 kV.	117
Tabela B.2 Características do cabo pára-raios a linha de 230 kV.	117
Tabela B.3 Parâmetros elétricos da linha de 230 kV a 60 Hz.	118
Tabela B.4 Características dos cabos condutores na linha de 345 kV.	120
Tabela B.5 Características do cabo pára-raios na linha de 345 kV.	120
Tabela B.6 Parâmetros elétricos da linha de 345 kV a 60 Hz.	120
Tabela B.7 Características dos condutores na linha de 440 kV.	122
Tabela B.8 Características do cabo pára-raios na linha de 440 kV.	122
Tabela B.9 Parâmetros elétricos da linha de 440 kV a 60 Hz.	123
Tabela B.10 Características dos condutores na linha de 500 kV.	124
Tabela B.11 Características do cabo pára-raios na linha de 500 kV.	125
Tabela B.12 Parâmetros elétricos da linha de 500 kV a 60 Hz.	125
Tabela B.13 Características dos condutores no sistema não convencional de 500 kV.	127
Tabela B.14 Características do cabo pára-raios no sistema não convencional de 500 kV.	128
Tabela B.15 Parâmetros elétricos da linha não convencional de 500 kV a 60 Hz.	128
Tabela B.16 Características dos condutores na linha de 765 kV.	130
Tabela B.17 Características do cabo pára-raios na linha de 765 kV.	131
Tabela B.18 Parâmetros elétricos na linha de 765 kV a 60 Hz.	131

Lista de Siglas

<i>ABNT-NBR</i>	Associação Brasileira de Normas Técnicas - Norma Brasileira.
<i>AC / DC</i>	Alternate Current / Direct Current (Corrente Alternada / Corrente Continua)
<i>ACSR</i>	Aluminium Conductor Steel Reinforced (Condutor de Alumínio de Aço Reforçado)
<i>AT</i>	Alta Tensão.
<i>ATP</i>	Alternative Transients Program (Programa Alternativo de Transitório)
<i>CCAA</i>	Cabos de Alumínio com Alma de Aço.
<i>EAT</i>	Extra Alta Tensão.
<i>EHV</i>	Extra High Voltage (Extra Alta Tensão).
<i>ELETROSUL</i>	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
<i>EPE</i>	Empresa de Pesquisa Energética.
<i>EMTP</i>	Electro-Magnetic Transients Program (Programa de Transitórios Eletromagnéticos)
<i>FURNAS</i>	Furnas - Centrais Elétricas S.A.
<i>HSGS</i>	High Speed Grounding Switches (Chaves de Aterramento Rápido).
<i>LT</i>	Linha de Transmissão.
<i>MATLAB</i>	MATrix LABoratory (Programa computacional de cálculo)
<i>MATHEMATICA</i>	Programa de cálculo Mathematica.
<i>MCM</i>	Mil Circular Mills (Área transversal dos condutores elétricos)
<i>MME</i>	Ministério de Minas e Energia.
<i>PDEE</i>	Programa Decenal de Expansão Energética.
<i>PSCAD</i>	Visual Power System Simulation (Programa de simulação de transitórios em sistemas elétricos)
<i>RMG</i>	Raio Médio Geométrico.
<i>SEB</i>	Sistema Elétrico Brasileiro
<i>SEPs</i>	Sistemas Elétricos de Potência.
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional.
<i>SPAR</i>	Single Pole Auto-Reclosing (Auto-religamento Monofásico)
<i>TRT</i>	Tensão de Restabelecimento Transitória.
<i>TRV</i>	Transient Recovey Voltage (Tensão de Restabelecimento Transitória)
<i>TTA</i>	Tensão entre os terminais do arco.
<i>UAT</i>	Ultra Alta Tensão.

UHV Ultra High Voltage (Ultra Alta Tensão)

Lista de Símbolos

A_{abc}	Matriz A em componentes de fase.
$A_{\alpha\beta 0}$	Matriz A em componentes α , β , 0.
A_{ef}, A_{rms}	Amperes eficazes.
$ABCD$	Elementos do quadripolo.
B	Susceptância elétrica.
C	Capacitância.
C_0	Capacitância de sequência zero.
C_1	Capacitância de sequência positiva.
C_m	Capacitância mútua.
C_p	Capacitância própria.
CS_h	Compensação reativa em derivação.
$CS_é$	Compensação reativa série.
G	Condutância.
I_f	Corrente de fase.
I_G	Corrente na geração.
I_R	Corrente na recepção.
I_{arc}	Corrente de arco secundário.
I_{Ra}	Corrente de fase a na recepção.
I_{Rb}	Corrente de fase b na recepção.
I_{Rc}	Corrente de fase c na recepção.
I_1, I_2	Corrente de entrada, Corrente de saída.
$kV\text{-pico}$	Tensão pico (em kV)
l	Comprimento.
L	Indutância.
P_0	Potência do arco em equilíbrio.
Q_{F1}	Quadripolo antes do ponto de falta.
Q_{F2}	Quadripolo depois do ponto de falta.
Q_{DA}	Quadripolo do disjuntor aberto.
Q_{DF}	Quadripolo do disjuntor fechado.

Q_G	Quadripolo do gerador em barra infinita.
Q_R	Quadripolo na recepção em vazio.
R	Resistência.
R_f	Resistência de fase.
r_0	Relação não homopolar / homopolar.
t	Tempo.
T_{cl}	Matriz associada à transformada de Clarke.
T_{cl}^{-1}	Inversa da matriz associada à transformada de Clarke.
U_o	Tensão de arco em equilíbrio.
U_1, U_2	Tensão de entrada, tensão de saída.
U	Tensão.
U_{rec}	Tensão na recepção.
v	Velocidade.
ω	Frequência angular.
X_0	Reatância de sequência zero.
X_1	Reatância de sequência positiva.
X_C	Reatância capacitiva.
X_d	Reatância não homopolar ou direta.
X_h	Reatância homopolar.
X_f	Reatância de fase.
X_n	Reatância de neutro.
X_R	Reatância da compensação em derivação.
Y	Admitância.
Y_d	Admitância não homopolar ou direta.
Y_h	Admitância homopolar.
Z_d	Impedância não homopolar ou direta.
Z_h	Impedância homopolar.
Z_C	Impedância característica.
Z_f	Impedância de fase.
Z_n	Impedância de neutro.
Z_R	Impedância do reator.
Z_α, Y_α	Impedância e admitância associada a componente α da transformada de Clarke respectivamente.

Z_{β}, Y_{β}	Impedância e admitância associada a componente β da transformada de Clarke respectivamente.
z_{11}, z_{22}, z_{33}	Impedância de elementos próprios.
z_{12}, z_{13}, z_{23}	Impedância de elementos mútuos.
α	Constante de atenuação.
γ	Constante de propagação da onda de transmissão.
θ	Constante de tempo.

Capítulo 1

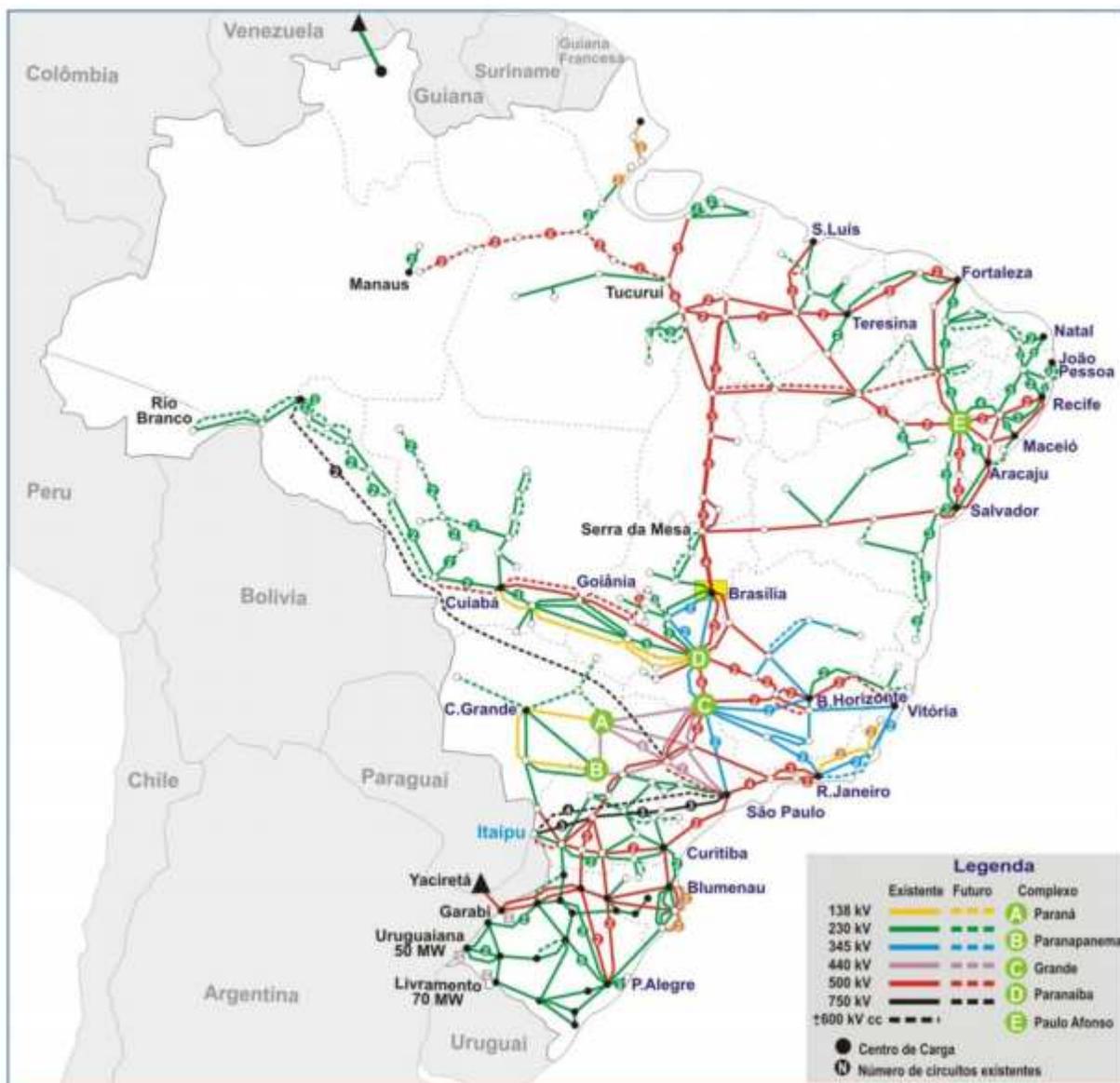
Introdução

1.1 Relevância e Motivação da Pesquisa

O Brasil é um país com características continentais (aproximadamente 4000 km de extensão de norte a sul) com um área aproximada de 8,5 milhões km², onde o seu Sistema Interligado Nacional (SIN) possui um parque gerador predominantemente hidráulico. O mapa hidráulico brasileiro é composto por oito grandes bacias hidrográficas, as duas principais localizadas na região norte, especificamente as bacias dos rios Amazonas e Tocantins, cujo potencial de geração alcança 131,6 GW, correspondendo a 50,9 % de potencial elétrico brasileiro.

A utilização destes recursos está condicionada ao correto processo de intercâmbio energético através de extensos troncos de transmissão com níveis de tensão entre 230 kV e 750 kV. No SIN brasileiro, o atual esquema de configuração referente ao ano de 2010 é mostrado na Figura 1.1, onde também se podem perceber algumas instalações a serem implantadas no futuro próximo (2012/2013).

O processo contínuo da expansão dos sistemas de transmissão no Brasil é coordenado e administrado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os quais garantem uma Rede Básica de Transmissão com dois objetivos importantes e que são: a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga e a integração dos diversos elementos do sistema elétrico com o propósito de garantir estabilidade e confiabilidade na rede elétrica.



Fonte ONS [dez-2011]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20111229_1.pdf>.

Figura 1.1 Sistema Interligado Nacional Brasileiro

Milhares de quilômetros de linhas de Transmissão Elétrica Aéreas são interligados visando conectar geração e carga nas diversas regiões do Brasil. Em 2011 o SIN atingiu a importante marca de 100.000 km de linhas de transmissão na rede básica. As linhas de transmissão, portanto, são os elementos de maior importância na configuração da transmissão de energia elétrica.

Num estudo inicial do sistema elétrico é efetuada a análise de desempenho em regime permanente com diferentes níveis de carga, através de estudos de fluxo de potência em condição normal e sob contingência não simultânea dos outros elementos da rede. Para tais análises a representação adequada da linha de transmissão é considerá-la como um circuito Pi longo, ou seja, empregando as suas equações exatas em sua forma hiperbólica ou exponencial com as correções de seus parâmetros elétricos devido ao efeito da distância.

Em troncos de transmissão CA longos, como os encontrados no SIN brasileiro, é comum o uso de reatores em derivação e/ou capacitores em série como dispositivos de compensação reativa, seja para reduzir o comprimento elétrico da linha ou bem para diminuir a reatância indutiva e aumentar o carregamento da energia. Nestes sistemas de transmissão basicamente formados por linhas aéreas a representação transversal da linha é feita somente através da sua susceptância capacitiva, desprezando-se a condutância transversal.

As linhas de transmissão, evidentemente por serem os elementos mais extensos no sistema elétrico, são também os de maior vulnerabilidade com relação às condições atmosféricas de qualquer tipo, estando também sujeitos às sobretensões elevadas devido aos transitórios de manobras. Transtornos atmosféricos podem provocar descargas elétricas que geram grandes sobretensões e que são caracterizadas pela liberação de elevados montantes de energia numa frente de onda com tempo extremamente rápido (1 μ s até 10 μ s).

Em termos estatísticos para linhas em níveis de tensão elevadas, as descargas atmosféricas atingem predominantemente só uma fase da linha e são de características não permanentes, ou seja, do tipo transitório. A tabela 1.1 apresenta as estatísticas feitas por duas empresas de transmissão de energia estrangeiras onde é mostrada a incidência dos tipos de faltas nas linhas de transmissão.

Quando um curto-circuito monofásico ocorre produz-se a rápida ação do sistema de proteção que abre os disjuntores instalados em cada terminal das fases da linha, isolando totalmente o trecho afetado do restante do sistema e interrompendo a transmissão normal de energia. Este tipo de manobra é conhecido como de abertura tripolar e a linha deve ser mantida aberta durante um tempo relativamente curto visando evitar uma propagação do distúrbio para outras linhas num fenômeno conhecido como efeito cascata. Se o trecho não for religado rapidamente pode acontecer uma defasagem excessiva entre as tensões dos barramentos interligados pela linha que pode produzir perturbações muito severas, com inerente efeito negativo na estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Muitas vezes o religamento fica bloqueado devido à grande abertura angular das tensões terminais.

Tabela 1.1 Estatísticas de incidências dos tipos de faltas em linhas de transmissão em EAT.

	Bonneville Power Administration	Swedish State Power Board	
	500 kV	400 kV	200 kV
Faltas Monofásicas para Terra	93 %	70 %	56 %
Faltas Bifásicas	4 %	23 %	27 %
Faltas Bifásicas com Aterramento	2 %	23 %	27 %
Faltas Trifásicas	1 %	7 %	17 %

Fonte: Pamphlet RK 85-201 E Auto-reclosing Edition 1 ABB Relays

Outra forma de eliminar o defeito monofásico consiste na manobra de abertura monopolar onde somente a fase onde aconteceu o defeito é aberta, o que assegura a transmissão ininterrupta de uma fração importante de energia através das outras duas fases que não foram afetadas pela falta, o que reduz consideravelmente a severidade da perturbação. A manobra terá sucesso se a falta tiver se auto-extinguido no momento do religamento e o canal ionizado da falta não existir mais, evitando que o defeito se restabeleça. Um dos parâmetros importantes para que a manobra tenha uma alta probabilidade de sucesso é que a corrente de falta que é mantida pelo acoplamento entre as fases sãs e a fase aberta (corrente de arco secundário) tenha uma baixa amplitude.

Existem grandes diferenças entre estes dois tipos de manobras que fazem com que se possa entender a importância da correta escolha do tipo de procedimento a programar principalmente pela confiabilidade e flexibilidade que proporciona ao sistema. Na tabela 1.2 mostram-se essas diferenças evidenciando uma clara vantagem da manobra de abertura/religamento monopolar em relação à manobra de abertura/religamento tripolar.

Tabela 1.2 Principais Diferenças entre as Manobras Monopolar e Tripolar

Principais Ocorrências:	Manobra Monopolar	Manobra Tripolar
Existe transmissão de energia	Mantém até 54 % da transmissão em operação normal	Não existe
Acontecem sobretensões severas no religamento	Menos severo	Mais severo
Propagação do defeito em cascada	Não existe	Alta probabilidade
Acontece defasagem nos extremos	Baixa probabilidade	Alta probabilidade
Limite no tempo morto	Critério 1: Até 500 ms Critério 2: $t > 500$ ms	Pode ter um tempo maior
Perda de sincronismo	Baixa probabilidade	Alta probabilidade
Arco Secundário	Existe	Não existe
Arco sustentado em 60 Hz	Existe	Existe
Carga residual nas fases	Não existe	Depende da sequência de abertura

Existem diversos tipos de procedimentos para conseguir reduzir essa corrente de arco secundário, sendo o mais comum o uso de reatores de neutro, no caso de linhas com compensação reativa em derivação.

Em sistemas de transmissão com comprimentos longos, a instalação de reatores em derivação reduz o ganho de tensão entre os terminais da linha quando esta se encontra em vazio ou em carga leve (Efeito Ferranti). Aproveitando-se da existência do banco de reatores em derivação é possível instalar um reator no neutro do banco de forma a minimizar e até eliminar o acoplamento capacitivo que sustenta a corrente de arco secundário que surge durante a abertura monopolar. Este acoplamento capacitivo é mantido entre as duas fases sãs que

continuam energizadas e a fase sob falta que foi isolada. O arco também é alimentado pelo acoplamento indutivo entre a fase aberta e as fases sãs, sendo este significativo somente quando a linha estiver transmitindo uma potência importante.

Neste contexto é importante analisar o desempenho da linha juntamente com os elementos de compensação de modo a realizar uma análise que permita uma otimização dos parâmetros do sistema de transmissão. O religamento monofásico com sucesso deve ser a consequência dessa operação conjunta de otimização dos parâmetros e que resulta na minimização da corrente de arco secundário e num consequente efeito favorável ao sistema em termos de estabilidade eletromecânica, de tensão, e de confiabilidade operacional.

1.2 Objetivos da Tese

O objetivo geral da pesquisa é o desenvolvimento de um método para a redução da amplitude da corrente de arco secundário analisando a influência do nível de compensação reativa em derivação em linhas de transmissão longas. O foco do método desenvolvido é o estabelecimento de relações entre o nível de compensação reativa e a otimização do reator de neutro com o intuito de reduzir os valores das correntes de arco secundário.

A seguir, os objetivos específicos do trabalho são apresentados:

- Desenvolvimento de um método para a obtenção de uma resposta sustentada do sistema elétrico trifásico em desequilíbrio. Esta metodologia pode ser utilizada na etapa de projeto de um sistema de transmissão.
- Identificar os comprimentos máximos de linhas não compensadas para diferentes níveis de tensão e que apresentam elevada probabilidade de sucesso para a manobra de religamento monopolar.
- Caracterizar a influência dos parâmetros transversais do conjunto Linha + Compensação visando reduzir a corrente de arco secundário que surge após abertura monopolar em linhas com compensação em derivação.
- Desenvolvimento de uma metodologia para o dimensionamento de um reator de neutro adequado em cada nível de compensação solicitado com o intuito de reduzir a amplitude

da corrente de arco secundário, aumentando assim a probabilidade de sucesso da manobra de religamento monopolar.

1.3 Estrutura da Tese

O presente texto está dividido em oito capítulos, o primeiro capítulo descreve a introdução geral do trabalho. Os capítulos seguintes encontram-se subdivididos de acordo com assuntos correlatos ao seu tema principal, descritos a seguir.

No capítulo 2 é apresentada uma extensa revisão bibliográfica onde são analisados os conceitos gerais relacionados à pesquisa com o intuito de um melhor entendimento da área de estudo, especificamente: os tipos de defeitos em linhas de transmissão, equipamentos necessários para uma transmissão confiável em extra-alta-tensão, classes de religamentos automáticos de linhas de transmissão, arco secundário, tempo morto, entre outros.

No capítulo 3 apresentam-se as principais técnicas para eliminação dos defeitos em linhas de transmissão. As manobras de abertura/religamento tripolar e monopolar são descritas, analisando as suas vantagens e desvantagens.

No capítulo 4 faz-se uma introdução à teoria de quadripolos e descreve-se a representação dos principais elementos de um sistema de transmissão através de quadripolos trifásicos. A metodologia proposta é aplicada à minimização da corrente de arco secundário para eliminação de falta monofásica.

No capítulo 5 são avaliados os ganhos de tensão nas linhas de transmissão típicas do SIN. São descritos também os critérios e as condições para a análise da extinção da corrente de arco secundário em linhas longas. São mostrados os comprimentos máximos de linha para os quais é provável ter sucesso na manobra de religamento para os casos de faltas monofásicas do tipo não permanentes. Continua-se a análise, e analisam-se as linhas com vários níveis de compensação que têm a corrente de arco reduzida pelo uso de reatores em derivação.

No capítulo 6 é feita uma análise de sensibilidade das correntes de arco secundário após a ocorrência de falta monofásica em linhas típicas do sistema elétrico brasileiro.

No capítulo 7 é feita uma análise de sensibilidade da corrente de arco secundário analisando-se os parâmetros transversais do sistema de transmissão: *Linha + Compensação*.

O Capítulo 8 apresenta, de acordo com os resultados obtidos nos capítulos anteriores, as principais conclusões do trabalho.

A seguir apresentam-se os apêndices que ajudam na compreensão geral do presente trabalho e que foram dispostos de maneira a acrescentar informação aos temas relacionados.

O apêndice A são apresentadas as tabelas completas dos ganhos de tensão de todas as linhas analisadas com reatores de compensação reativa aos extremos e no meio da linha.

O apêndice B são mostradas as características e dados elétricos das linhas de transmissão utilizadas para o estudo. Os parâmetros elétricos de todas as linhas também são apresentados através de tabelas.

1.4 Contribuições do Trabalho

A seguir são apresentadas as principais contribuições da pesquisa:

- O método proposto para a obtenção da resposta sustentada do sistema elétrico trifásico em desequilíbrio. Esta metodologia pode ser utilizada na fase de projeto de um sistema de transmissão;
- A representação da linha longa compensada levando em consideração a abordagem conjunta da *Linha + Compensação* foi importante para caracterizar a influência dos parâmetros transversais na redução da corrente de arco secundário;
- A caracterização da relação entre o nível de compensação do sistema e o valor ótimo do reator de neutro que minimiza a corrente de arco secundário. Esta é uma das contribuições mais importantes da presente pesquisa;
- A identificação de comprimentos limites de linhas não compensadas para diferentes níveis de tensão que apresentam elevada probabilidade de sucesso para a manobra de religamento monopolar.

- Uma nova hipótese de compensação híbrida que garante um perfil de tensão adequado ao longo das linhas longas a partir de 900 km de comprimento. A hipótese proposta acrescenta dois reatores no meio da linha, a montante e a jusante dos capacitores série em cada fase.

1.5 Publicações Decorrentes

Como parte das atividades desenvolvidas ao longo da pesquisa, são apresentados os trabalhos que consolidaram os resultados da pesquisa.

Artigo em Revista:

- a) M. E. Zevallos, M. C. Tavares, “Redução da Corrente de Arco Secundário em Sistemas de Transmissão Típicos”, Revista da Sociedade Brasileira de Automática (SBA), ISSN: 0103-1759, vol. 20, nº 3, pp. 373-382, Jul/Set 2009.

Artigos em Congresso:

1. M. E. Zevallos, M. C. Tavares, “Sustained Response of Unbalanced Electric System Represented Through Three-Phase Two-port Networks”; 2012 IEEE Power & Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition; Orlando – Flórida – EUA; maio 2012.
2. M.E.Zevallos, M.C.Tavares, “Single-Phase Auto-Reclosure Studies: Influence of Transversal Parameters of a Transmission System on the Secondary Arc Current Reduction”; International Conference in Power System Transients – IPST 2011; Delft - Holanda; junho 2011.
3. M. E. Zevallos, M. C. Tavares, “Reducción de las Máximas Corrientes de Arco Secundario para Sistemas de Transmisión Típicos durante la Maniobra de Abertura Monopolar”; IX ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ; Ciudad del Este – Paraguai; maio 2011.
4. M. E. Zevallos, M. C. Tavares, “Influência dos Parâmetros Transversais de uma Linha de Transmissão na Redução da Corrente de Arco Secundário durante a Manobra de

Abertura Monopolar”; IEEE/PES T&D Latin America; São Paulo – Brasil; Novembro 2010.

5. M. E. Zevallos, M. C. Tavares, “O Uso de Quadripolos Trifásicos na Obtenção da Resposta Sustentada de um Sistema Elétrico Desequilibrado”; XVIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA; Bonito – MS – Brasil; Setembro 2010.
6. M. E. Zevallos, M. C. Tavares, “Sensitivity Analysis of Secondary Arc Current for Different Transmission Systems”. In: Conferência Técnica Andina IEEE ANDESCON, Cusco, Perú; Outubro 2008.
7. M. E. Zevallos, M. C. Tavares, “Análise de Sensibilidade das Correntes de Arco Secundário para Diferentes Sistemas de Transmissão”. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2008, Belo Horizonte, MG, Brasil; Abril 2008.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

OS troncos de transmissão muito longos existentes no SIN brasileiro e os novos troncos, que entrarão em operação num futuro próximo, necessitam assegurar de forma eficiente e ininterrupta o fornecimento da energia elétrica desde as afastadas UHE até os centros de consumo no país. Este importante objetivo é alcançado a partir de uma análise constante de estudos realizados tanto em regime permanente como também em regime transitório.

Dentre os inúmeros defeitos que acontecem nas linhas de transmissão de grande porte são os curto-circuitos os que podem produzir as piores consequências para o sistema elétrico já que ocasionam elevadas correntes de defeito (da ordem de 10^3 A), assim como elevadas sobretensões que surgem durante as diversas manobras usuais no sistema, e que podem afetar de maneira caótica a rede.

No início da década de 1980 o religamento automático de linhas de transmissão após situações de curtos-circuitos tornou-se uma manobra muito bem aceita em diferentes partes do mundo (IEEE POWER SYSTEMS RELAYING COMMITTEE, 1984), principalmente em países com regiões sujeitas à alta incidência de descargas atmosféricas. Somente cinco por cento das faltas decorrente de descargas atmosféricas são permanentes. O religamento rápido, seja trifásico ou

monofásico, portanto, fornece vantagens quanto à redução do tempo de duração de uma interrupção se comparado às linhas com manobra de religamento tradicional.

Atualmente no Brasil é necessário realizar estudos para o projeto das novas linhas de transmissão considerando as manobras de abertura/religamento monopolar e tripolar da linha visando a rápida eliminação de defeitos com o subsequente retorno da linha à operação normal.

A seguir são apresentados alguns conceitos referentes ao trabalho com o intuito de definir a área de pesquisa.

2.1 Defeitos nas Linhas de Transmissão

2.1.1 Falta Transitória ou Não Permanente

Uma falta transitória tem como característica principal o fato de desaparecer num curto período de tempo, após a atuação da proteção. Estas faltas são muito rápidas, sendo as suas principais causas as descargas atmosféricas e as manobras usuais da rede. A sobretensão induzida na linha durante a ocorrência de descarga atmosférica geralmente causa um arco elétrico sobre os isoladores (região de menor distância de isolamento). Este arco, denominado comumente de arco primário, pode atingir valores de dezenas de kA e existirá enquanto o defeito estiver sendo alimentado pelo sistema. Quando a proteção atua, isolando a parte do sistema sob defeito, o arco tem sua corrente reduzida para algumas centenas de ampères, sendo chamado de arco secundário. Este arco pode se auto-extinguir ou não, dependendo da quantidade de energia fornecida pelo sistema ao arco.

2.1.2 Falta Permanente

Um condutor se partindo, ou o colapso de torre ou uma árvore se inclinando sobre uma linha, etc, são exemplos de faltas de caráter permanente. Nestes casos é necessário primeiro localizar o defeito para que as medidas corretas de manutenção sejam tomadas e o dano reparado. Este tipo de falta geralmente demanda mais tempo para recuperação do sistema e,

consequentemente, deve impor uma maior demanda da rede quanto à estabilidade e ao desempenho.

2.1.3 Estatísticas das Faltas

Faltas monofásicas para terra são os defeitos predominantes em todas as linhas. Em linhas de AT e EAT as estatísticas revelam maior ocorrência das faltas monofásicas para terra. Segundo (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 1992) em linhas de transmissão de 500 kV quase 93 % do total de faltas envolve uma só fase para terra.

2.2 Tipos de Religamento Automático de Linhas de Transmissão

2.2.1 Religamento Tripolar

Após uma ocorrência de falta na linha de transmissão, os disjuntores isolam o trecho com defeito e aguardam um intervalo de tempo denominado de tempo morto para religar o circuito. Caso a falta seja não permanente espera-se que ocorra a auto-extinção do arco elétrico neste intervalo. Para que o sistema não perca estabilidade o religamento tripolar deve acontecer rapidamente num tempo morto curto. Na figura 2.1 é apresentado um esquema de atuação da proteção de um sistema de transmissão com a manobra de abertura e religamento tripolar após ocorrência de falta monofásica.

A eliminação de uma falta monofásica através da abertura trifásica do trecho sob falta é muito comum e de uso generalizado no SIN brasileiro. A manobra que segue, também denominado religamento tripolar rápido, deve possuir um tempo morto entre 0,5 s e 1 s para não prejudicar a estabilidade do sistema.

Apesar disto a manobra trifásica (rápida ou lenta) pode ser perigosa para o sistema devido principalmente às sobretensões que surgem. Estas sobretensões dependem basicamente da carga residual e do instante de execução da manobra. Estas sobretensões podem ocasionar um risco na estabilidade do sistema elétrico, após um tempo relativamente longo de abertura

trifásica. Um religamento trifásico sem extinção do defeito pode levar a problemas severos para o sistema, principalmente pela propagação em cascata da falta.

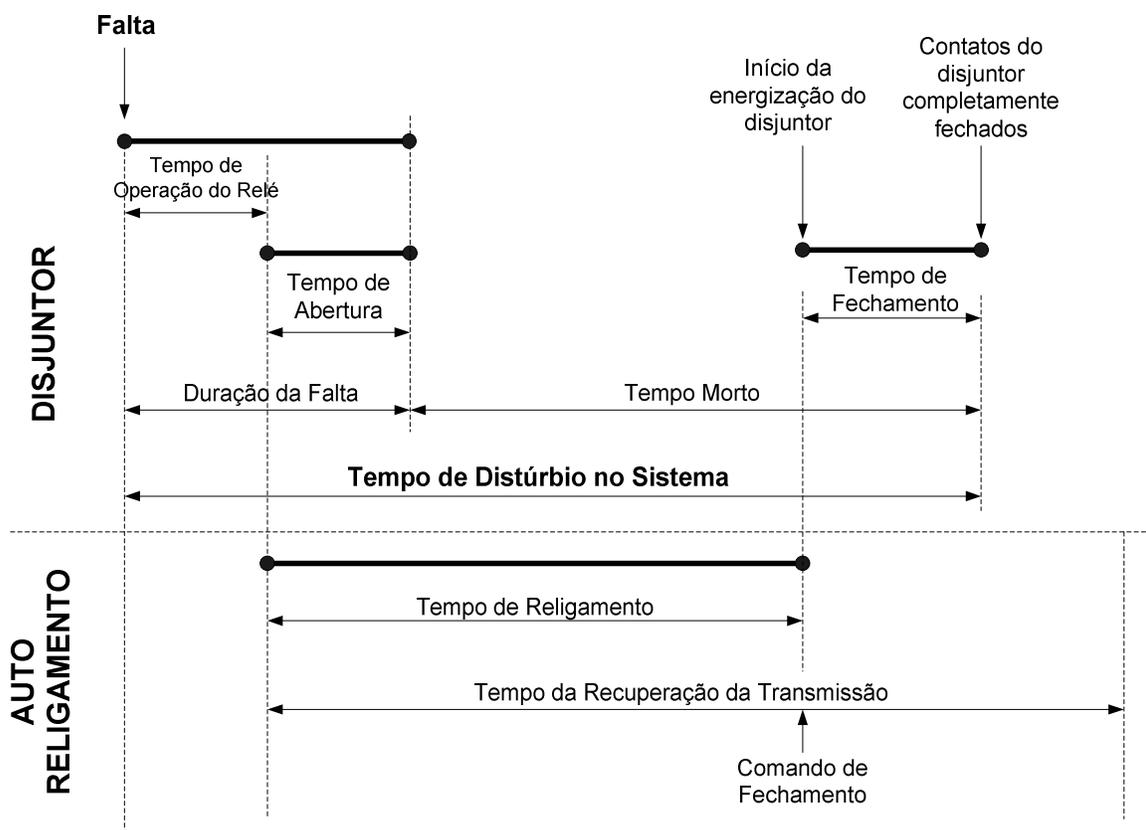


Figura 2.1 Processo de Abertura/Religamento Tripolar após ocorrência da falta.

As sobretensões ocasionadas pelo religamento trifásico em linhas em vazio podem ser muito severas se a carga residual não for drenada antes da corrente capacitiva ser interrompida (D'AJUZ et al., 1987), e a manobra pode provocar a instabilidade do ângulo de defasagem interna das unidades geradoras. Este tipo de fenômeno impõe um limite máximo ao tempo morto de religamento, que não poderá ser tão longo a ponto de implicar na perda de sincronismo entre as unidades geradoras ou sistemas interligados pela linha de transmissão.

Os valores das sobretensões devido ao religamento trifásico da linha podem ser obtidos mediante estudos estatísticos onde se variam aleatoriamente os tempos associados ao instante de execução da abertura e o posterior religamento trifásico. Os valores das cargas residuais vão depender diretamente da sequência da abertura trifásica, devendo ser considerado também

o atraso de um polo. Os valores numéricos da carga residual apresentam uma forte dependência da relação entre as capacitâncias da linha de transmissão.

É importante analisar o arco que surge após o processo de eliminação da falta monofásica através da abertura trifásica. Inicialmente ocorre o defeito monofásico e a proteção dá ordem para a abertura trifásica do trecho sob falta. O arco primário (da ordem de 10 kA) dá lugar a um arco de amplitude bem menor (da ordem de 10^2 A), arco secundário, após a abertura do trecho sob defeito. O arco que se estabelece após a abertura trifásica é amortecido e existirá enquanto a carga residual do trecho aberto existir. Muitos autores denominam este arco como arco secundário, apesar de este termo ser mais aplicado ao arco que se forma após a abertura monopolar da fase sob falta, como apresentado a seguir.

2.2.2 Religamento Monopolar (SPAR)

O religamento monopolar, também conhecido como religamento automático monofásico pelas siglas em inglês *SPAR*, da mesma forma que o religamento tripolar, resulta na abertura do trecho sob defeito, mas envolve somente a fase onde ocorreu a falta. Nesta manobra os problemas de estabilidade no sistema se reduzem porque as fases sãs continuam transmitindo potência, havendo, portanto, uma ligação elétrica entre os terminais da linha sob defeito. Na figura 2.2 é apresentado um esquema de atuação da proteção de um sistema de transmissão com a manobra de abertura e religamento monopolar após ocorrência de falta monofásica. A principal desvantagem dessa manobra é a existência do arco secundário mantido pelo acoplamento capacitivo e indutivo entre as fases sãs e a fase com defeito. Este acoplamento não é devido à carga residual da linha, mas ao fato de o trecho onde a falta ocorreu não ter sido totalmente aberto, uma vez que a manobra de abertura envolve somente a fase atingida pelo defeito. As fases sãs mantêm a transmissão de energia e, portanto, encontram-se energizadas e conduzindo potência.

O sucesso do religamento monopolar depende da extinção do arco secundário antes do religamento da fase aberta. A probabilidade de extinção do arco secundário é função do tempo morto ajustado pela proteção. Para eliminação de faltas monofásicas não permanentes através da manobra monopolar, a fase com falta é isolada em seus dois terminais. Como na manobra

monopolar, o arco elétrico ainda existe após a atuação da proteção e este instante finaliza a existência do arco primário e inicia o chamado arco secundário.

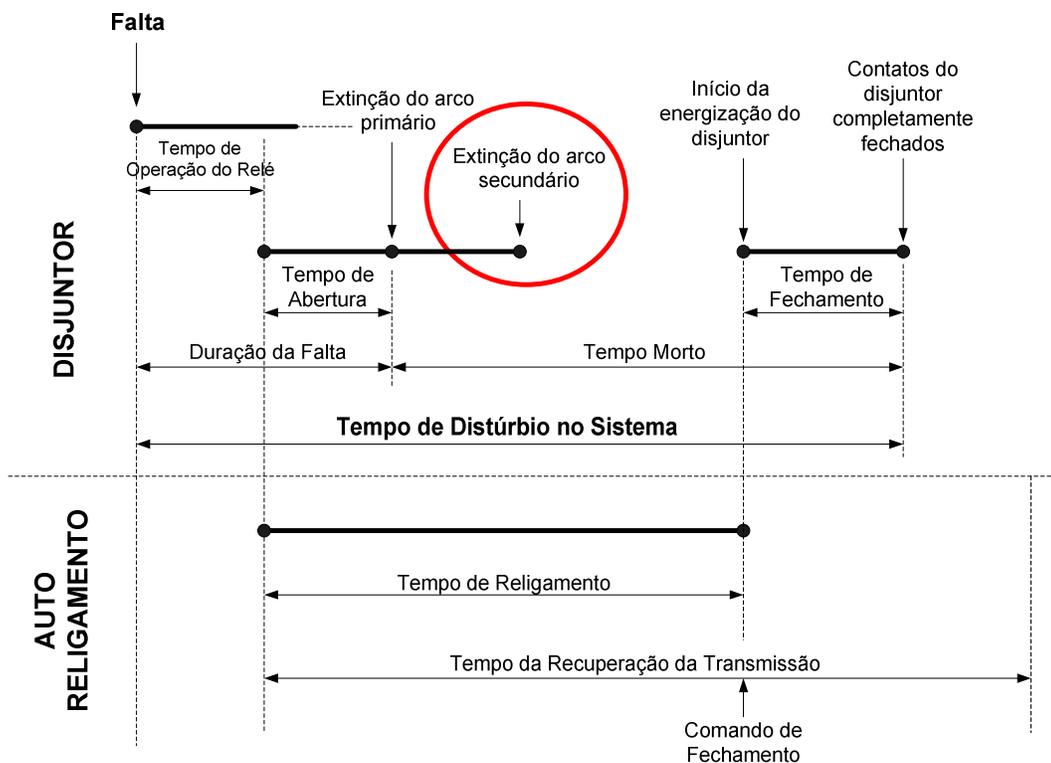


Figura 2.2 Processo de Abertura/Religamento Monopolar após ocorrência da falta.

2.2.3 Arco Elétrico

O arco elétrico é o fenômeno principal no processo de interrupção da corrente nos disjuntor de alta potência (CARVALHO et al., 1996). Quando um interruptor abre um circuito com carga ou quando ocorre uma falta, surge a presença do arco elétrico. As características do arco dependem, entre outras coisas da natureza e pressão do meio ambiente onde se induzem os arcos, da presença de agentes ionizantes ou desionizantes como, por exemplo, a influência de isoladores poluídos (GARCIA et. al., 1988), da tensão entre os contatos e da sua variação no tempo, da composição do meio onde se formam os arcos e do sistema de mitigação do arco elétrico. O alongamento do arco depende geralmente do nível de tensão fornecida ao sistema e está inversamente relacionada ao valor eficaz da corrente de arco, menor corrente eficaz, maior alongamento do arco (TALAYSI, et. al., 2011) o que implica numa rápida auto-extinção a depender do tempo morto estabelecido.

No caso de curtos-circuitos, os arcos elétricos se formam sob altas correntes que se originam em sua maioria por sobretensões resultantes de descargas atmosféricas ou manobras no sistema. Estes arcos se estabelecem no ar, tendo características distintas dos arcos em disjuntores devido ao meio onde se formam. Nestes casos o comportamento dinâmico dos arcos não pode ser adequadamente representado por modelos comuns, ou seja, ao menos duas constantes de tempo devem ser envolvidas (PORTELA, 1992).

2.2.4 Arco Secundário

Uma análise do arco secundário se dá de forma semelhante ao arco de potência que o precede, mesmo porque sua ocorrência está associada a um tipo de manobra definida. Ele está também associado aos fenômenos cujos parâmetros apresentam um alto grau de aleatoriedade, entretanto a extinção do arco secundário se vê afetada determinantemente por fatores que relacionam uma interação arco-rede aos terminais do arco (CAMARA, 2003). A representação do arco secundário através do modelo matemático de (JOHNS et. al., 1982) ganhou grande aceitação iniciando a década de 1980. Foram representadas no programa EMTP modelos associados ao fenômeno e à manobra de religamento monopolar (GOLDBERG et. al., 1989) em linhas de 500 kV e de 765 kV (BEZERRA, 1990). O estudo da representação do arco com este modelo foi aplicado a sistemas de transmissão híbridos AC/DC onde se discutiram os fatores que afetam a duração do arco secundário em condições de equilíbrio e desequilíbrio (WOODFORD, 1993).

A variação quase aleatória dos parâmetros do arco influencia significativamente o desempenho do arco durante o religamento monofásico e dificulta a exata reprodução da duração do arco na simulação digital. Dependendo da variação dos parâmetros do arco, alguns efeitos de interação com o sistema de transmissão podem ser percebidos. Uma representação do comportamento dinâmico do arco (KIZILCAY et. al., 2003) foi feita através de uma resistência variando no tempo para representar a condutância do arco baseada no balanço de energia sob a coluna do arco.

2.2.5 Desionização do Arco

O tempo requerido para a desionização da trajetória do arco elétrico é um fator muito importante a ser considerado antes do religamento da fase aberta e depende de diversos fatores, que incluem o tempo de duração do arco (tempo de duração da falta), amplitude da corrente de falta, tensão do sistema, capacitância de acoplamento, espaçamento dos condutores e condições climáticas como o vento, umidade do ar, pressão atmosférica, etc. Comumente um arco no ar é constituído por um plasma de alta temperatura que é mantido ionizado principalmente pela absorção da energia do sistema elétrico. O nível de tensão no circuito tem uma influência predominante no tempo de desionização do arco. Essa desionização vai acontecer se o fenômeno é influenciado positivamente por uma recombinação das partículas ionizadas do arco junto com partículas de energia neutralizante e que descaracterizarão o plasma. Isto ocorre em temperaturas mais baixas, onde a agitação é menor e a pressão aumenta (PORTELA et al., 1994).

2.2.6 Tempo Morto

É o tempo entre a interrupção de uma fase do circuito através de um polo do disjuntor durante a manobra de abertura e do restabelecimento da fase durante a operação de fechamento. Um religamento automático de linhas precisa de um tempo morto que exceda o tempo de desionização do caminho do arco elétrico, ou seja, o ajuste do relé deste tempo morto deve ser mais longo para permitir essa desionização. Existem pesquisas onde o tempo morto acaba exatamente no momento da auto-extinção do arco o que favorece na decisão do relé para mandar religar no tempo exato, tornando a manobra numa manobra com religamento adaptativo (AHN, 2001; DE SOUZA, 2003).

Em linhas de transmissão longas, o religamento monofásico requer um tempo maior que para o caso do religamento das três fases simultaneamente, já que o maior acoplamento eletromagnético entre as fases sãs e a fase com falta resulta num período maior da desionização da trajetória do arco.

2.3 Equipamentos para uma Transmissão Confiável

O sistema de transmissão muito longo acarreta certa complexidade quanto aos parâmetros que determinam a transferência qualitativa da energia, dentre estes parâmetros estão: o ganho da tensão devido ao longo comprimento da linha, o excesso de potência reativa consumida pela linha e os surtos de tensão que acontecem produto de manobras na rede ou devido a defeitos atmosféricos em determinadas regiões que podem colapsar o sistema interligado gerando desligamentos em cascata como ocorreu nos últimos anos.

Para reduzir os efeitos causados pela elevação de tensão terminal de uma linha em vazio ou sob condição de operação em carga leve determina-se o nível de compensação reativa em derivação (INDULKAR, 1999), principalmente próximo da localização da carga, com o intuito de manter o perfil de transmissão adequado e reduzir o acoplamento eletromagnético entre fases.

A seguir são descritos os principais equipamentos que são utilizados ou inseridos para reduzir ou eliminar as perturbações que geram os problemas descritos anteriormente.

2.3.1 Disjuntores

Um disjuntor utilizado na manobra SPAR precisa ter o mecanismo de operação e a capacidade de abertura necessária para concretizar uma sequência operativa visando o seu fechamento automático.

O disjuntor deve ser capaz de fechar (religar a linha ou a fase da linha, no caso de manobra monopolar) depois de um tempo morto pré-determinado, se for adequado para um SPAR de alta velocidade. A manobra deve garantir que o mecanismo de operação do disjuntor sempre tenha tempo para armazenar a energia necessária para uma abertura subsequente.

O disjuntor também deve ser capaz de suportar o religamento sobre uma possível falta do tipo permanente sem que se modifiquem suas características de capacidade de abertura ou evitando se danificar (CARVALHO et. al., 1996).

O tempo de operação (abertura) de um disjuntor deve ser pequeno para garantir a menor ionização possível e assim melhorar a probabilidade de um fechamento bem sucedido (extinção do defeito antes do fechamento do disjuntor).

2.3.2 Reatores em Derivação

Num sistema elétrico de grande porte é necessário compensar a potência reativa capacitiva inerente do sistema de transmissão em função da potência ativa consumida ou transmitida (THALLAM, 2007). Essa energia reativa é o resultado de uma transmissão sob condições de carga leve em regime permanente ou nula em caso de energização. Uma compensação reativa em derivação pode ajudar a controlar também a impedância equivalente da linha de transmissão com o propósito de manter a transmissão próxima do valor da potência natural da linha (KIMBARK, 1983).

A principal ação dos reatores de potência é introduzir impedância num sistema de potência. Os reatores em derivação são ligados entre fases, ou entre fase e neutro ou entre fase e terra, num sistema de potência, normalmente para compensação da corrente capacitiva do sistema através da sua reatância indutiva.

Para especificação das características elétricas dos reatores de potência devem ser considerados alguns aspectos (FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS, 1985) como o nível de tensão, potência reativa, tipo de proteção, sobretensões, características ambientais, etc.

2.3.3 Reator de Neutro

O reator de neutro é um reator monofásico conectado entre o neutro de um equipamento elétrico e a terra. No esquema de compensação reativa em derivação serve para compensar a corrente de desequilíbrio durante uma falta monofásica para terra. A partir de uma configuração peculiar junto com os reatores de fase (configuração de quatro pernas) pode reduzir então a capacitância equivalente (acoplamento elétrico) que existe entre as fases sãs e a fase com falta. O reator de neutro é especificado em função do banco de reatores existente e, dessa maneira, seu parâmetro é definido em função dos parâmetros impedância e susceptância da linha de transmissão.

A maioria das linhas de EAT no Brasil utiliza compensação reativa devido ao seu alto comprimento. A utilização da configuração de quatro pernas incluindo o reator de neutro é o principal método de redução do arco para casos de abertura monopolar com falta temporária, cujos relatórios de análise e aplicação são exigidos por parte da ANEEL.

Em (TAVARES, 2004) é mostrado o processo de obtenção do valor ótimo de reator de neutro para um sistema real numa linha de 865 km e em (ZEVALLOS, 2007) é mostrada uma maneira otimizada de obter valores de reatores de neutro apropriados para linhas com diferentes níveis de tensão. Em ambos os casos evita-se uma simples extrapolação de valores de reatores de neutro comuns de linhas em operação com o mesmo nível de tensão ou o mesmo comprimento.

Caso não se consiga a redução dos valores da corrente de arco através do reator de neutro, a ANEEL recomenda o estudo de aplicação e utilização de chaves de aterramento rápido (HSGS's), que aumentam a probabilidade de reduzir os valores do arco, mas encarecem o projeto elétrico. As HSGS's são dispositivos utilizados principalmente em linhas onde não existe compensação em derivação (linhas curtas) e funcionam formando um circuito estabelecido através da trajetória do arco e a chave que é fechada (AHN, 2005). As chaves tem uma impedância menor que o arco fazendo com que a corrente no arco seja cancelada.

2.3.4 Capacitor em Série

Os capacitores em série desempenham um papel importante em sistemas de transmissão de energia, pois aumentam a capacidade de transferência de energia e reduzem a variação da tensão em regime permanente (KIMBARK, 1983), tornando os sistemas mais vantajosos ao reduzir os seus comprimentos elétricos. Os capacitores em série têm sido utilizados com sucesso há algumas décadas melhorando a estabilidade e a capacidade de carga das redes de transmissão. Os capacitores introduzem tensão capacitiva para compensar a queda de tensão indutiva na linha, ou seja, reduzem a reatância longitudinal da linha de transmissão, sendo aplicados para linhas com comprimentos elevados. Muitas vezes são instalados em interligações formadas por vários trechos de linhas em série, o que resulta na instalação do capacitor em trechos de linhas com comprimentos de 250 ou 300 km. O objetivo final é

compensar a reatância série da interligação, que normalmente tem comprimento superior a 600 km.

2.3.5 Para-raios

São dispositivos limitadores das sobretensões que ocorrem nas linhas de transmissão, sejam estas causadas por manobra ou descargas atmosféricas que atinjam a linha ou outro elemento do sistema elétrico. Os para-raios de óxido metálico (MOV) ou também conhecidos como de óxido de zinco (ZnO) são os mais utilizados por terem uma maior capacidade de absorção de energia. Os para-raios oferecem proteção para vários equipamentos do sistema elétrico. Os para-raios de linha são conectados entre as fases e a terra e quando solicitados devem absorver o excedente de energia produzido pelas sobretensões transitórias evitando a ruptura do nível de isolamento das linhas. Ao ocorrer uma descarga atmosférica, seja na estrutura da torre, nos cabos para-raios ou nos condutores de fase, ou uma sobretensão devido à manobra (transitória ou sustentada), uma parcela da corrente de surto fluirá através do para-raios, originando uma tensão residual entre os seus terminais que limitará a tensão resultante no local onde estiver localizado.

Capítulo 3

Técnicas para Eliminação de Defeitos em Linha de Transmissão - Abertura Monopolar e Tripolar

As características particulares da rede elétrica brasileira mostram um sistema composto por um grande número de linhas longas e pouco malhadas (EPE, 2011), onde os grandes centros de carga ficam muito distantes dos parques de geração. Para manter uma operação normal e evitar a instabilidade na rede é necessário atender rapidamente a qualquer evento que possa desequilibrar o sistema. Como dito, em sistemas de EAT 93 % dos defeitos que acontecem nas linhas são monofásicos e do tipo não permanentes, ou seja, defeitos transitórios (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 1992), o que indica que a manobra de abertura e religamento somente da fase com defeito deva ser utilizada, de modo a retornar rapidamente à condição normal de operação da linha.

3.1 Comparação entre as Manobras do Tipo Monopolar e Tripolar

Muitas são as diferenças entre estes dois tipos de manobras que fazem com que se possa entender a importância da correta escolha do tipo de procedimento a implementar principalmente pela confiabilidade e flexibilidade que proporciona ao sistema. Na tabela 1.2 mostram-se essas diferenças evidenciando uma clara vantagem da manobra de abertura/religamento monopolar em relação da manobra de abertura/religamento tripolar para os casos mais comuns de faltas nas linhas de EAT.

3.2 Manobra de Abertura e Religamento Monopolar

A manobra de abertura/religamento monopolar ou também conhecida como manobra monofásica visa à atuação somente dos disjuntores das extremidades da fase onde acontece a ocorrência de defeito monofásico em uma linha de transmissão. A principal vantagem da abertura de uma fase da linha de transmissão trifásica é a não interrupção do fornecimento da energia que é mantido através das outras duas fases sãs.

Com a abertura da fase com defeito, observa-se uma redução da corrente de curto-circuito (arco primário) de valores da ordem de dezenas de kA para uma corrente com valor razoavelmente moderado na faixa de 10^1 A a 10^2 A. Este fato assegura uma alta probabilidade de extinção do arco num tempo curto, após o qual as duas extremidades dessa fase podem ser religadas com sucesso.

O arco elétrico após a abertura da fase é chamado de arco secundário. O arco secundário é sustentado pelo acoplamento da fase aberta com as fases sãs, ou seja, está associado ao fenômeno de indução eletromagnética que existe entre fases, uma vez que as fases sãs têm tensão e correntes não nulas. Existem diversos tipos de procedimentos com domínios de aplicação específicos e que ajudam à supressão do arco secundário, principalmente através da eliminação dos acoplamentos eletromagnéticos produzidos das capacitâncias mútuas entre fases.

Dentre os diversos métodos que tentam reduzir a corrente de arco secundário há um método muito utilizado principalmente em linhas com compensação reativa em derivação e que está

relacionado com a neutralização (ou minimização) das capacitâncias entre fases (acoplamento mútuo). O efeito do acoplamento indutivo é menor, podendo ser ajustado numa fase subsequente se necessário em função do carregamento da linha. O acoplamento capacitivo é predominante e existe para todas as condições de carga, incluindo a operação sob carga leve ou enquanto a linha estiver em vazio.

O método para minimizar o acoplamento capacitivo é baseado na utilização de reatores de neutro (X_n) instalados a partir do ponto comum de um esquema trifásico de reatores (X_f) para terra (reator de quatro pernas), no caso de existência de compensação no sistema de transmissão. A figura 3.1 mostra um esquema de compensação trifásico com reator de neutro instalado.

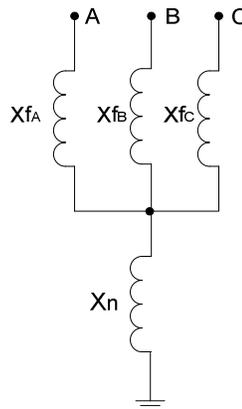


Figura 3.1 Esquema de Compensação Trifásico em Derivação com Reator de Neutro instalado.

Outro método empregado principalmente em linhas sem nenhum tipo de compensação ou quando o reator de neutro de uma linha compensada não reduz a corrente de arco secundário a valores baixos o suficiente para resultar numa alta probabilidade de sucesso na manobra monopolar é a utilização de chaves de aterramento rápido ou também conhecidas com a sigla HSGS do inglês (High Speed Grounded Switches). Este método consiste num dispositivo instalado em ambos os extremos da linha para reduzir o tempo de extinção do arco. Para um melhor entendimento do seu funcionamento pode-se supor que exista uma falta entre uma fase “A” e terra. Os disjuntores de ambos os lados da fase (S_{1A} e S_{2A}) abrem para eliminar o curto; uma corrente de arco secundário é mantida pelos acoplamentos (C_{CA} e C_{BA}). A seguir é fechada a primeira chave HSGS(1) formando um circuito estabelecido através da trajetória de

arco e a chave. Quando a outra chave HSGS(2) é fechada, a corrente de arco secundário passa a fluir pelas chaves que têm uma impedância (Z_{HSGS}) bem menor que a impedância do arco secundário (Z_{arc}) fazendo com que a corrente no arco secundário se extinga. Na figura 3.2 é mostrado este procedimento.

É importante, portanto, garantir o sucesso da manobra dentro dos limites de tempo identificados em estudos de estabilidade do sistema. As principais grandezas a serem analisadas na presente pesquisa se referem basicamente àquelas associadas ao fenômeno de acoplamento entre fases, visando minimizar a corrente sustentada de arco secundário. O comportamento dinâmico do arco secundário não foi tratado nesta pesquisa.

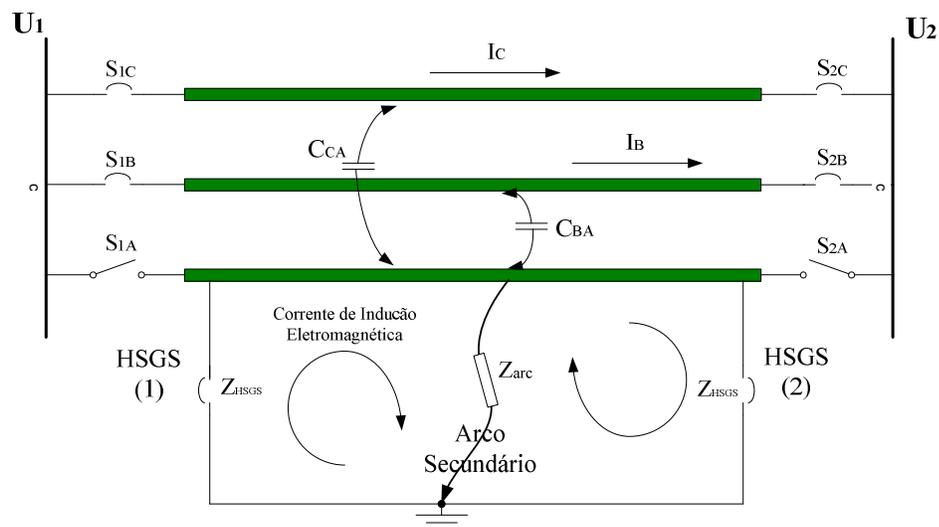


Figura 3.2 Funcionamento de HSGS na eliminação da Iarc.

3.3 Análise da Manobra Monopolar em Regime Permanente e Transitório

Para se aumentar a probabilidade de auto-extinção do arco secundário é importante reduzir o valor da corrente sustentada do arco, abordagem que é feita numa análise na frequência fundamental, isto porque o arco é sustentado principalmente pelo acoplamento das fases sãs e a fase com falta. Numa fase posterior, a resposta dinâmica do arco deve ser analisada para que seja verificado o tempo de auto-extinção do mesmo, permitindo o correto ajuste do tempo morto da proteção.

Em regime permanente, a amplitude do arco secundário depende, dentre outros fatores, da localização do defeito, já que o acoplamento capacitivo é função do comprimento do trecho de linha.

Para os casos de linhas em EAT e em regime permanente, os valores de referência para suportar a extinção do arco estabelecido na presente pesquisa e normalmente utilizados nos estudos de religamento monopolar são valores até 50 A eficazes. Correntes elevadas, ou seja, acima de 100 A eficazes, incorrem em risco de não se produzir a auto-extinção do arco em um período curto de tempo, entre 0,5 s e 1 s (KIMBARK, 1976; VIVAS, 2004; IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 1992). Um valor de corrente entre 50 A e 100 A eficazes significaria que a linha precisaria de outro tipo de mitigação do arco secundário.

O valor referencia de 50 A eficazes adotado como premissa para a alta probabilidade de sucesso do religamento monopolar baseia-se na área mostrada na figura 3.3, onde a extinção da corrente de arco secundário depende do valor do primeiro pico da tensão de recuperação (TRV) na fase onde aconteceu a falta. Esta curva foi obtida 'de ensaio e não pode ser generalizada para qualquer nível de tensão da linha, pois as linhas possuem parâmetros específicos em função do nível de tensão, comprimento, carregamento, compensação, dentre outros fatores.

No caso de linhas com compensação em derivação, serão analisados em regime permanente os valores a serem adotados dos reatores de neutro. A otimização deste elemento é de grande importância para promover a extinção do arco secundário e é o ponto crucial no desenvolvimento do presente trabalho.

Para analisar a manobra no domínio do tempo é preciso que seja desenvolvido um modelo mais preciso da representação do arco elétrico. Este não foi objeto da presente pesquisa.

O tempo mínimo necessário para o arco secundário se extinguir define o tempo morto do religamento, e é importante para a estabilidade do sistema após a manobra. Para avaliar o tempo morto é necessário modelar o sistema elétrico de forma coerente com as constantes de tempo do arco que são da ordem de microssegundo ($10^0 \mu\text{s}$), ou seja, o sistema deve ser

modelado até a faixa de 10 MHz. Cabe ressaltar que esta análise não foi efetuada na presente pesquisa.

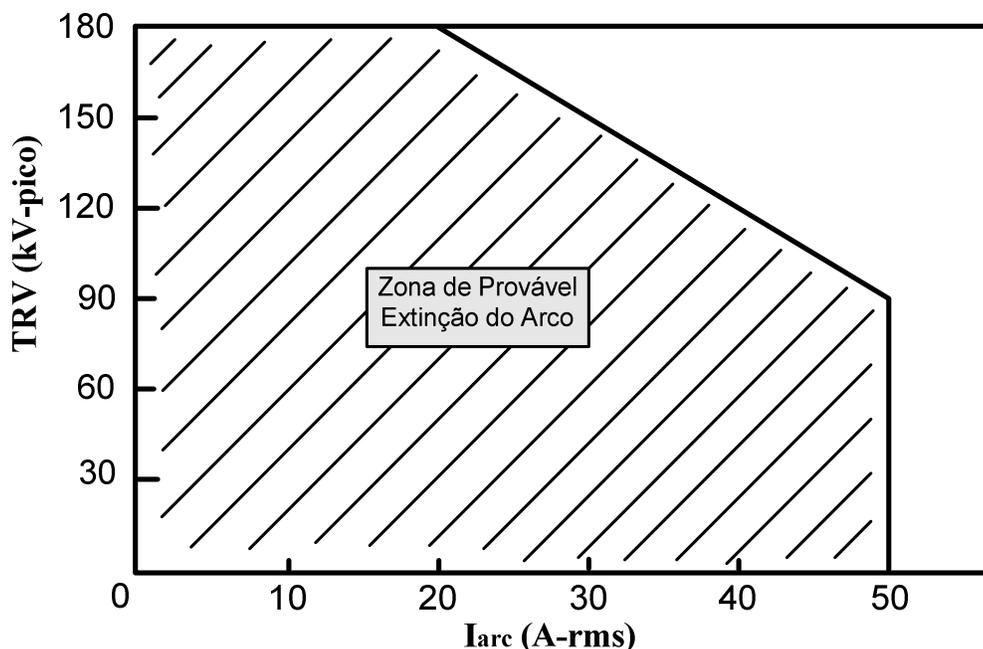


Figura 3.3 Zona de uma provável extinção do arco secundário.

Os processos descritos anteriormente, em regime permanente, embora verifiquem condições de alta probabilidade de extinção do arco secundário não indicam o tempo necessário para tal.

A análise em regime transitório, no domínio do tempo, tem papel fundamental na verificação do tempo morto efetivamente necessário para que se garanta a extinção do arco secundário. Vale ressaltar que a caracterização do tempo morto deverá ser compatível com os estudos de sistema (estabilidade da rede).

Existem ferramentas que são utilizadas para os cálculos de transitórios eletromagnéticos no domínio do tempo, tais como o ATP e o PSCAD. Entre os programas de cálculo utilizados podem ser citados o Matlab e o Mathematica. Na verdade, independentemente do instrumento a utilizar, a modelagem dos elementos de representação da manobra deve ser adequada, principalmente os elementos que compõem o circuito de representação do arco secundário e do comportamento da rede elétrica.

Capítulo 4

Representação do Sistema Elétrico Desequilibrado através de Quadripolos Trifásicos

A solução das equações de estado de um sistema de potência em regime permanente a frequência fundamental é obtida normalmente através da análise do fluxo de potência no sistema. O sistema é representado por seu equivalente de sequência positiva e as tensões e correntes nas barras e ramos de interesse podem ser facilmente convertidas para o domínio das fases. Quando o sistema se encontra em desequilíbrio não é possível representá-lo somente através do seu equivalente de sequência positiva, sendo necessário compor os circuitos de sequência positiva, negativa e zero para representar o desequilíbrio. A simplicidade da transformação fase-sequência deixa de existir.

Ao se analisar um sistema elétrico desequilibrado muitas vezes é mais vantajoso representar os diversos elementos no domínio das fases, onde as faltas, os estados dos polos dos disjuntores e as assimetrias são diretamente representados. Caso se deseje obter a resposta sustentada do sistema para uma determinada condição de desequilíbrio, os diversos elementos do sistema devem ser representados para a frequência de interesse no domínio das fases.

A seguir representam-se alguns elementos do sistema elétrico através de quadripolos trifásicos com seus parâmetros calculados para a frequência de interesse.

4.1 Parâmetros ABCD

Através dos parâmetros ABCD de um quadripolo pode-se representar os elementos de um sistema elétrico (CENTRAL STATION ENGINEERS, 1964). Para a representação de contingências ou de alguma alteração do sistema elétrico que venha a torná-lo desequilibrado deve ser utilizada a representação trifásica. Na figura 4.1 mostra-se a representação geral de um quadripolo monofásico, onde U_1 e I_1 são tensão e corrente no extremo emissor, enquanto U_2 e I_2 são tensão e corrente no extremo receptor.

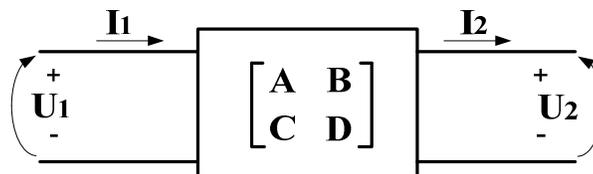


Figura 4.1 Representação monofásica de um quadripolo

A relação entre as grandezas no extremo emissor e o extremo receptor de qualquer representação através de quadripolos pode ser descrita através de (4.1) e (4.2):

$$U_2 = AU_1 + BI_1 \quad (V) \quad (4.1)$$

$$I_2 = CU_1 + DI_1 \quad (A) \quad (4.2)$$

Ou também no formato matricial,

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Onde A, B, C e D são os parâmetros característicos para cada elemento do sistema elétrico que deseja-se representar ou das contingências dos sistemas elétricos. Em geral, os parâmetros

ABCD dos elementos de um sistema elétrico são números complexos e têm características de simetria e reciprocidade, ou seja, a matriz que representa o quadripolo tem determinante unitário (4.4).

$$AD - BC = 1 \quad (4.4)$$

Existem algumas particularidades que ajudam no desenvolvimento dos circuitos e na representação dos elementos da rede. Por exemplo, existem quadripolos do tipo impedância (4.5) e do tipo admitância (4.6), conforme apresentado a seguir:

$$\bar{U} = Z \cdot \bar{I} \rightarrow \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} \\ z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$\bar{I} = Y \cdot \bar{U} \rightarrow \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} \\ y_{21} & y_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

4.1.1 Associação em Cascata

Através de uma associação em cascata de quadripolos pode-se representar elementos associados em série num sistema de potência. Na figura 4.2 mostra-se a representação em cascata de dois elementos de um sistema elétrico representado por quadripolos.

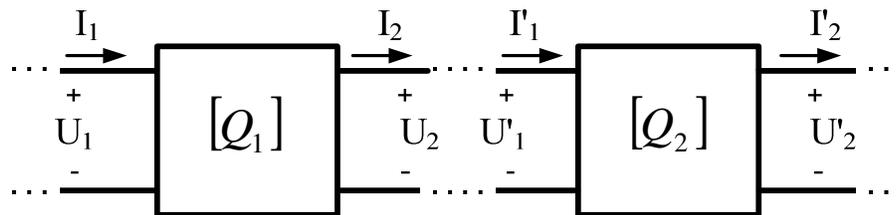


Figura 4.2 Representação de uma associação em cascata de dois quadripolos

Da figura 4.2 podem-se descrever os sistemas de dois quadripolos Q_1 e Q_2 , onde as grandezas com sub-índices “1” e “2” representam, respectivamente, as tensões e correntes das portas de entrada e saída dos quadripolos.

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = [Q_1] \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \Rightarrow I_1' = I_2; U_1' = U_2 \quad (4.7)$$

$$\therefore \begin{bmatrix} U_1' \\ I_1' \end{bmatrix} = [Q_1] \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} U_2' \\ I_2' \end{bmatrix} = [Q_2] \cdot \begin{bmatrix} U_1' \\ I_1' \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Os dois quadripolos podem ser associados em série, conforme (4.9) que transforma os quadripolos destes elementos em um quadripolo equivalente Q_{TOTAL} .

$$[Q_{TOTAL}] = [Q_2] \cdot [Q_1] \quad (4.9)$$

A equação (4.10) descreve as relações da tensão e a corrente do quadripolo equivalente.

$$\begin{bmatrix} U_2' \\ I_2' \end{bmatrix} = [Q_{TOTAL}] \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

4.1.2 Associação Paralela

O quadripolo resultante Q_{TOT} de uma associação de quadripolos em paralelo é facilmente obtido associando-se quadripolos do tipo admitância. Ainda que os quadripolos originais estejam descritos de outra forma eles podem ser convertidos para quadripolos do tipo admitância. A figura 4.3 esquematiza a associação em paralelo dos quadripolos Q_1 e Q_2 , onde também é mostrada a tensão de entrada U_1 , que é comum aos dois quadripolos, e a tensão de saída U_2 , também igual aos dois quadripolos.

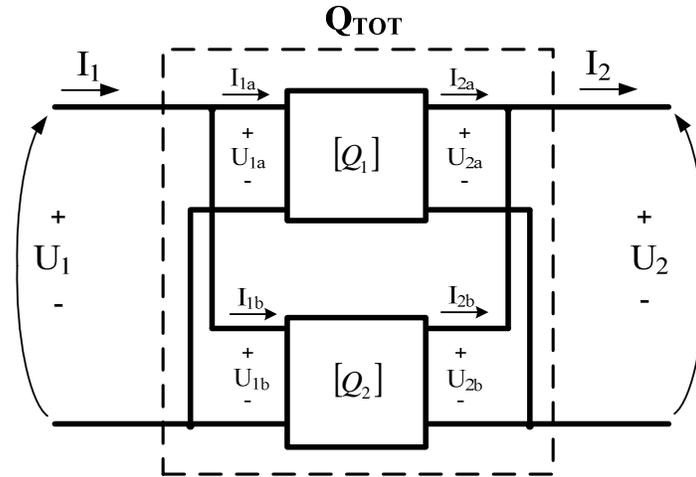


Figura 4.3 Associação de dois quadripolos em paralelo

Em (4.11) apresentam-se as equações que determinam as condições de contorno e que foram obtidas analisando-se a figura 4.3.

$$\begin{aligned} I_1 &= I_{1a} + I_{1b} & ; & & U_1 &= U_{1a} = U_{1b} \\ I_2 &= I_{2a} + I_{2b} & ; & & U_2 &= U_{2a} = U_{2b} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Onde:

U_1 – Tensão de entrada para Q_1 e Q_2 .

U_2 – Tensão de saída para Q_1 e Q_2 .

I_{1a} e I_{1b} – Correntes nas portas de entrada dos quadripolos Q_1 e Q_2 , respectivamente.

I_{2a} e I_{2b} – Correntes nas portas de saída dos quadripolos Q_1 e Q_2 , respectivamente.

$$[I] = [Q] \cdot [U] \quad (4.12)$$

Os quadripolos associados em paralelo são expressos como um quadripolo tipo admitância (4.12). Em (4.13) e (4.14) apresentam-se os quadripolos monofásicos do tipo admitância de dois elementos do sistema elétrico Q_1 e Q_2 , respectivamente. Em (4.15) estes elementos em paralelo são associados segundo (FUCHS, 1977).

$$\begin{bmatrix} I_{1a} \\ I_{2a} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11a} & Y_{12a} \\ Y_{21a} & Y_{22a} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{1a} \\ U_{2a} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$\begin{bmatrix} I_{1b} \\ I_{2b} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11b} & Y_{12b} \\ Y_{21b} & Y_{22b} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{1b} \\ U_{2b} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11a} + Y_{11b} & Y_{12a} + Y_{12b} \\ Y_{21a} + Y_{21b} & Y_{22a} + Y_{22b} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Os elementos do quadripolo do tipo admitância apresentado em (4.16) correspondem à soma dos elementos dos quadripolos Q_1 e Q_2 conforme apresentado em (4.15).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_A & Y_B \\ Y_C & Y_D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

A partir de (4.16) pode-se converter o quadripolo total do tipo admitância em um quadripolo que relaciona, por exemplo, tensão/corrente na entrada com tensão/corrente na saída, conforme apresentado em (4.17).

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (-Y_B)^{-1} \cdot Y_A & (Y_B)^{-1} \\ Y_C - Y_A Y_D (Y_B)^{-1} & Y_D (Y_B)^{-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

4.2 Representação do Sistema Elétrico

Os elementos de um sistema elétrico podem ser adequadamente representados através de quadripolos trifásicos para descrever o seu comportamento para uma determinada frequência. Esta representação descreve corretamente o comportamento do sistema durante a sua operação normal e sob condições de desequilíbrio.

4.2.1 Representação da Linha de Transmissão – Linha Transposta

A linha de transmissão trifásica é descrita matematicamente por sua impedância longitudinal e admitância transversal por unidade de comprimento (GRAINGER, 1995). Uma representação monofásica da linha é mostrada na figura 4.4, onde as representações longitudinal e transversal aparecem com os fatores de correção hiperbólicos para um circuito pi longo representado e em função da constante de propagação (γ) e o comprimento (l).

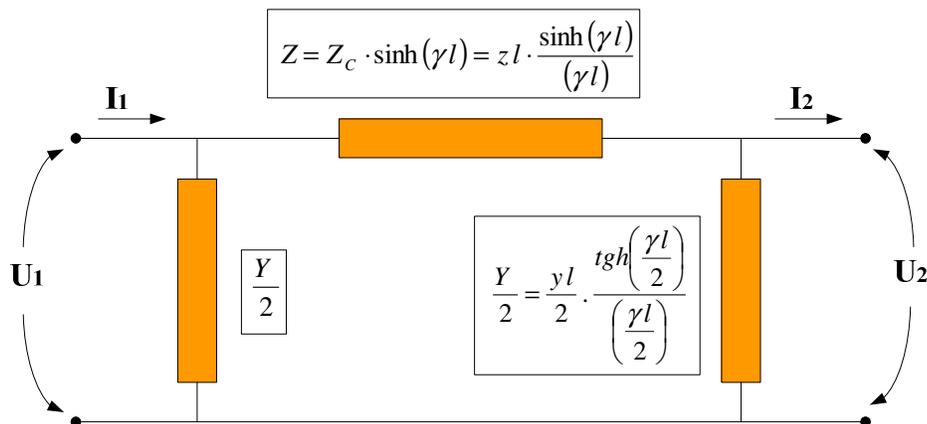


Figura 4.4 Representação monofásica da linha de transmissão.

Onde:

- Z é a impedância total da linha [Ω]
- Y é a admitância total da linha [S]
- Z_c é a impedância característica da linha [Ω]
- γ : constante de propagação da onda [m^{-1}]
- l é o comprimento da linha [km]
- $y.l$ é a admitância por unidade de comprimento [S/km]
- $\frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l}$ e $\frac{tgh(\gamma l/2)}{(\gamma l/2)}$ são os fatores de correção hiperbólica dos parâmetros elétricos pelo efeito da distância

As constantes do quadripolo de uma linha monofásica associadas à propagação de ondas são dadas por (4.18):

$$\begin{aligned}
 A &= \cosh(\gamma l) \\
 B &= Zc \cdot \sinh(\gamma l) \\
 C &= (Zc)^{-1} \cdot \sinh(\gamma l) \\
 D &= \cosh(\gamma l)
 \end{aligned}
 \tag{4.18}$$

O quadripolo de uma linha monofásica ou o quadripolo associado a uma componente modal é dado por (4.19), onde o subíndice “m” representa esta componente modal, que aqui corresponde a uma componente de sequência ou componente de Clarke.

$$\begin{bmatrix} U_{2m} \\ I_{2m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma_m l) & -Zc_m \cdot \sinh(\gamma_m l) \\ - (Zc_m)^{-1} \cdot \sinh(\gamma_m l) & \cosh(\gamma_m l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{1m} \\ I_{1m} \end{bmatrix}
 \tag{4.19}$$

Caso a linha seja transposta, na frequência fundamental ela pode ser suposta idealmente transposta e pode ser representada por seus componentes simétricos ou por componentes de Clarke (CLARKE, 1950). A representação da matriz de Clarke e sua inversa são mostradas nas equações 4.23 e 4.24 respectivamente. Para a representação na frequência fundamental o quadripolo da linha será obtido inicialmente para as componentes $\alpha\beta 0$ de Clarke e depois transformado para componentes de fase. As matrizes associadas à representação trifásica da constante de propagação e à impedância característica [4] no domínio dos modos são descritas por (4.20) e (4.21).

$$[\gamma]_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} \sqrt{Z_\alpha \cdot Y_\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & \sqrt{Z_\beta \cdot Y_\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \sqrt{Z_0 \cdot Y_0} \end{bmatrix}_{3 \times 3}
 \tag{4.20}$$

$$[Zc]_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} \sqrt{Z_\alpha/Y_\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & \sqrt{Z_\beta/Y_\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \sqrt{Z_0/Y_0} \end{bmatrix}_{3 \times 3} \quad (4.21)$$

Onde:

- Z_α , Y_α - Impedância série e admitância transversal por unidade de comprimento no modo α respectivamente (numericamente igual à sequência positiva da linha idealmente transposta).
- Z_β - Y_β - Impedância série e admitância transversal por unidade de comprimento no modo β respectivamente (numericamente igual à sequência negativa da linha idealmente transposta).
- Z_0 , Y_0 - Impedância série e admitância transversal por unidade de comprimento de sequência zero, respectivamente.

Na figura 4.5 são mostradas a representação da γ e Zc em modos e depois a representação dos elementos do quadripolo trifásico para a linha de transmissão no domínio dos modos.

Para a linha idealmente transposta os parâmetros da linha em componentes de Clarke são numericamente iguais aos parâmetros obtidos em componentes de sequência (TAVARES et. al., 1999). Por conseguinte, a utilização da transformada de Clarke irá obter os modos naturais da linha idealmente transposta.

Nos sistemas trifásicos pode-se representar o quadripolo trifásico da linha no domínio dos modos (figura 4.5) e efetuar a transformação modo-fase obtendo um quadripolo equivalente no domínio das fases.

$$\begin{array}{c}
\boxed{[\gamma]_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} \sqrt{Z_\alpha \cdot Y_\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & \sqrt{Z_\beta \cdot Y_\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \sqrt{Z_0 \cdot Y_0} \end{bmatrix}_{3 \times 3}} \\
\downarrow \\
\boxed{[Zc]_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} \sqrt{Z_\alpha/Y_\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & \sqrt{Z_\beta/Y_\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \sqrt{Z_0/Y_0} \end{bmatrix}_{3 \times 3}} \\
\downarrow \\
\boxed{[Q_{LT}]_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma_\alpha l) & 0 & 0 & -Zc_\alpha \cdot \sinh(\gamma_\alpha l) & 0 & 0 \\ 0 & \cosh(\gamma_\beta l) & 0 & 0 & -Zc_\beta \cdot \sinh(\gamma_\beta l) & 0 \\ 0 & 0 & \cosh(\gamma_0 l) & 0 & 0 & -Zc_0 \cdot \sinh(\gamma_0 l) \\ \hline -(Zc_\alpha)^{-1} \cdot \sinh(\gamma_\alpha l) & 0 & 0 & \cosh(\gamma_\alpha l) & 0 & 0 \\ 0 & -(Zc_\beta)^{-1} \cdot \sinh(\gamma_\beta l) & 0 & 0 & \cosh(\gamma_\beta l) & 0 \\ 0 & 0 & -(Zc_0)^{-1} \cdot \sinh(\gamma_0 l) & 0 & 0 & \cosh(\gamma_0 l) \end{bmatrix}}
\end{array}$$

Figura 4.5 Quadripolo trifásico da linha de transmissão em modos.

Observa-se que a representação modal da linha de transmissão não permite uma associação com o restante do sistema que está representado em componentes de fase. Para que o quadripolo da linha seja associado em cascata, faz-se necessário transformá-lo para o domínio das fases. O quadripolo no domínio das fases é caracterizado por uma matriz cheia e os seus elementos descrevem o acoplamento eletromagnético entre as fases.

A matriz de transformação de Clarke é utilizada para transformar os parâmetros da linha idealmente transposta de componentes de modo para componentes de fase. A matriz de transformação de Clarke (T_{CL}) e sua matriz inversa (T_{CL}^{-1}) são descritas em (4.22) e (4.23), respectivamente.

$$T_{CL} = \begin{bmatrix} 2/\sqrt{6} & -1/\sqrt{6} & -1/\sqrt{6} \\ 0 & 1/\sqrt{2} & -1/\sqrt{2} \\ 1/\sqrt{3} & 1/\sqrt{3} & 1/\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$T_{CL}^{-1} = \begin{bmatrix} 2/\sqrt{6} & 0 & 1/\sqrt{3} \\ -1/\sqrt{6} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{3} \\ -1/\sqrt{6} & -1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

Aplicando-se a matriz de Clarke e sua inversa aos vetores de corrente e tensão em componentes de modo, obtêm-se as matrizes de quadripolo em fase conforme apresentado em (4.24) e (4.25).

$$[Q_f] = \begin{bmatrix} T_{CL}^{-1} & 0 \\ 0 & T_{CL}^{-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A_{\alpha\beta 0} & B_{\alpha\beta 0} \\ C_{\alpha\beta 0} & D_{\alpha\beta 0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} T_{CL} & 0 \\ 0 & T_{CL} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

$$[Q_f] = \begin{bmatrix} T_{CL}^{-1} \cdot A_{\alpha\beta 0} \cdot T_{CL} & T_{CL}^{-1} \cdot B_{\alpha\beta 0} \cdot T_{CL} \\ T_{CL}^{-1} \cdot C_{\alpha\beta 0} \cdot T_{CL} & T_{CL}^{-1} \cdot D_{\alpha\beta 0} \cdot T_{CL} \end{bmatrix}_{6 \times 6} \quad (4.25)$$

Desta forma as sub-matrizes A, B, C e D são obtidas em componentes de fase tal como é descrito nas equações (4.26) a (4.29).

$$A_{abc} = T_{Cl}^{-1} \cdot A_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \quad (4.26)$$

$$B_{abc} = T_{Cl}^{-1} \cdot B_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \quad (4.27)$$

$$C_{abc} = T_{Cl}^{-1} \cdot C_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \quad (4.28)$$

$$D_{abc} = T_{Cl}^{-1} \cdot D_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \quad (4.29)$$

O quadripolo trifásico da linha de transmissão no domínio das fases (figura 4.6) poderá ser associado ao restante do sistema.

$$[Q_{LT}]_{fase} = \begin{bmatrix} [T_{CL}]^{-1} \begin{bmatrix} A_{\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & A_{\beta} & 0 \\ 0 & 0 & A_0 \end{bmatrix} [T_{CL}] & [T_{CL}]^{-1} \begin{bmatrix} B_{\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & B_{\beta} & 0 \\ 0 & 0 & B_0 \end{bmatrix} [T_{CL}] \\ \hline [T_{CL}]^{-1} \begin{bmatrix} C_{\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & C_{\beta} & 0 \\ 0 & 0 & C_0 \end{bmatrix} [T_{CL}] & [T_{CL}]^{-1} \begin{bmatrix} D_{\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & D_{\beta} & 0 \\ 0 & 0 & D_0 \end{bmatrix} [T_{CL}] \end{bmatrix}$$

Figura 4.6 Quadripolo trifásico da linha de transmissão em fase.

4.2.2 Representação da Compensação Reativa em Derivação

A compensação em derivação para linhas com comprimento longo permite o controle da tensão em regime permanente. Algumas vezes aproveita-se para adicionar um reator de neutro no banco de reatores (reator de quatro pernas) para se ajustar o fator de aterramento do sistema. Este elemento de neutro é importante para reduzir o acoplamento capacitivo entre as fases da linha de transmissão, sendo essencial para minimizar a corrente de arco secundário na manobra de abertura monofásica.

O quadripolo do banco de reator trifásico com neutro é mais facilmente descrito analisando-se inicialmente a sua representação no domínio dos modos. Na figura 4.7 mostra-se o diagrama trifilar da compensação em derivação, onde:

- X_f é a reatância de fase do banco de compensação em derivação, e
- X_n é a reatância do reator de neutro.

X_f é igual à reatância não homopolar X_d (ou de sequência positiva ou direta) da compensação em derivação da linha. Y_d é a correspondente admitância não homopolar. Por conseguinte, são válidas as seguintes equivalências:

$$X_d = X_f \quad (4.30)$$

$$Y_d = 1/X_d \quad (4.31)$$

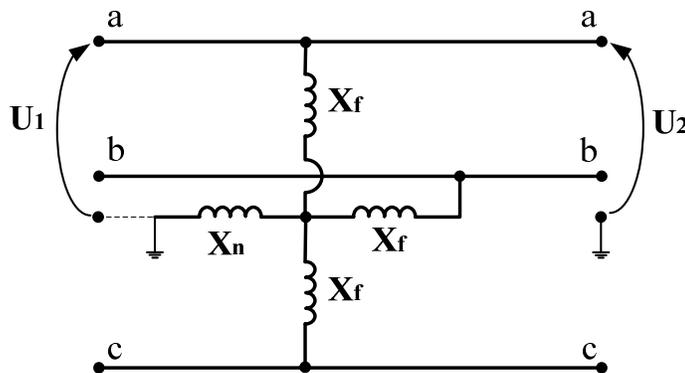


Figura 4.7 Representação trifásica da compensação reativa em derivação

A reatância homopolar (ou de sequência zero) da compensação reativa em derivação é denominada X_0 , sendo Y_0 a admitância homopolar correspondente. O fator que relaciona a reatância homopolar com a reatância direta da compensação reativa será denominado r_0 (TAVARES, 2004). Das equivalências (4.30) e (4.31), obtêm-se as formulações válidas para o fator r_0 apresentadas em (4.32) a (4.34).

$$X_0 = X_f + 3.X_n \quad (4.32)$$

$$r_0 = \frac{X_0}{X_d} = \frac{X_f + 3.X_n}{X_f} \quad (4.33)$$

$$r_0 = \frac{1/Y_0}{1/Y_d} = \frac{Y_d}{Y_0} \quad (4.34)$$

A expressão do quadripolo associado à sequência positiva da compensação reativa em derivação é dada por (4.35):

$$\begin{bmatrix} U_{2d} \\ I_{2d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/X_d & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{1d} \\ I_{1d} \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

Então, a representação da sub-matriz $[C_R]_{\alpha\beta 0}$ do quadripolo do reator “quatro pernas” em derivação no domínio dos modos é descrita em (4.36).

$$[C_R]_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} -Y_d & 0 & 0 \\ 0 & -Y_d & 0 \\ 0 & 0 & -Y_0 \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

A equivalência (4.37) representa a matriz do quadripolo trifásico do reator em derivação no domínio dos modos.

$$[Q_{Rm}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -Y_d & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -Y_d & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -Y_0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

O quadripolo (Q_{Rm}) em componentes de modos deve ser transformado para quadripolo em componentes de fase com o intuito de ser associado aos demais elementos do sistema. A conversão para o domínio das fases é realizada utilizando-se a transformada de Clarke. A representação dessa conversão é descrita em (4.38), onde só a sub-matriz da admitância dos reatores é apresentada.

$$[Q_{Rf}] = \begin{bmatrix} T_{CL}^{-1} \cdot [1] \cdot T_{CL} & T_{CL}^{-1} \cdot [0] \cdot T_{CL} \\ T_{CL}^{-1} \cdot [C_R]_{\alpha\beta 0} \cdot T_{CL} & T_{CL}^{-1} \cdot [1] \cdot T_{CL} \end{bmatrix}_{6 \times 6} \quad (4.38)$$

Onde:

- [1] - Matriz unitária de ordem 3.
- [0] - Matriz de ordem 3 com todos os elementos nulos.
- O resultado da transformação de modo para fase da sub-matriz $[C_R]_{fase}$ do reator de quatro pernas é mostrado em (4.39).

$$[C_R]_{fase} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -2Y_d - Y_0 & Y_d - Y_0 & Y_d - Y_0 \\ Y_d - Y_0 & -2Y_d - Y_0 & Y_d - Y_0 \\ Y_d - Y_0 & Y_d - Y_0 & -2Y_d - Y_0 \end{bmatrix} \quad (4.39)$$

O quadripolo trifásico no domínio das fases da compensação reativa em derivação (figura 4.8) será associado aos demais elementos do sistema.

$$[Q_{Rf}] = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \hline -\frac{2Y_d - Y_0}{3} & \frac{Y_d - Y_0}{3} & \frac{Y_d - Y_0}{3} & 1 & 0 & 0 \\ \frac{Y_d - Y_0}{3} & -\frac{2Y_d - Y_0}{3} & \frac{Y_d - Y_0}{3} & 0 & 1 & 0 \\ \frac{Y_d - Y_0}{3} & \frac{Y_d - Y_0}{3} & -\frac{2Y_d - Y_0}{3} & 0 & 0 & 1 \end{array} \right]$$

Figura 4.8 Quadripolo trifásico da compensação reativa em derivação em fase.

4.2.3 Representação da Compensação Série

Na figura 4.9 é apresentada a representação trifilar de um banco de compensação série. As equações (4.41), (4.42) e (4.43) descrevem as relações entre as tensões e as correntes associadas a um capacitor série (monofásico).

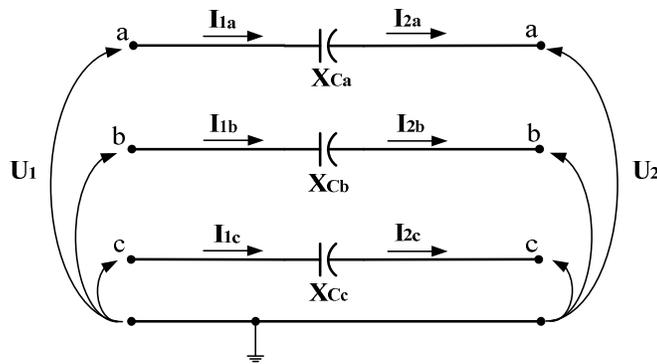


Figura 4.9 Representação trifásica do capacitor série

$$U_2 = U_1 - X_C \cdot I_1 \quad (4.41)$$

$$I_2 = I_1 \quad (4.42)$$

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -X_C \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (4.43)$$

Então, a representação trifásica do quadripolo da compensação série é dada por (4.44).

$$[Q_C] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -X_{Ca} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -X_{Cb} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -X_{Cc} \\ \hline 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.44)$$

4.2.4 Representação do Estado dos Disjuntores

A representação do estado do disjuntor fechado ou aberto pode ser implementada através de uma resistência de valor baixo ($Z_D \approx 0$) e de valor elevado ($Z_D \approx 10^6 \Omega$), respectivamente. A figura 4.10 representa o esquema com a notação para cada representação do disjuntor de fase.

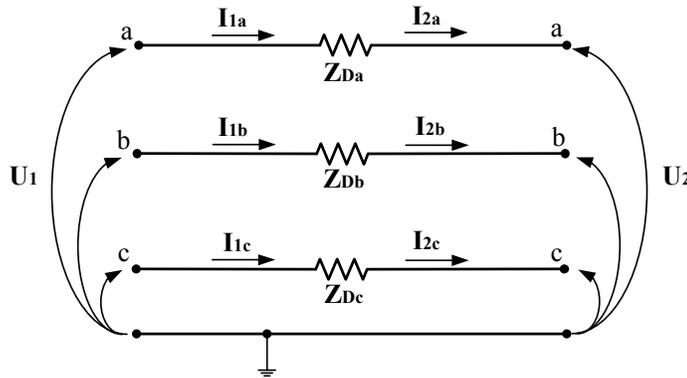


Figura 4.10 Representação trifásica do modelo do disjuntor em cada fase

Onde Z_{Di} é a representação da impedância do disjuntor da fase “i”. As equações (4.45) a (4.47) descrevem as relações de tensão e corrente associadas a um disjuntor monofásico onde U_1 , U_2 , I_1 e I_2 são as tensões e correntes de uma fase da figura 4.10. A expressão matricial monofásica é dada por (4.47), onde Z_D equivale a uma baixa ou alta impedância representando o disjuntor conduzindo (disjuntor fechado) ou interrompendo (disjuntor aberto) o circuito.

$$U_2 = U_1 - Z_D \cdot I_1 \quad (4.45)$$

$$I_2 = I_1 \quad (4.46)$$

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -Z_D \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (4.47)$$

A matriz do quadripolo trifásico para a representação dos disjuntores da figura 4.10 é dada por (4.48):

$$[Q_D] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -Z_{Da} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -Z_{Db} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -Z_{Dc} \\ \hline 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.48)$$

4.2.5 Representação do Curto-Circuito Monofásico

Um curto-circuito monofásico pode ser representado através de uma pequena resistência (na presente pesquisa foi utilizado o valor de $Z_f = 1 \Omega$) para a terra. O circuito equivalente da figura 4.11 mostra o curto-circuito monofásico entre a fase **a** e a terra.

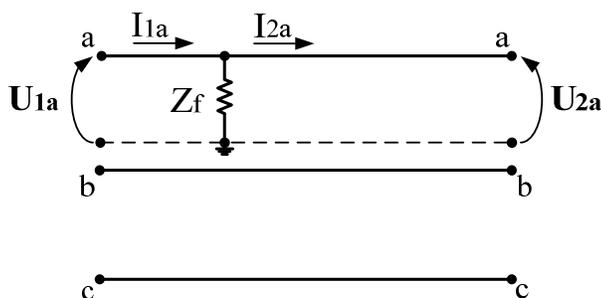


Figura 4.11 Representação trifilar de um curto-circuito monofásico para terra envolvendo a fase **a**

A partir do circuito equivalente da figura 4.11, descreve-se em (4.49) e (4.50) as relações de corrente e tensão associadas ao curto-circuito e que são representadas na matriz do curto monofásico para terra (4.51).

$$U_{2a} = U_{1a} \quad (4.49)$$

$$I_{2a} = I_{1a} - \frac{U_{1a}}{Z_f} \quad (4.50)$$

$$\begin{bmatrix} U_{2a} \\ I_{2a} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/Z_f & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{1a} \\ I_{1a} \end{bmatrix} \quad (4.51)$$

A matriz do quadripolo trifásico de um curto-circuito para terra na fase “a” é apresentado em (4.52) onde a admitância da falta é dada por: $Y_{fa} = 1/Z_{fa}$

$$[Q_{falta}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -Y_f & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.52)$$

Capítulo 5

Avaliação dos Ganhos nas Linhas de Transmissão Analisadas

QUANDO a linha opera em condições de carga leve ou encontra-se em vazio ela gera mais energia reativa do que consome. Este excesso de energia reativa eleva o ganho de tensão entre o terminal receptor e o terminal emissor da linha de transmissão podendo alcançar níveis muito severos e prejudiciais para o sistema elétrico. Em sistemas de transmissão longos reatores em derivação são necessários para reduzir e até mesmo anular este ganho de tensão. Nessas linhas longas é necessária também uma compensação da queda de tensão indutiva na linha e que pode ser obtida com os capacitores em série da linha de transmissão. Este tipo de compensação possibilita o aumento do carregamento da linha.

A instalação de reatores da compensação reativa para reduzir o ganho de tensão nos terminais das linhas longas ajuda minimizar também os problemas relacionados às alterações na excitação das máquinas geradoras do sistema (GONZALES et. al., 1984), além de melhorar a regulação da tensão e reduzir o carregamento da linha. Estes reatores são muito importantes na transmissão de grandes blocos de potência que tem como objetivo principal fornecer energia continuamente desde os parques de geração até centros de consumo localizados a grandes distâncias. Um apropriado esquema de compensação reativa funciona satisfatoriamente no

regime permanente e pode também melhorar o comportamento transitório da linha reduzindo prováveis frequências de ressonância subsíncrona (VAISMAN, 1987).

A seguir é apresentada a linha utilizada como exemplo na pesquisa. O perfil de tensão da linha em vazio foi monitorado. Numa primeira análise a linha não foi suposta compensada para obter o maior comprimento da linha sem que o ganho de tensão da recepção seja prejudicial para o sistema. Numa análise posterior a linha foi suposta compensada, inicialmente com nível de compensação de 60 %. Nestas análises três comprimentos de linha foram considerados. Finalmente a linha foi suposta com compensação reativa em derivação e com compensação capacitiva em série. Um resumo dos níveis de compensação reativa em derivação e em série para os três comprimentos na linha em análise são apresentados nas tabelas ao final do capítulo.

5.1 Dados da Linha de 500 kV

A linha analisada na maioria dos casos é a linha 500 kV do trecho Tucuruí – Marabá, localizada no estado de Pará, descrita a seguir. As características das demais linhas analisadas encontram-se apresentadas no anexo B.

5.1.1 Silhueta da Torre

Na figura 5.1 é mostrada a silhueta da torre utilizada como referência para o estudo. A torre é uma estrutura estaiada do tipo Cross-Rope no trecho Tucuruí – Marabá. Este tipo de estrutura é menos pesado e mais fácil de construir do que as estruturas tradicionais. A configuração dos sub-condutores em cada feixe tem característica simétrica do tipo convencional.

5.1.2 Dados Elétricos

Na tabela 5.1 são mostradas as características dos cabos condutores utilizados nas fases da linha. A resistividade do solo assumida é 2000 Ω .m Na tabela 5.2 são mostradas as características dos cabos para-raios.

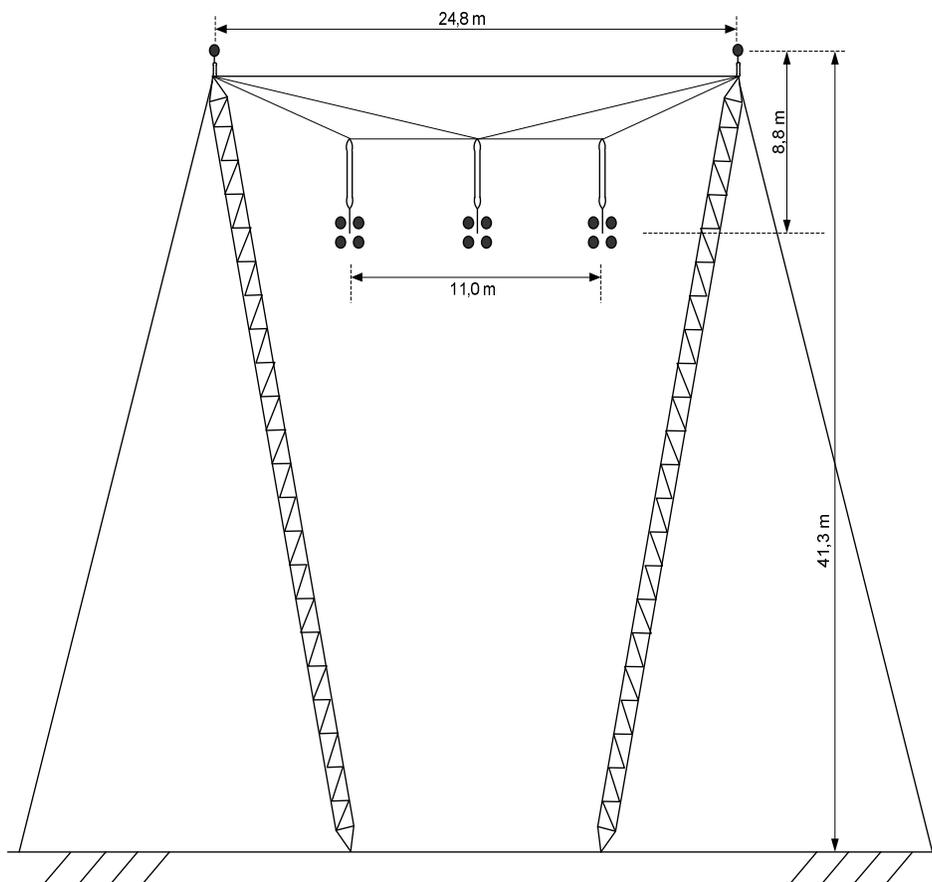


Figura 5.1 Silhueta de torre da linha de 500 kV convencional compacta.

Tabela 5.1 Características dos condutores da linha de 500 kV.

Tipo de Conductor em cada fase	Rail
Nº de condutores em feixe.	4
Distância dos feixes (m) Configuração Simétrica	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,02959
Diâmetro do condutor interno (m).	0,00739
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,0594
Temperatura ($^{\circ}$)	75
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	13,43

Tabela 5.2 Características do cabo pára-raios da linha de 500 kV.

Tipo de Cabo Pára-raios	EHS 3/8" (sólido)
Diâmetro do condutor (m).	0,009144
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	4,188
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade relativa	70
Flecha a meio vão (m)	6,4

5.1.3 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos foram obtidos para a linha exemplo de 500 kV do tipo convencional, isto é, uma configuração simétrica dos sub-condutores dos feixes. Os parâmetros são mostrados na Tabela 5.3 e foram calculados através de um programa desenvolvido em ambiente Matlab. A potência natural desta linha de transmissão é de 1200 MW.

Tabela 5.3 Parâmetros elétricos da linha de 500 kV a 60 Hz.

Linha Convencional de 500 kV		
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3235
	X ₀ (Ω/km)	1,5504
	Y ₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	2,7290
Seqüência positiva - negativa	R (Ω/km)	0,0154
	X _d (Ω/km)	0,2670
	Y _d ($\mu\text{S}/\text{km}$)	6,180

5.2 Avaliação dos Ganhos de Tensão nas Linhas sem nenhum Tipo de Compensação

Uma análise preliminar de linhas sem nenhum tipo de compensação é feito para identificar os maiores comprimentos de linhas de diferentes níveis de tensão que resultam em ganho de tensão entre a tensão no terminal em vazio e no terminal emissor (gerador) menor do que 1,05.

Este valor foi estabelecido como limite de modo que as tensões no SIN se mantivessem abaixo de 1,05 pu em condições normais de operação.

Na tabela 5.4 são apresentados os maiores comprimentos das linhas considerando a premissa do ganho de tensão limite estabelecido. Verifica-se que estes valores encontram-se na faixa de 230 a 250 km, variando em função do nível de tensão da linha e das características físicas das mesmas.

Tabela 5.4 Comprimentos máximos das linhas com ganho de tensão U_2/U_1 moderado a 60 Hz.

U_1 (kV)	U_2/U_1 (pu)	Comprimento Máximo (km)
230	1,05	241,3
345	1,05	237,9
440	1,05	241,2
500	1,05	241,3
500 (LNC)*	1,05	239,0
765	1,05	235,0

(LNC)* : Linha do tipo não convencional.

5.3 Avaliação dos Ganhos de Tensão nas Linhas com Compensação em Derivação

Os troncos de transmissão longos em CA que unem as usinas geradoras de energia elétrica aos grandes centros de carga evidenciam a necessidade de compensação de reativos, seja do tipo transversal, através de reatores em derivação (*shunt*), ou de uma compensação reativa longitudinal, através de capacitores série, ou também através de uma combinação de ambas.

Para reduzir o ganho da tensão no terminal remoto de uma linha de transmissão utilizam-se esquemas de reatores em derivação arranjados de tal maneira a compensar parte da energia reativa gerada pela linha sob carga leve ou em vazio. Nesta etapa da pesquisa são identificados os níveis de compensação para que os ganhos de tensão não sejam elevados, tendo sido estabelecido como premissa ganhos de tensão em torno de 1,05.

Na tabela 5.5 mostra-se o ganho de tensão para a linha exemplo de 500 kV do tipo convencional para três comprimentos analisados. A linha foi suposta transposta, uma vez que a análise foi feita para a frequência fundamental, e para diferentes níveis de compensação reativa considerando que dois bancos de reatores em derivação foram instalados nos extremos da linha.

Tabela 5.5 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação reativa em derivação nos extremos.

Tensão U_1 : 500 kV	Comprimento 450 km	Comprimento 600 km	Comprimento 900 km
CSh *100 (%)	U_2/U_1	U_2/U_1	U_2/U_1
0,60	1,0694	1,1273	1,3133
0,62	1,0650	1,1202	1,2930
0,64	1,0620	1,1131	1,2734
0,66	1,0584	1,1062	1,2543
0,68	1,0548	1,0993	1,2358
0,70	1,0512	1,0925	1,2178
0,72	1,0476	1,0858	1,2004
0,74	1,0440	1,0792	1,1834
0,76	1,0405	1,0726	1,1669
0,78	1,0370	1,0662	1,1509
0,80	1,0335	1,0598	1,1353
0,82	1,0300	1,0535	1,1201
0,84	1,0266	1,0472	1,1053
0,86	1,0232	1,0411	1,0909
0,88	1,0198	1,0350	1,0768
0,90	1,0164	1,0290	1,0632
0,92	1,0131	1,0230	1,0498
0,94	1,0098	1,0171	1,0368
0,96	1,0065	1,0113	1,0241
0,98	1,0032	1,0056	1,0118
1,00	0,9999	0,9999	0,9997

A partir dos resultados apresentados na tabela 5.5 pode ser verificado que para linha com 450 km de comprimento foi obtido um nível mínimo de compensação: C.Sh = 72 % ; para

linha com 600 km de comprimento: C.Sh = 84 % e para linha com 900 km de comprimento: C.Sh = 92 %.

No apêndice A são encontradas as tabelas completas com os ganhos de tensão para outras linhas típicas do sistema elétrico brasileiro com compensação reativa em derivação para comprimentos entre 300 e 900 quilômetros de transmissão.

Na presente pesquisa foi utilizado o nível mínimo de compensação para realizar análise de sensibilidade da influência da compensação na minimização da corrente de arco secundário.

Na Figura 5.3 é mostrado o perfil da tensão ao longo da linha de 900 km para diferentes níveis de compensação reativa em derivação localizada aos extremos do tronco. Pode-se perceber que o esquema de compensação reduz consideravelmente o ganho de tensão no terminal em vazio a partir de um nível de compensação acima de 92 % aproximadamente. O perfil de tensão ao longo da linha indica que em um grande trecho da linha as tensões fase-terra podem atingir valores sustentados elevados (bem superiores a 1,05 pu).

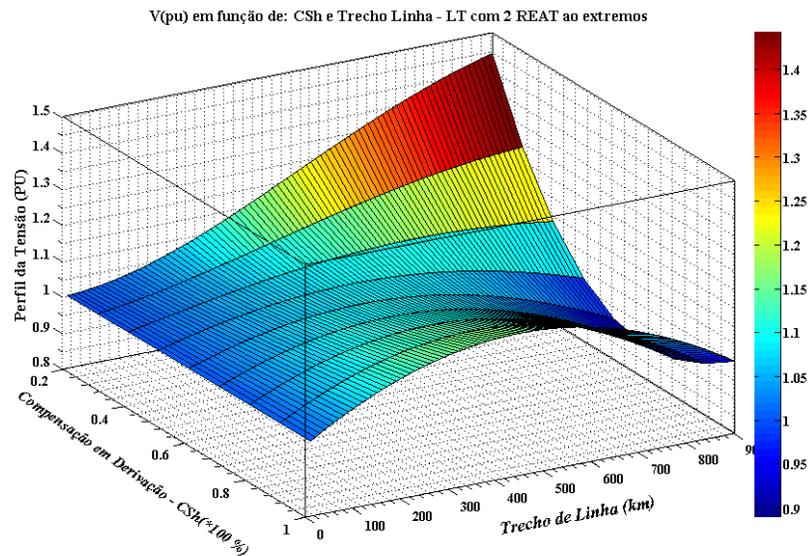


Figura 5.3 Ganhos U_2/U_1 da linha convencional de 500 kV ao longo de 900 km para diferentes níveis de compensação.

A barra colorida da direita da Figura 5.3 ajuda a acompanhar o perfil de tensão para cada nível de compensação analisado. A compensação localizada somente nos extremos da linha de

900 km não é adequada para a operação desta linha, sendo necessária a instalação de reatores no meio da linha e de capacitor série.

A tabela 5.6 resume os níveis de compensação ótimos em derivação para as principais linhas de transmissão do SEB. Pode-se verificar que o parâmetro dominante foi o comprimento da linha, sendo que os níveis de compensação não variaram muito com a classe de tensão da linha.

Tabela 5.6 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.

Comprimento de Linha	Grau de Compensação Reativa em Derivação Ótimo (* 100%)		
	U ₁ : 500 kV (LC)	U ₁ : 500 kV (LNC)	U ₁ : 765 kV (LC)
450 km	0,70	0,71	0,72
600 km	0,84	0,84	0,84
900 km	0,92	0,92	0,93

5.4 Avaliação dos Ganhos de Tensão nas Linhas de Transmissão com Compensação em Derivação e Compensação em Série

Bancos de capacitores em série com a linha trifásica são utilizados para melhorar o desempenho das linhas de transmissão principalmente para o aumento da transferência de energia. A compensação série melhora a capacidade de transmissão energética das linhas e também melhora o perfil de tensão reduzindo a instabilidade do sistema.

A linha exemplo de 500 kV do tipo convencional foi compensada também longitudinalmente através da instalação de um capacitor em série localizado no meio da linha. Foi dimensionado um capacitor série para compensar 50 % do reativo longitudinal da linha. A compensação transversal foi dividida entre 04 reatores, especificamente entre os extremos da linha e junto ao capacitor série, a jusante e a montante do capacitor série.

A figura 5.4 apresenta o resultado gráfico deste esquema de compensação híbrido onde o capacitor série junto com os reatores em derivação ajudam a reduzir o ganho de tensão ao

longo da linha. Uma compensação só nos extremos da linha não é suficiente para obter o perfil de tensão adequado, sendo necessário adicionar a compensação série e 4 reatores (em cada extremo e 2 reatores junto com o capacitor), uma alternativa não usual nas linhas do SIN. Através da barra colorida localizada à direita da figura 5.4 pode-se acompanhar o perfil do ganho de tensão para cada nível de compensação reativa simulada. Pode-se verificar que para a linha com 900 km de comprimento e com o esquema de compensação híbrido utilizado foi necessário utilizar reatores em derivação que compensem 88 % do reativo transversal total para que o perfil do ganho de tensão seja adequado.

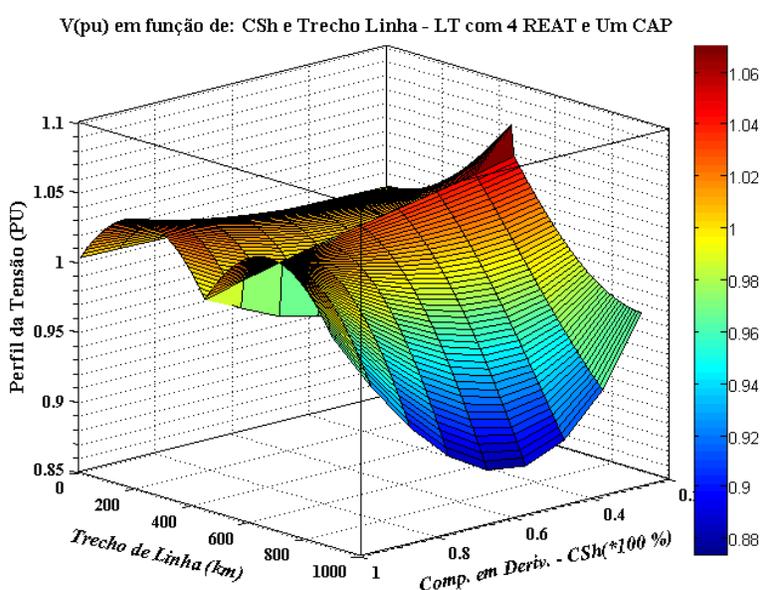


Figura 5.4 Ganhos U_2/U_1 da linha convencional de 500 kV ao longo de 900 km para diferentes níveis de compensação. Esquema de compensação híbrido.

Na tabela 5.7 apresentam-se os valores resultantes para dois diferentes comprimentos da linha convencional de 500 kV para um esquema de compensação reativo transversal (4 reatores) e reativo longitudinal fixo (50 % de compensação) através de capacitor série localizado no meio do tronco de transmissão. Os montantes de reativo em derivação necessário para manter o ganho de tensão entre os terminais da linha em vazio são menores após a compensação de 50 % do reativo longitudinal, especificamente foi reduzido de 84 % para 70 % para a linha de 600 km e de 92 % para 88 % para a linha de 900 km.

Tabela 5.7 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação híbrida. Compensação reativa em derivação nos extremos da linha e nos extremos do capacitor instalado no meio da linha. Compensação capacitiva de 50 %. Variação da compensação reativa para dois comprimentos de linha

Tensão U_1 : 500 kV	Comprimento 600 km	Comprimento 900 km
CSh:*100 (%)	U_2/U_1	U_2/U_1
0,60	1,0678	1,1803
0,62	1,0642	1,1696
0,64	1,0606	1,1592
0,66	1,0570	1,1489
0,68	1,0534	1,1388
0,69	1,0516	1,1338
0,70	1,0499	1,1289
0,72	1,0464	1,1192
0,74	1,0429	1,1097
0,76	1,0394	1,1003
0,78	1,0360	1,0911
0,80	1,0326	1,0821
0,82	1,0292	1,0732
0,84	1,0258	1,0645
0,86	1,0225	1,0559
0,87	1,0209	1,0517
0,88	1,0192	1,0475
0,90	1,0159	1,0392
0,92	1,0127	1,0310
0,94	1,0094	1,0230
0,96	1,0062	1,0152
0,98	1,0031	1,0074
1,00	0,9999	0,9998

Na tabela 5.8 apresentam-se resultados da influência do nível de compensação série no ganho de tensão entre os terminais em vazio para a linha de 900 km. A compensação série foi variada para os seguintes valores: 50, 60 e 70 % do reativo longitudinal da linha. O esquema da compensação em derivação foi mantido, ou seja, a compensação reativa foi dividida igualmente em 4 pontos: nos extremos da linha e à montante e jusante dos terminais do capacitor série.

Tabela 5.8 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com 900 km e com compensação híbrida. Compensação reativa nos extremos da linha e nos extremos do capacitor instalado no meio da linha. Variação da compensação reativa indutiva e capacitiva.

		Ganho de Tensão: U_2/U_1		
$U_1: 500 \text{ kV}$		Compensação Série: * 100 (%)		
$L = 900 \text{ km}$		0,50	0,60	0,70
Compensação em Derivação: *100 (%)	0,60	1,1803	1,1535	1,1278
	0,62	1,1696	1,1444	1,1203
	0,64	1,1592	1,1356	1,1129
	0,66	1,1489	1,1269	1,1057
	0,68	1,1388	1,1183	1,0985
	0,70	1,1289	1,1099	1,0915
	0,72	1,1192	1,1017	1,0847
	0,74	1,1097	1,0936	1,0779
	0,76	1,1003	1,0856	1,0713
	0,78	1,0911	1,0778	1,0647
	0,80	1,0821	1,0701	1,0583
	0,82	1,0732	1,0625	1,0520
	0,83	1,0688	1,0588	1,0489
	0,84	1,0645	1,0551	1,0458
	0,85	1,0602	1,0514	1,0427
	0,86	1,0559	1,0477	1,0397
	0,87	1,0517	1,0441	1,0367
	0,88	1,0475	1,0405	1,0337
	0,90	1,0392	1,0335	1,0278
	0,92	1,0310	1,0265	1,0220
0,94	1,0230	1,0197	1,0163	
0,96	1,0152	1,0129	1,0107	
0,98	1,0074	1,0063	1,0052	
1,00	0,9998	0,9998	0,9998	

Pode-se observar que à medida que se aumenta o nível de compensação série o nível de compensação em derivação necessária para reduzir o ganho de tensão entre os terminais da

linha é reduzido. Especificamente sem compensação série era necessário para atender a premissa de ganho máximo de 1,05 que a compensação em derivação fosse de 92 %, para 50 % de compensação série este valor foi reduzido para 88 %, para 60 % foi reduzido para 86 % e para 70 % de compensação série a compensação em derivação necessária foi de 83 %.

Nas tabelas 5.9, 5.10 e 5.11 são apresentados os resultados dos níveis de compensação em derivação em função da compensação série para algumas linhas de transmissão do SEB.

Tabela 5.9 Compensação em Derivação Mínimo para a Linha Convencional de 500 kV.

Compensação Transversal em Derivação Ótima: (* 100%)			
U₁: 500 kV (LC)*	Compensação Longitudinal Série		
	50 %	60 %	70 %
600 km	0,70	0,65	0,55
900 km	0,88	0,86	0,83

(LC)* : Linha do tipo convencional compacta.

Tabela 5.10 Compensação em Derivação Mínimo para a Linha não Convencional de 500 kV.

Compensação Transversal em Derivação Ótima: (* 100%)			
U₁: 500 kV (LNC)*	Compensação Longitudinal Série		
	50 %	60 %	70 %
600 km	0,70	0,65	0,57
900 km	0,88	0,86	0,83

(LNC)* : Linha do tipo não convencional.

Tabela 5.11 Compensação em Derivação Mínimo para a Linha Convencional de 765 kV.

Compensação Transversal em Derivação Ótima: (* 100%)			
U₁: 765 kV (LC)*	Compensação Longitudinal Série		
	50 %	60 %	70 %
600 km	0,72	0,66	0,58
900 km	0,88	0,86	0,84

(LC)* : Linha do tipo convencional compacta.

Capítulo 6

Análise de Sensibilidade da Corrente de Arco Secundário (I_{arc})

A eliminação do defeito monofásico não permanente através da manobra monofásica tem elevada probabilidade de sucesso se o valor eficaz da corrente de arco secundário sustentada for baixo.

Neste capítulo foram identificados valores limites de comprimentos de linhas sem compensação que ainda apresentavam alta probabilidade de sucesso da manobra monopolar, em função das premissas adotadas de valores limites de correntes de arco associadas à alta probabilidade de sucesso da manobra. Posteriormente foi analisada, para diferentes extensões de linhas, a influência da otimização dos valores de reatores de neutro na corrente de arco secundário. Alguns resultados de corrente sustentada e de resposta transitória são apresentados.

6.1 Análise de Sensibilidade nas Linhas sem Compensação

Uma análise de sensibilidade preliminar nas linhas sem nenhum tipo de compensação foi feita para identificar qual seria o maior comprimento da linha sem nenhuma compensação que apresentasse alta probabilidade de sucesso para a manobra monopolar. Pelas hipóteses assumidas e descritas como premissas de estudo, isto significou obter correntes de arcos secundários sustentados menores do que 50 A eficazes. Esta análise foi feita supondo a ocorrência do defeito na linha energizada em vazio.

A representação trifilar das linhas em regime permanente antes de simular a falta é mostrada na figura 6.1 onde o bloco matricial representa o quadripolo trifásico da linha de transmissão.

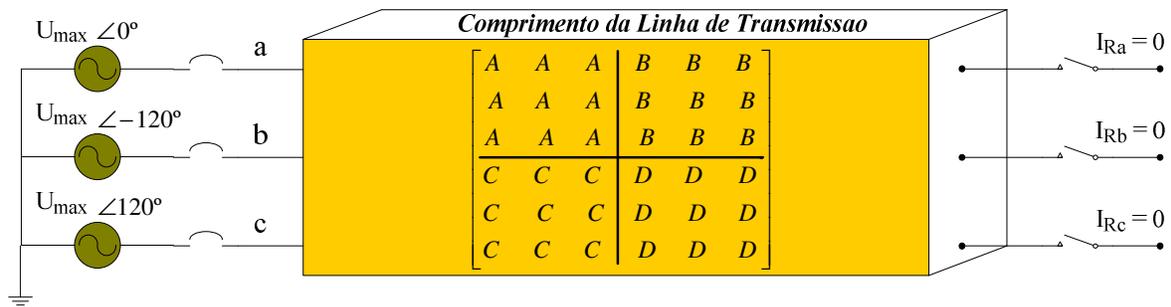


Figura 6.1 Esquema trifilar da linha em regime permanente com o quadripolo trifásico da linha

Na figura 6.2 é mostrada a representação da linha com aplicação de falta monofásica na fase “a” num determinado trecho. Neste momento a linha é dividida em dois quadripolos trifásicos correspondentes aos trechos antes e depois da falta.

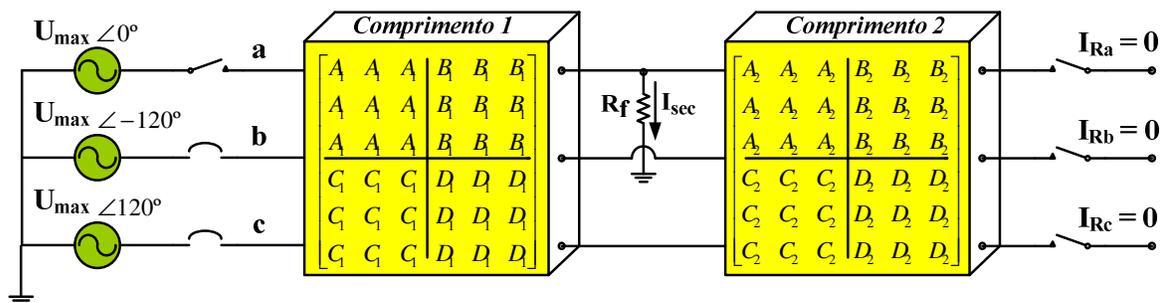


Figura 6.2 Esquema trifilar da linha após ocorrência de falta com os quadripolos trifásicos da linha

Após ocorrência da falta monofásica o pólo “a” do disjuntor no terminal emissor é aberto e as duas fases sãs da linha continuam energizadas, estando o terminal receptor em vazio. Esta condição corresponde à manobra de energização da linha sob falta monofásica, com a subsequente abertura da fase sob falta. A falta monofásica é representada por uma resistência de baixa impedância para a terra na fase com defeito.

Para cada linha em vazio foram obtidas as correntes de arco secundário (valor sustentado, ou seja, para o sistema representado para a frequência de 60 Hz), variando o local de falta a cada 20 km. O maior valor de corrente de arco secundário era associado a cada comprimento de linha, sendo que a análise se encerrava quando a pior corrente excedia o valor limite estipulado de 50 A eficazes.

Para interação dos quadripolos trifásicos foi utilizado um programa desenvolvido para representar a linha analisada, conforme descrito no capítulo 4. O programa foi desenvolvido no Matlab e organizado de tal forma a obter uma sequência de resultados de tensão e corrente no terminal remoto do trecho desejado. Na figura 6.3 é mostrada o diagrama de blocos do programa feito em Matlab.

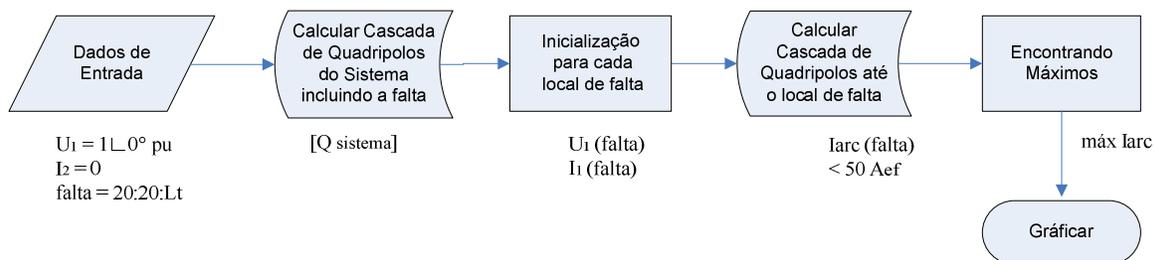


Figura 6.3 Diagrama de blocos do programa que calcula comprimentos limites das linhas sem compensação

Na Figura 6.4 são apresentados os valores da corrente de arco secundário em função do local do defeito para as linhas analisadas. Pode-se verificar que os piores locais encontram-se próximos ao terminal remoto em vazio.

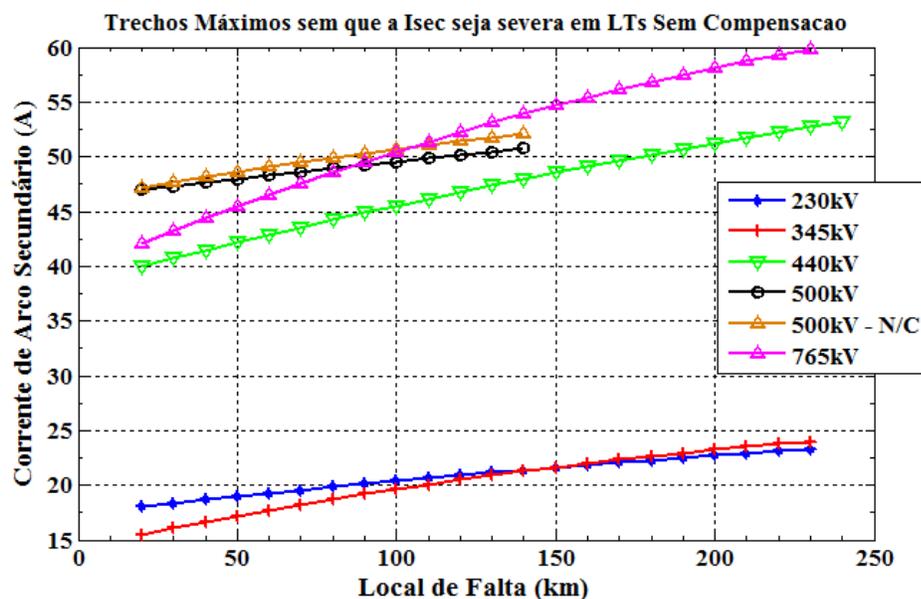


Figura 6.4 Máximos trechos das linhas típicas do SEB sem que a corrente I_{arc} atinja valores muito severos garantindo uma alta probabilidade de religamento monopolar com sucesso.

Na tabela 6.1 apresentam-se comprimentos máximos das linhas típicas do SEB para as premissas da pesquisa, sem nenhum tipo de compensação nas linhas.

Tabela 6.1 Comprimento máximo de linhas típicas não compensadas para valores moderados de corrente de arco secundário.

U_1 (kV)	U_2/U_1 (pu)	Comprimento Máximo (km)	I_{arc} (A_{ef})
230	1,0494	230	23
345	1,0500	230	24
440	1,0264	177	50
500	1,0109	114	50
500 (N/C)*	1,0057	82	50
765	1,0080	95	50

(N/C)* - Linha não convencional de 500 kV.

Para as linhas com tensões mais baixas (230 e 345 kV) o fator limitante foi o ganho de tensão entre o terminal receptor e o emissor para a linha em vazio, uma vez que as correntes obtidas para estas linhas foram moderadas (inferiores a 25 A_{ef}), portanto, menores do que os limites estabelecidos na pesquisa.

Como resultado das análises pode-se concluir que linhas de tensão menores, especificamente as de 230 e 345 kV estudadas, apresentaram valores baixos de corrente de arco secundário para os comprimentos adequados para operarem sem compensação, ou seja, até 230 km de extensão. Estendendo as conclusões pode-se indicar que linhas de níveis de tensão menores sem compensação apresentam alta probabilidade de sucesso para a eliminação de defeitos através da manobra monopolar, uma vez que as correntes de arco secundário obtidas são inferiores a 25 A eficazes. Para se quantificar o tempo de auto-extinção do arco secundário para estas linhas é necessário representar o arco através de um modelo matemático robusto onde as constantes de tempo envolvidas sejam adequadamente representadas. Contudo os tempos mortos típicos utilizados no setor (em torno de 500 ms) têm alta probabilidade de serem suficientes, pois deve ser considerado que os arcos de menor corrente eficaz têm alongamento maior (TALAISYS et al., 2011), o que implica na necessidade de um maior fornecimento de energia pelo acoplamento capacitivo com as fases sãs para manter o arco estável, o que não se verifica para linhas com este nível de tensão. Apesar de ser necessário realizar testes de campo e/ou de simulação para se quantificar o tempo morto, reforça-se que com o tempo morto de 500 ms a probabilidade da manobra monopolar ser bem sucedida para linhas de 230 e 345 kV sem compensação é elevada.

Para linhas com tensões maiores (a partir de 440 kV), conforme apresentado na Tabela 6.1, o valor de corrente de arco de $50 A_{ef}$, que foi definida como premissa do estudo, foi atingido para comprimentos de linha menores do que os indicados como valores máximos possíveis para a linha operar sem compensação. Nestes casos, se a linha tiver comprimento maior do que os indicados e não tiver compensação, outra solução deve ser encontrada para reduzir o valor eficaz da corrente de arco secundário, uma vez que não será possível utilizar a técnica do reator de neutro por não existir banco de reatores na linha. Uma solução possível seria a chave de aterramento rápida (HSGS) descrito no item 3.2, ou considerar um tempo morto maior, em função da capacidade do sistema.

Pode-se afirmar, portanto, que para as linhas de tensão mais elevadas, como as indicadas na tabela 6.1, especificamente de 440 a 765 kV, devem ser considerados os comprimentos limites identificados para que a manobra de abertura monopolar tenha alta probabilidade de sucesso. Para linhas com comprimentos superiores sem compensação é necessário representar o arco

adequadamente com sua resposta dinâmica para identificar a melhor forma de minimizar a corrente de arco secundário.

6.2 Análise de Sensibilidade da Linha com Compensação em Derivação sem Reator de Neutro Instalado

Nesta etapa da pesquisa foi verificado qual o impacto de se compensar o reativo transversal da linha no valor da corrente de arco secundário (I_{arc}) quando a compensação em derivação era composta somente de elementos de fase, supondo o neutro do reator aterrado (o que corresponderia a valor do reator de neutro nulo). A análise foi realizada para a linha de 500 kV convencional, supondo três comprimentos de linha, conforme apresentado na tabela 6.2.

Tabela 6.2 Valores de I_{arc} eficazes ao se variar o nível de compensação da linha de 500 kV. Variação do comprimento da linha com compensação reativa e sem reator de neutro.

U_1 500 kV	Comprimento 450 km		Comprimento 600 km		Comprimento 900 km	
	Xd (Ω)	Iarc (Aef)	Xd (Ω)	Iarc (Aef)	Xd (Ω)	Iarc (Aef)
72 ^(*)	970,87	144,29	-	-	-	-
80	873,79	138,47	-	-	-	-
84 ^(*)	832,18	136,82	610,10	179,11	-	-
90	776,70	135,01	569,34	174,77	-	-
92 ^(*)	759,81	134,62	556,97	173,18	346,30	233,78
95	735,82	133,54	539,38	171,49	335,40	227,91
100	699,03	132,61	512,41	168,81	318,60	220,70

(*) 72, 84 e 92 % de Compensação Reativa em Derivação são os níveis mínimos para que a linha com os comprimentos 450, 600 e 900 km respectivamente não tenham ganhos de tensão severos na recepção

Os valores das correntes de arco I_{arc} eficazes correspondem aos obtidos para os piores locais de falta. Foi efetuada uma varredura através da aplicação da falta ao longo de toda a linha (falta deslizante) para conseguir identificar o local que iria produzir a maior corrente de arco secundário (I_{arc}), supondo a linha energizada sob falta, conforme diagrama de blocos da figura 6.3, mas considerando dentro do quadripolo do sistema ($Q_{sistema}$) o quadripolo trifásico que representa a compensação reativa sem considerar o reator de neutro.

Da mesma forma o limite de $50 A_{ef}$ foi definido na pesquisa (premissa de estudo).

A partir do auxílio do programa ATP foi gerada a figura 6.5 que representa a forma de onda da corrente de arco secundário produzido pela abertura monopolar após a ocorrência de falta monofásica na pior localização do defeito ao longo da linha para três comprimentos diferentes. Este local foi próximo do terminal remoto (em vazio). A falta foi aplicada em $t = 100$ ms e a abertura do fase com defeito em $t = 200$ ms. O transitório da falta durou em torno de 200 ms. Pode-se observar que o instante de abertura da fase com defeito irá influenciar no tempo necessário para se chegar ao regime permanente.

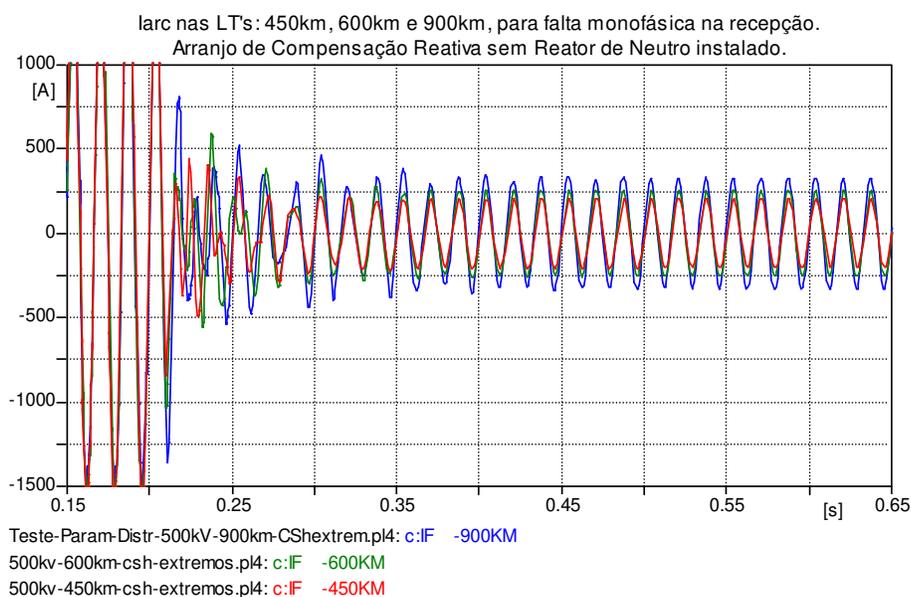


Fig. 6.5 Iarc nas linhas de 450 km, 600 km e 900 km sem reator de neutro.

Neste caso a barra da geração foi suposta como barra infinita (não foi verificada a influência da potência de curto-circuito da barra do terminal emissor nem a interação arco-rede).

Segundo os resultados da tabela 6.2 e conforme visto nas figuras 6.5 e 6.6 (detalhe em regime permanente) podemos afirmar que para os comprimentos analisados da linha em 500 kV não existe possibilidade de religar a fase isolada já que os valores de Iarc são muito severos. Percebe-se que aumentando o nível de compensação em derivação a corrente de arco secundário foi reduzida, mas continua em patamares elevados, indicando uma baixa probabilidade de sucesso da manobra monopolar.

Fica clara a necessidade de se instalar o reator de neutro, já que os reatores de fase não minimizam o acoplamento eletromagnético existente entre as fases sãs e a fase com defeito.

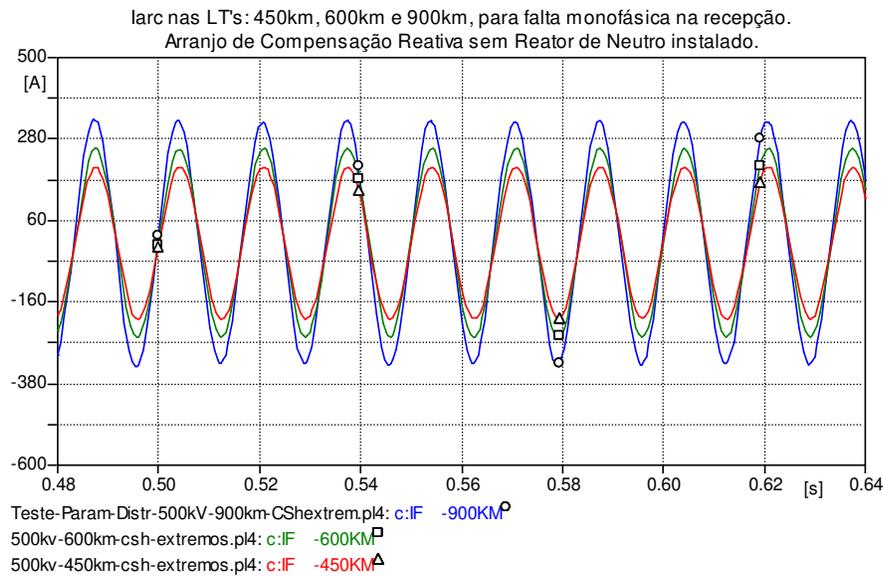


Fig. 6.6 Detalhe da Iarc nas linhas de 450 km, 600 km e 900 km sem reator de neutro.

6.3 Análise de Sensibilidade da Linha com Compensação em Derivação e Reator de Neutro Instalado

Nesta etapa da pesquisa são apresentados os resultados da identificação do valor de reator de neutro ótimo a ser instalado no neutro do banco de reatores da linha. O processo para identificação do reator de neutro ótimo está descrito no capítulo 7. A hipótese assumida e descrita como premissa de estudo foi também a obtenção de correntes de arcos secundários sustentadas menores do que $50 A_{ef}$. Esta análise foi feita supondo a ocorrência do defeito na linha energizada em vazio com o terminal emissor suposto como barra infinita.

A representação trifilar das linhas em regime permanente antes de simular a falta é mostrada na figura 6.7 onde o bloco matricial amarelo representa o quadripolo trifásico da linha de transmissão e o bloco avermelhado com o arranjo de reatores representa o bloco da compensação reativa em derivação considerando um reator de neutro a partir do ponto comum dos reatores de fase.



Figura 6.7 Esquema trifilar da linha em regime permanente com o quadripolo trifásico da linha e com compensação reativa em derivação aos extremos.

Na figura 6.8 é mostrada a representação da linha a simular com aplicação de falta monofásica na fase “c” num determinado trecho. A linha é dividida em dois quadripolos correspondentes aos trechos antes e depois da falta, respectivamente: $x_1 = L_{falta}$ e $x_2 = (L_{total} - L_{falta})$.

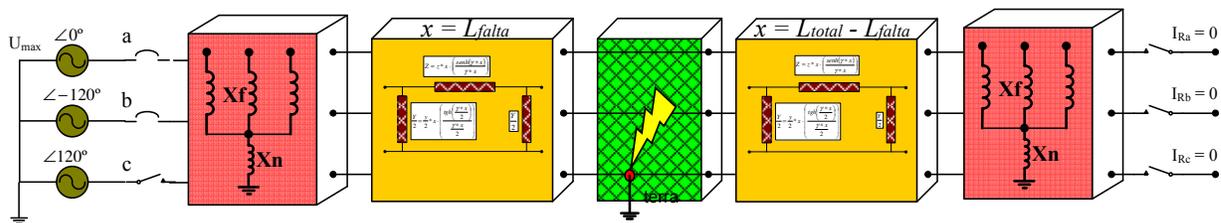


Figura 6.8 Esquema trifilar da linha após ocorrência de falta com os quadripolos trifásicos da linha e com compensação reativa em derivação aos extremos.

Após ocorrência da falta monofásica o pólo “c” do disjuntor no terminal emissor é aberto e as duas fases sãs da linha continuam energizadas e o terminal receptor está em vazio. Esta condição corresponde à manobra de energização da linha sob falta monofásica, com a abertura monopolar da fase sob falta. A falta monofásica é representada por uma resistência baixa ($R_f = 20 \Omega$) para terra na fase com defeito.

Para cada linha em vazio foram obtidas as correntes de arco secundário, variando o local de falta a cada 20 km e mudando o reator de neutro a partir da relação r_0 especificado no item 4.2.2. Os valores da relação r_0 variam de 1 até 6 e definem o reator de neutro para um determinado nível de compensação da linha.

Fazendo uma varredura através da aplicação da falta ($R_f = 20 \Omega$) ao longo de toda a linha (falta deslizante), considerando todos os elementos do sistema e, em especial, a compensação reativa em derivação, encontraram-se as I_{arc} eficazes mais severas em cada trecho de linha analisado e identificou-se também o local que iria produzir a maior corrente I_{arc} .

O maior valor de corrente de arco secundário era associado a cada comprimento de linha, sendo que a análise se encerrava quando a pior corrente excedia o valor limite estipulado de 50 A eficazes.

Um programa foi desenvolvido em Matlab para obtenção dos resultados, sendo o seu diagrama de blocos apresentado na figura 6.9.

A linha convencional em 500 kV foi analisada para três comprimentos, especificamente 450, 600 e 900 km. Na tabela 6.3 é apresentado o resumo da análise efetuada onde se destaca o impacto do reator de neutro otimizado no valor da corrente Iarc. Os valores das correntes de arco Iarc eficazes correspondem aos obtidos para os piores locais de falta.

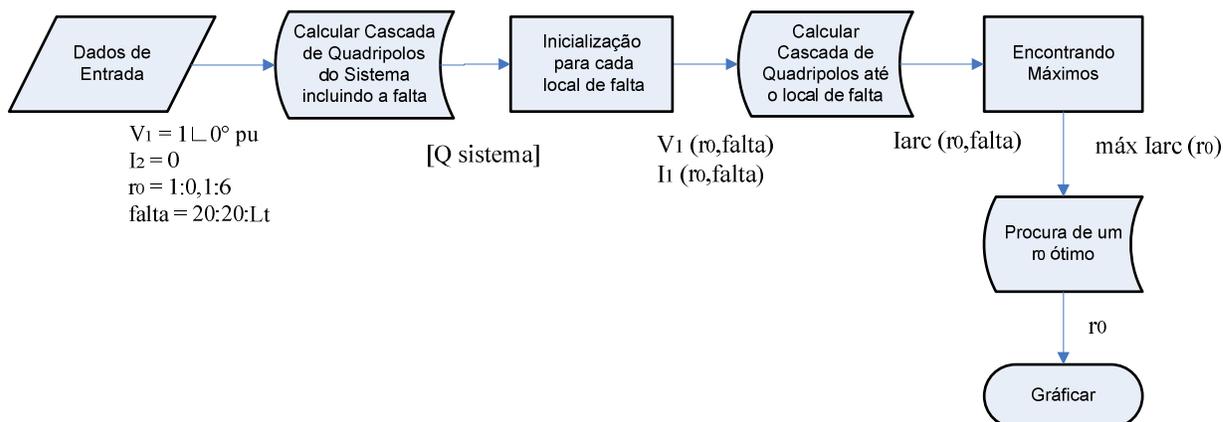


Figura 6.9 Diagrama de blocos para obtenção de X_n otimizado para reduzir I_{arc} em LT's com compensação em derivação

Tabela 6.3 Valores de corrente de arco secundário para os menores valores de compensação adequados para cada comprimento de linha de 500 kV. Reator de neutro ótimo e corrente de arco secundário correspondente.

U_1 500 kV	Comprimento 450 km		Comprimento 600 km		Comprimento 900 km	
	X_n (Ω)	I_{arc} (Aef)	X_n (Ω)	I_{arc} (Aef)	X_n (Ω)	I_{arc} (Aef)
72 ^(*)	889,90	12,13	-	-	-	-
84 ^(*)	-	-	325,30	8,50	-	-
92 ^(*)	-	-	-	-	103,80	30,46

(*) 72, 84 e 92 % de Compensação Reativa em Derivação são os níveis mínimos para que a linha com os comprimentos 450, 600 e 900 km respectivamente não tenham ganhos de tensão severos na recepção,

6.3.1 Linha de 450 km.

Na figura 6.10 é apresentado o transitório da aplicação da falta monofásica na fase A da linha em $t = 100$ ms. A fase A foi isolada através da abertura do polo A do disjuntor na geração em $t = 200$ ms. A corrente de falta (arco primário) para a linha compensada de 450 km com reator de neutro instalado ultrapassa 10^3 A. Foi verificada uma importante redução da corrente de arco para 12,13 A eficaz após abertura do disjuntor. A redução da corrente de arco secundário foi influenciada pela instalação do reator de neutro otimizado $X_n = 889,9 \Omega$, adequado para o nível de compensação da linha (C.Sh = 72 %). A falta monofásica foi simulada no terminal remoto da linha, que corresponde ao pior local de falta.

Na figura 6.11 apresenta-se um detalhe da figura 6.10 e percebe-se que o transitório durou em torno de 200 ms após abertura dos disjuntores localizados nos extremos da fase com defeito. Deve-se ressaltar que a modelagem da rede no terminal emissor foi bastante simplificada e respostas distintas são esperadas para casos reais. Isto não foi objeto da presente pesquisa.

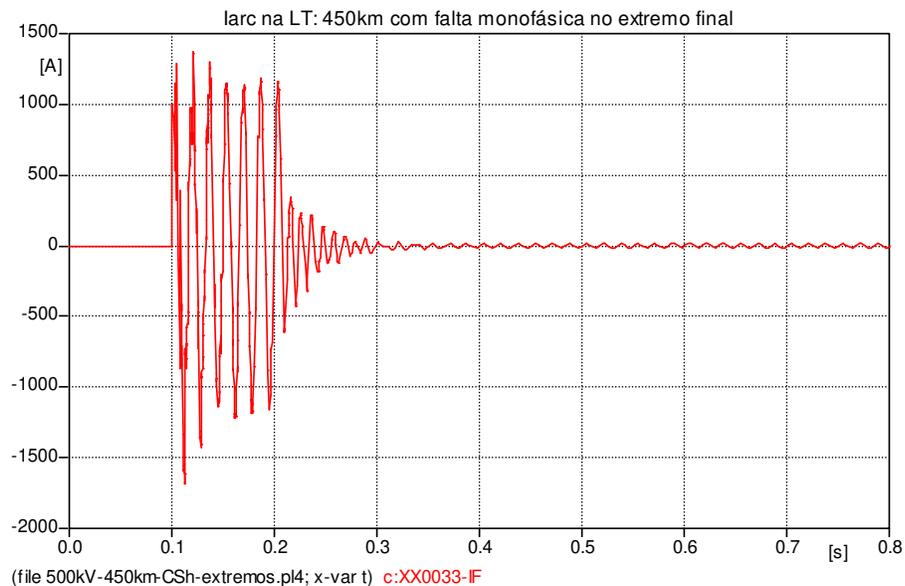


Figura 6.10 Iarc no caso exemplo da linha de 450 km com reator de neutro otimizado. Compensação de 72 %.

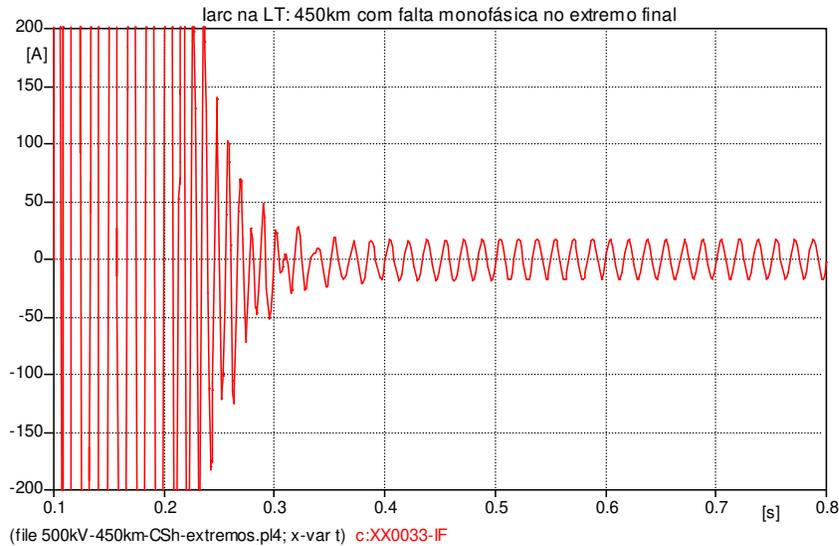


Figura 6.11 Detalhe da Iarc na linha de 450 km com falta monofásica no final da linha e reator de neutro otimizado. Compensação de 72 %.

Supondo a instalação de reator de neutro com valor diferente para a mesma linha com 450 km, por exemplo, $X_n = 106 \Omega$, a corrente de arco secundário (Iarc) aumentou para 101,82 A eficaz. Neste caso, segundo a premissa da pesquisa, a probabilidade da manobra ter sucesso é menor. A figura 6.12 mostra a corrente Iarc encontrada para este caso.

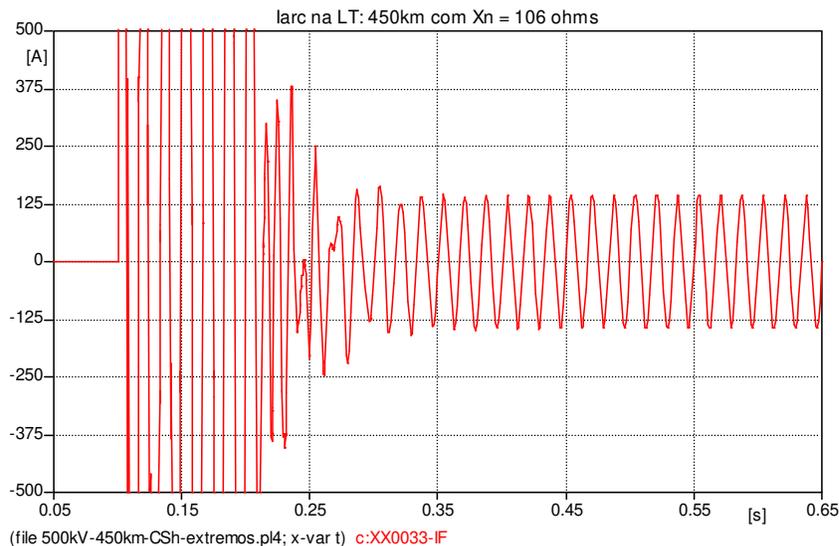


Figura 6.12 Detalhe da Iarc na linha de 450 km com outro Reator $X_n = 106 \Omega$. Compensação de 72 %.

6.3.2 Linha de 600 km

Na figura 6.13 é apresentado o transitório da energização da linha com falta monofásica na fase A da linha. A fase A foi isolada através da abertura do polo A do disjuntor em $t = 200$ ms. A corrente de falta (arco primário) para a linha compensada de 600 km com reator de neutro instalado ultrapassa 10^3 A. Foi verificada uma importante redução da corrente de arco secundário (Iarc) para 8,5 A eficaz após abertura do disjuntor. A redução da Iarc ocorreu devido à instalação do reator de neutro otimizado de $X_n = 325,3 \Omega$ para o menor nível de compensação considerado adequado para este comprimento de linha (C.Sh = 84 %). A falta monofásica foi simulada no terminal remoto da linha, que corresponde ao pior local de defeito.

Na figura 6.14 apresenta-se um detalhe da figura 6.13 e percebe-se que o transitório durou em torno de 250 ms após abertura dos disjuntores localizados nos extremos da fase com defeito, sendo maior do que para a linha de 450 km. Deve-se ressaltar que a modelagem da rede no terminal emissor foi bastante simplificada e respostas distintas são esperadas para casos reais. Isto não foi objeto da pesquisa.

Supondo a instalação de outro reator de neutro com valor diferente para a mesma linha com 600 km, por exemplo, $X_n = 800 \Omega$, a corrente de arco (Iarc) cresceu para 50,42 A eficaz, como apresentado na figura 6.15.

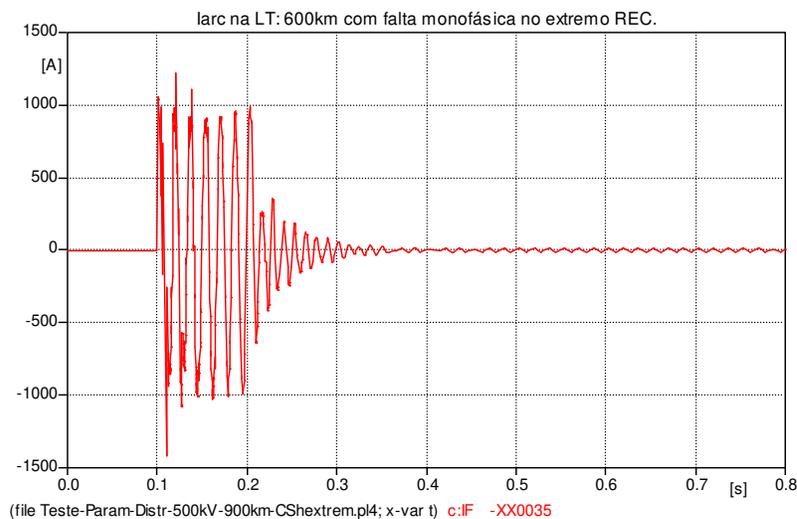


Figura 6.13 Iarc no caso exemplo da Linha de 600 km com reator de neutro otimizado e reator de neutro otimizado. Compensação de 84 %.

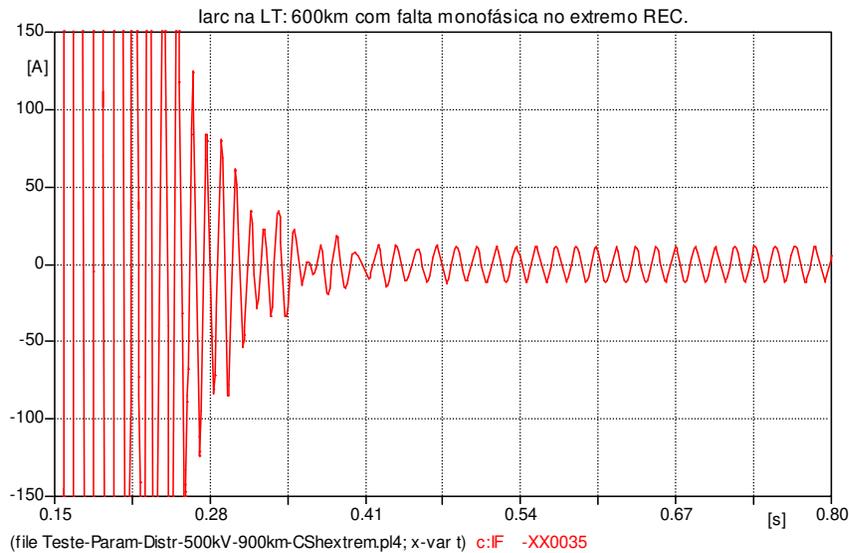


Figura 6.14 Detalhe da Iarc na linha de 600 km com falta monofásica no final da linha e reator de neutro otimizado. Compensação de 84 %.

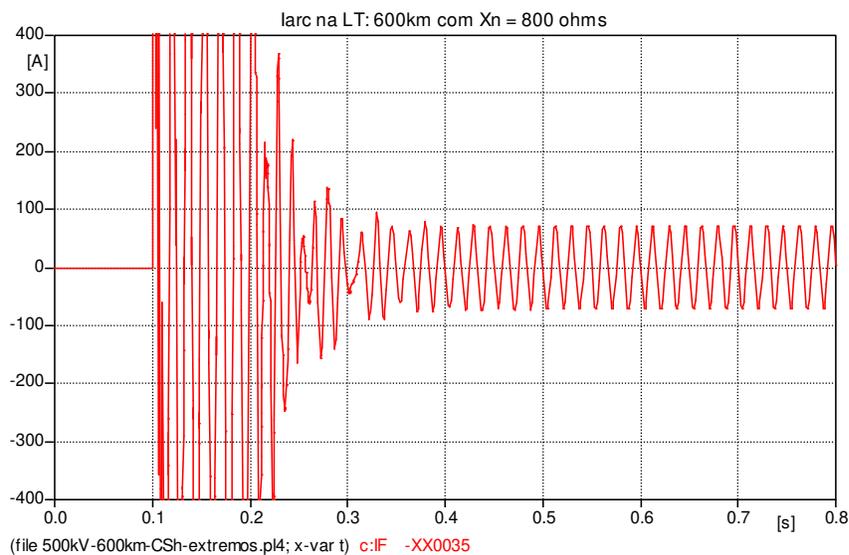


Figura 6.15 Detalhe da Iarc na linha de 600 km com reator $X_n = 800 \Omega$. Compensação de 84 %.

6.3.3 Linha de 900 km.

Na figura 6.16 é apresentado o transitório da energização sob falta monofásica na fase A da linha em estudo com 900 km de comprimento. A fase com falta foi isolada através da abertura do polo A do disjuntor em 200 ms. A corrente de falta (arco primário) para este caso não ultrapassou 10^3 A. Foi verificada uma importante redução da corrente de arco secundário (Iarc) para 30,46 A eficazes após abertura do disjuntor. A redução da Iarc foi influenciada novamente devido à instalação do reator de neutro identificado como o ótimo

$X_n = 103,8 \Omega$ para o nível de compensação adequado para este comprimento de linha (C.Sh = 92 %). A falta monofásica foi simulada no terminal remoto da linha, que corresponde ao pior local de falta.

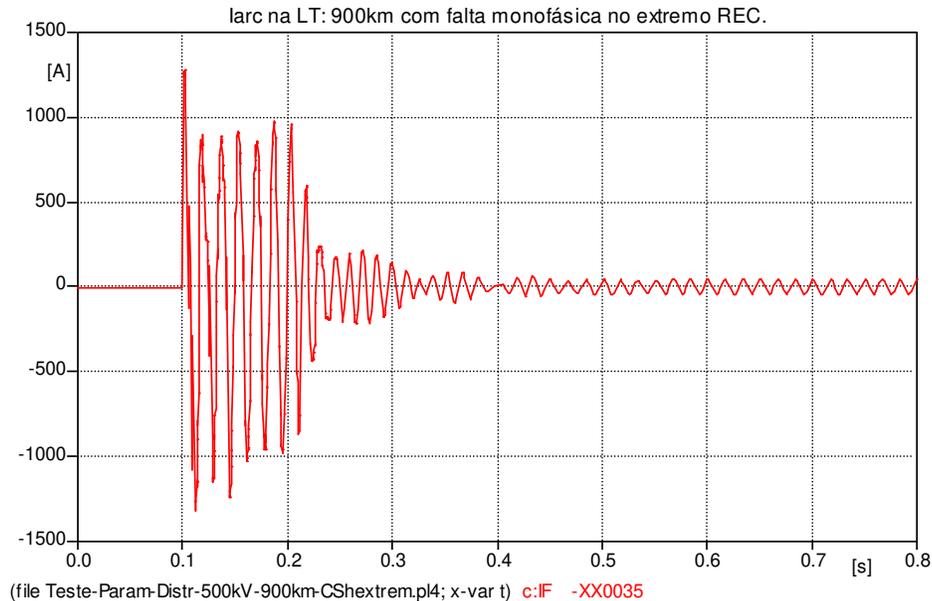


Figura 6.16 Iarc no caso exemplo da Linha de 900 km com falta monofásica no final da linha e reator de neutro otimizado. Compensação de 92 %.

Na figura 6.17 apresenta-se um detalhe da figura 6.16 onde se percebe que o transitório durou em torno de 360 ms após abertura dos disjuntores localizados nos extremos da fase com defeito. Identifica-se que o transitório aumenta com o comprimento da linha, independente do nível de corrente de arco secundário encontrado, já que todos foram muito baixos. Deve-se ressaltar que a modelagem da rede no terminal emissor foi bastante simplificada e respostas distintas são esperadas para casos reais. Isto não foi objeto da pesquisa.

Supondo a instalação de outro reator de neutro com valor diferente para a mesma linha com 900 km, por exemplo, $X_n = 800 \Omega$, a corrente de arco (I_{arc}) aumentou para 270,07 A eficaz. Neste caso, segundo a premissa da pesquisa, a probabilidade da manobra ter sucesso é extremamente baixa. A figura 6.18 mostra a corrente I_{arc} encontrada para este caso.

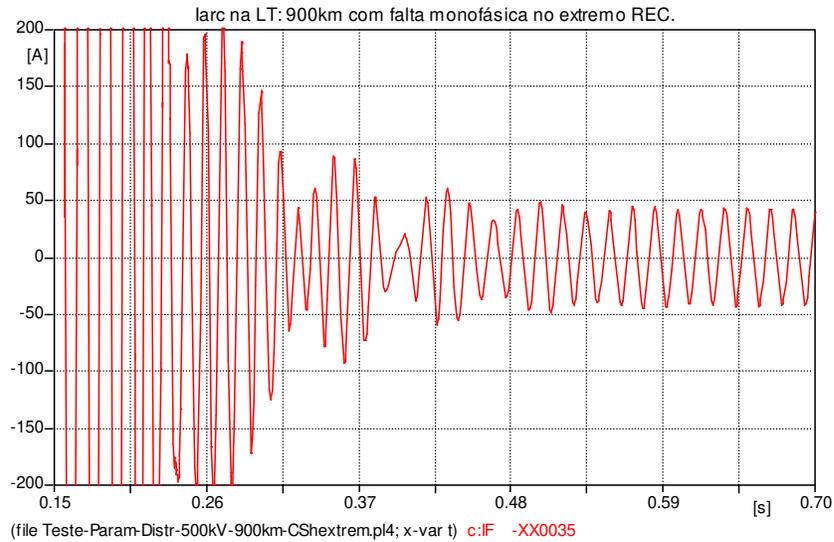


Figura 6.17 Detalhe da Iarc na linha de 900 km com falta monofásica no final da linha e reator de neutro otimizado. Compensação de 92 %.

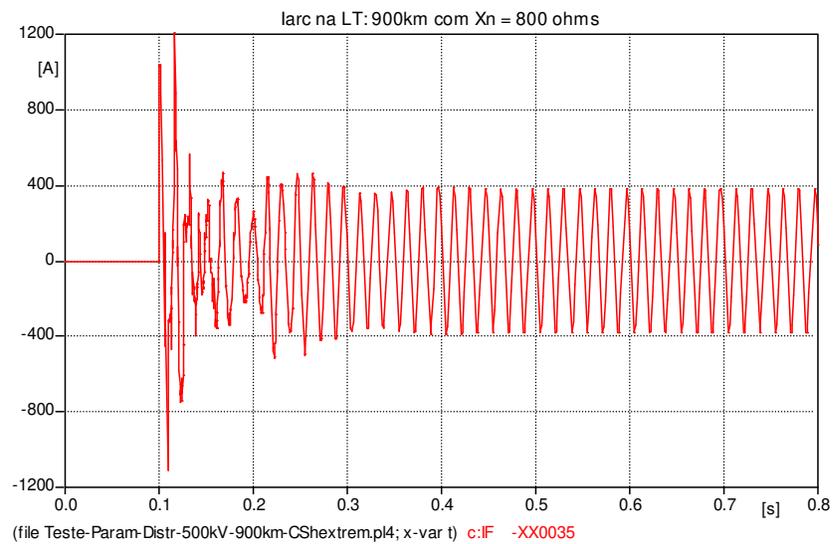


Figura 6.18 Detalhe da Iarc na linha de 900 km com reator $X_n = 800 \Omega$. Compensação de 92 %.

6.3.4 Critérios Utilizados para as Análises

Para o estabelecimento de níveis aceitáveis de sobretensões dinâmicas, o principal critério é que tais valores não prejudiquem a integridade de qualquer equipamento do sistema.

Os valores máximos admissíveis para que prováveis sobretensões não prejudiquem os equipamentos do sistema são estabelecidos a partir das diretrizes e critérios para estudos eletromecânicos de sobretensões dinâmicas obtidos do sub-módulo 23.3 dos Procedimentos de

Rede do ONS (Ver tabela 6.4). Para o presente estudo utiliza-se o limite máximo de 1,20 pu de tensão sustentada em vazio.

Tabela 6.4 Sobretensões dinâmicas e sustentadas admissíveis a 60 Hz

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Tensão máxima sem elementos saturáveis		Tensão máxima com elementos saturáveis		Máxima tensão sustentada em vazio	
	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
138	203	1,47	193	1,40	152	1,10
230	339	1,47	322	1,40	253	1,10
345	507	1,47	483	1,40	380 ou 398 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
440	645	1,47	616	1,40	484 ou 506 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
500	770	1,54	735	1,47	575 ou 600 ⁽³⁾	1,15 ou 1,20 ⁽³⁾
525	770	1,47	735	1,40	575 ou 600 ⁽³⁾	1,10 ou 1,15 ⁽³⁾
765	1120	1,46	1070	1,40	800	1,046

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

(3) Em terminal aberto de linha de transmissão.

Foi verificado que para todos os casos simulados a tensão sustentada na fase aberta encontra-se dentro do limite, para todas as linhas com compensação em ambos os extremos, ou seja, com o reator ótimo calculado para cada linha e com o reator típico para linha de 500 kV ($X_n = 800 \Omega$).

Foi feita também uma análise dos valores de tensão no neutro dos reatores de compensação em derivação nas linhas simuladas. A máxima tensão encontrada no neutro do banco de compensação reativa foi 72,5 kV, tendo sido verificado o desempenho para o reator de neutro típico e o otimizado para cada linha analisada. Os resultados são apresentados na tabela 6.5.

Para a linha de 900 km, as tensões no neutro dos reatores de linha alocados aos extremos da linha foram menos severas quando foi instalado o reator de neutro ótimo. Já com o reator de neutro típico para linhas em 500 kV ($X_n = 800 \Omega$) as tensões no neutro foram muito severas.

Tabela 6.5 Valores de tensão no neutro do banco de compensação reativa.

$U_1 = 500 \text{ kV}$	Pior Local de Falta Monofásica ao longo da Linha			
	Tensão no Neutro: V_n (kV) Com X_n ótimo		Tensão no Neutro: V_n (kV) Com $X_n = 800 \Omega$	
Comprimento	Terminal Emissor	Terminal Remoto	Terminal Emissor	Terminal Remoto
450 km	61,19	81,86	59,51	79,05
600 km	56,21	67,09	72,83	120,57
900 km	43,23	44,41	74,24	721,74

Para a linha de 600 km, as tensões de neutro foram severas quando foi instalado um reator de neutro típico como $X_n = 800 \Omega$. Para o reator de reator otimizado as tensões se mantiveram dentro do nível adequado.

Para a linha com 450 km, nos casos simulados com ambos os reatores de neutro, seja otimizado ou típico, os níveis de tensão de neutro estão um pouco acima do permitido. Neste caso foi necessário identificar o valor do reator de neutro próximo à região ótima que satisfaça ao requisito de tensão de neutro máxima estabelecida. O reator de neutro obtido foi $X_n = 600 \Omega$, que atende ao limite de sobretensão indicado e reduz o valor da corrente de arco secundário.

Capítulo 7

Análise da Influência dos Parâmetros Transversais de Linha Longas

A corrente de arco secundário é sustentada através dos acoplamentos eletromagnéticos (indutivo e capacitivo) entre as fases que continuam energizadas e a fase com falta em aberto. Este acoplamento é o principal parâmetro a reduzir numa etapa de otimização do sistema de transmissão para conseguir uma alta probabilidade de sucesso no religamento. Muitas vezes a análise relacionada ao estudo da manobra monopolar é feita através da verificação do desempenho do sistema com reatores de neutro típicos para linhas com o mesmo nível de tensão e este procedimento pode não ser o mais adequado; porém é possível através do método proposto minimizar I_{arc} num estágio preliminar do projeto da linha.

Neste processo de otimização é suficiente identificar o reator de neutro ótimo através da análise da linha em vazio. Em seguida pode ser feita uma verificação do desempenho para diferentes níveis de carregamento da linha, mas o reator de neutro final não deverá ter valor muito diferente do obtido na análise inicial. Isto ocorre porque o parâmetro dominante no acoplamento entre as fases sãs e a fase aberta é a admitância transversal, tendo a indutância mútua (acoplamento indutivo) também uma participação menor neste fenômeno (porém não nula).

No presente capítulo descrevem-se os parâmetros transversais dominantes de uma linha de transmissão, na verdade do conjunto linha + compensação, visando identificar a relação entre a redução do acoplamento eletromagnético entre fases e o nível de compensação reativa das linhas longas. A análise aborda o estudo em regime permanente de uma linha convencional em 500 kV com três diferentes comprimentos de transmissão e com o esquema de transmissão baseado numa geração suposta como barra infinita e um terminal remoto em vazio.

7.1 Parâmetros Transversais de uma Linha de Transmissão Longa

Através das características dos condutores e da sua disposição ou geometria na torre é possível calcular os parâmetros longitudinais e transversais das linhas de transmissão (Figura 7.1). No caso de falta monofásica em qualquer trecho de uma linha de transmissão e uma posterior abertura monofásica, o arco elétrico é sustentado pelo acoplamento entre as fases energizadas em regime permanente e a fase aberta, isto é, a corrente de arco secundário é basicamente um sinal em 60 Hz. Com essa consideração entende-se que é uma hipótese adequada supor que a linha seja tratada como idealmente transposta na frequência fundamental.

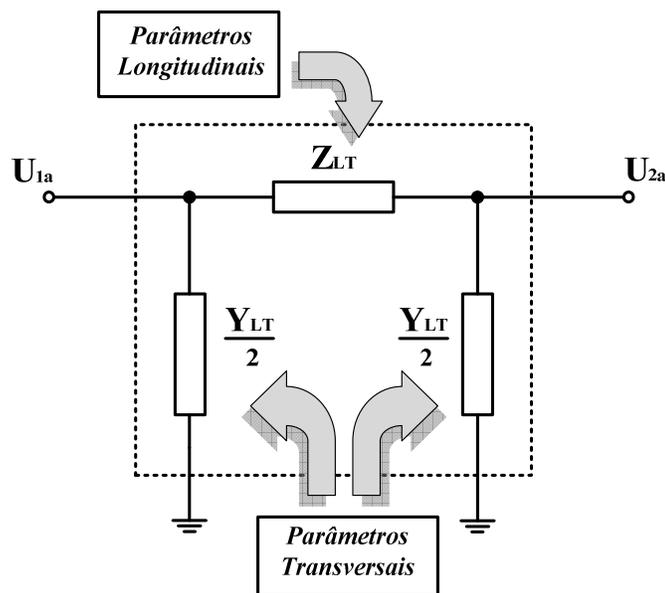


Figura 7.1 Representação de uma linha de transmissão monofásica (ou de um modo de propagação da linha).

Nesta condição os seus parâmetros devem ser supostos como representados através dos seus componentes de sequência positiva, negativa e zero. A admitância transversal de uma linha de transmissão longa monofásica (Y_{LT}) (ou de um componente de sequência da linha) é obtida através da equação (7.1). Na equação (7.2), a matriz de admitância $[Y]$ de uma linha trifásica é apresentada em componentes de modo, especificamente em modo homopolar (y_h) e em modo não homopolar (y_d), e que é numericamente igual as componentes de sequência positiva e negativa. A constante de propagação (γ_c) de um componente é visto em (7.3), onde o termo z_c corresponde à impedância longitudinal por unidade de comprimento e y_c corresponde à admitância transversal por unidade de comprimento, para uma componente de linha específica.

$$\frac{Y_{LT}}{2} = \frac{y_c \cdot l}{2} \times \left[\frac{\tanh(\gamma_c \cdot l / 2)}{(\gamma_c \cdot l / 2)} \right] \quad (7.1)$$

$$[Y] = \begin{bmatrix} y_h & 0 & 0 \\ 0 & y_d & 0 \\ 0 & 0 & y_d \end{bmatrix} \quad (7.2)$$

$$\gamma_c = \sqrt{z_c \cdot y_c} \quad (7.3)$$

Nas equações (7.4) e (7.5) são apresentadas as relações entre os componentes modais e os componentes de fase da admitância transversal da linha, especificamente as admitâncias próprias (y_p) e mútuas (y_m) da linha suposta idealmente transposta.

$$y_d = y_p - y_m \quad (7.4)$$

$$y_h = y_p + 2y_m \quad (7.5)$$

Substituindo (7.4) em (7.5) obtém-se a equação (7.7) que é o equivalente da admitância própria.

$$y_p = y_h - 2(y_p - y_d) \quad (7.6)$$

$$y_p = \frac{y_h + 2y_d}{3} \quad (7.7)$$

De (7.4) obtém -se a equação (7.8). Substituindo (7.7) em (7.8) obtém -se a equação (7.10) que é o equivalente da admitância mútua.

$$y_m = y_p - y_d \quad (7.8)$$

$$y_m = \frac{(y_h + 2y_d)}{3} - y_d \quad (7.9)$$

$$y_m = \frac{y_h - y_d}{3} \quad (7.10)$$

A matriz equivalente da admitância transversal em componentes de fase é mostrada em (7.12), relacionando as tensões e correntes transversais da linha que circulam nas fases equivalentes (7.11). Em (7.12) as admitâncias próprias se localizam na diagonal da matriz e as admitâncias mútuas são localizadas fora desta diagonal.

$$[I_{abc}] = [Y_{LT}][U_{abc}]$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_p & y_m & y_m \\ y_m & y_p & y_m \\ y_m & y_m & y_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} \quad (7.11)$$

$$[Y_{LT}] = \begin{bmatrix} y_p & y_m & y_m \\ y_m & y_p & y_m \\ y_m & y_m & y_p \end{bmatrix} \quad (7.12)$$

7.2 Parâmetros Transversais da Compensação Reativa em Derivação

Na figura 7.2 é mostrado o arranjo monofásico de dois reatores em derivação alocados nos extremos da linha de transmissão. Estes reatores formam parte de um esquema de compensação reativa dimensionado para garantir uma operação normal do sistema para em linhas de comprimento longo. Durante a ocorrência de contingências na rede tais como manobras de abertura/religamento, rejeição ou energização, o arranjo reativo converte-se num elemento de segurança para os problemas de estabilidade ou outros problemas que venham surgir dessas manobras.

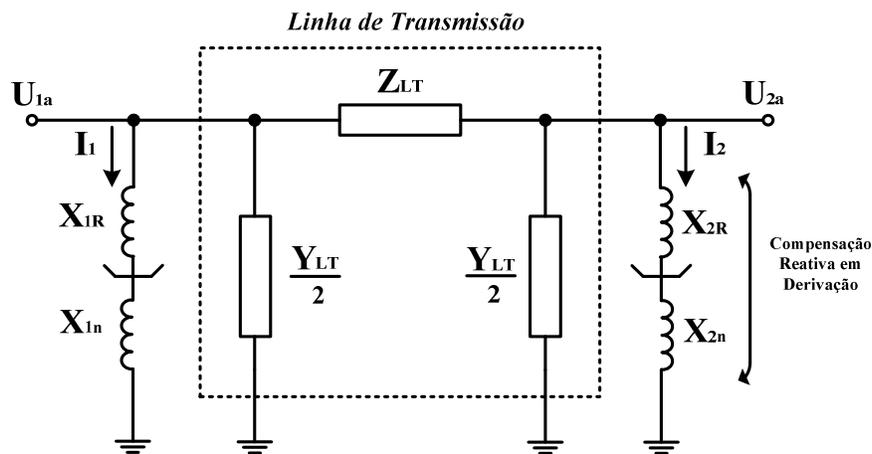


Figura 7.2 O esquema unifilar da compensação reativa em derivação aos extremos da representação monofásica tradicional de uma linha longa.

A instalação de uma impedância de neutro (Z_n) para terra a partir do ponto comum das impedâncias de fase (Z_f) num esquema de compensação reativa em derivação (Reator de Quatro Pernas) tem o intuito de neutralizar a capacitância mútua entre as fases sãs que continuam transmitindo potência e a fase com defeito. A figura 7.3 apresenta este esquema de conexão do reator de quatro pernas.

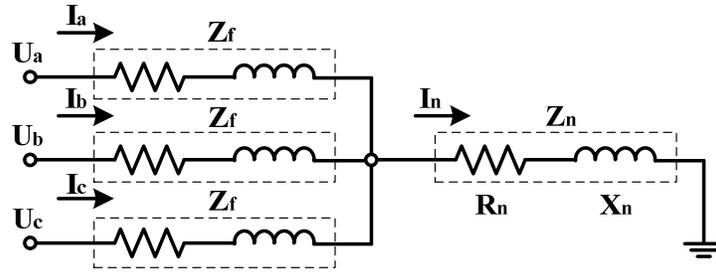


Figura 7.3 Esquema de conexão do Reator de Quatro Pernas (com Reator de Neutro Instalado).

Da figura 7.3 obtêm-se as equações de contorno (7.13) para a análise do banco de compensação.

$$\begin{aligned} U_a &= Z_f \cdot I_a + Z_n (I_a + I_b + I_c) \\ U_b &= Z_f \cdot I_b + Z_n (I_a + I_b + I_c) \\ U_c &= Z_f \cdot I_c + Z_n (I_a + I_b + I_c) \end{aligned} \quad (7.13)$$

Através de (7.13) monta-se a matriz impedância (7.15) do arranjo reativo de compensação.

$$[U_{abc}] = [Z_R][I_{abc}] \quad (7.14)$$

$$Z_R = \begin{bmatrix} Z_f + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_f + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_f + Z_n \end{bmatrix} \quad (7.15)$$

Nas equações (7.16 a 7.19) são mostrados os elementos próprios (Y_{Rp}) e mútuos (Y_{Rm}) de uma matriz admitância no domínio de fase correspondente à matriz Z_R mostrada em (7.15) que equivale ao reativo de compensação.

$$Y_{Rp} = \frac{\left(\frac{1}{Z_f + 3Z_n} \right) + 2 \left(\frac{1}{Z_f} \right)}{3} \quad (7.16)$$

$$Y_{Rm} = \frac{\left(\frac{1}{Z_f + 3Z_n} \right) - \left(\frac{1}{Z_f} \right)}{3} \quad (7.17)$$

$$Y_{Rp} = \frac{Z_f + 2Z_n}{Z_f(Z_f + 3Z_n)} \quad (7.18)$$

$$Y_{Rm} = \frac{-Z_n}{Z_f(Z_f + 3Z_n)} \quad (7.19)$$

Em (7.20) é mostrada a matriz admitância equivalente do reativo de compensação com seus elementos próprios concentrados na diagonal da matriz e os elementos mútuos concentrados fora da diagonal.

$$[Y_{Rabc}] = \begin{bmatrix} Y_{Rp} & Y_{Rm} & Y_{Rm} \\ Y_{Rm} & Y_{Rp} & Y_{Rm} \\ Y_{Rm} & Y_{Rm} & Y_{Rp} \end{bmatrix} \quad (7.20)$$

7.3 Parâmetros Transversais do Conjunto Linha + Compensação Reativa em Derivação

Na figura 7.4 é mostrado o esquema unifilar de conformação dos elementos transversais que serão analisados: os parâmetros transversais tanto da linha de transmissão como da compensação reativa em derivação (reator de quarto pernas).

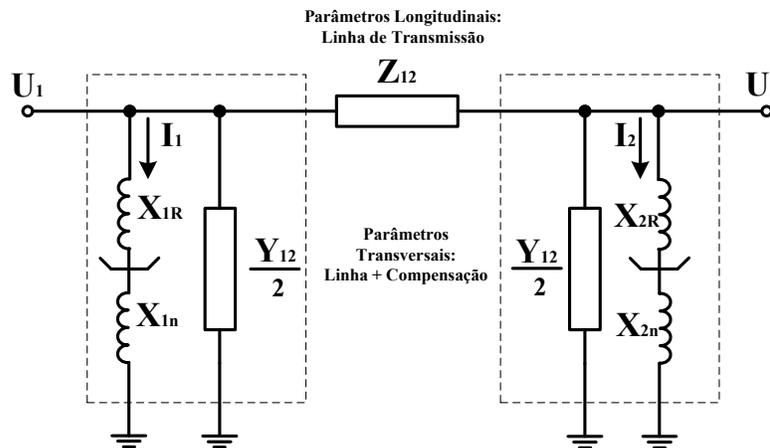


Figura 7.4 Representação unifilar dos parâmetros transversais da linha + compensação através dos reatores em derivação: fase e neutro aos extremos da linha.

Analisando em forma conjunta a admitância transversal da linha (7.12) e a admitância transversal do reativo de compensação (7.20) pode-se obter a matriz Y_{TOTAL} , (7.22).

$$[Y_{TOTAL}] = [Y_{LT}] + [Y_{Rabc}] \quad (7.21)$$

$$[Y_{TOTAL}] = \begin{bmatrix} y_p + Y_{Rp} & y_m + Y_{Rm} & y_m + Y_{Rm} \\ y_m + Y_{Rm} & y_p + Y_{Rp} & y_m + Y_{Rm} \\ y_m + Y_{Rm} & y_m + Y_{Rm} & y_p + Y_{Rp} \end{bmatrix} \quad (7.22)$$

A partir desta matriz composta (7.22) será analisada a influência a relação do grau de compensação do sistema nos elementos próprios e mútuos, enfocando a redução do acoplamento mútuo. Uma análise passo a passo da formação dos elementos mútuos da matriz admitância total (Y_{TOTAL}) é mostrada nas equações (7.23 a 7.27).

A admitância mútua do reativo da compensação Y_{Rm} foi decomposta nas admitâncias dos reatores de neutro e de fase, tal como mostrado em (7.23), (7.24) e (7.25). Já em (7.27) apresenta-se o equivalente da admitância mútua da matriz total Y_M em função do grau de compensação reativa ξ .

$$Y_M = y_m + Y_{Rm} = y_m + \frac{-Z_n}{Z_f(Z_f + 3Z_n)} \quad (7.23)$$

$$Y_M = y_m - \frac{1/Y_n}{1/Y_f \left(\frac{3Y_f + Y_n}{Y_f \cdot Y_n} \right)} \quad (7.24)$$

$$Y_M = y_m - \frac{Y_f}{3 + Y_n/Y_f} \quad (7.25)$$

$$Y_f = \xi Y_p, \quad \xi: \text{nível de compensação} \quad (7.26)$$

$$Y_M = y_m - \frac{\xi Y_p}{3 + \left(\frac{Y_n}{\xi Y_p} \right)} \quad (7.27)$$

Onde Y_f é a admitância do reator de fase e Y_n é a admitância do reator de neutro, localizados no esquema de compensação em derivação.

De (7.27) pode-se perceber que aumentando o grau de compensação reativa, a admitância mútua total Y_M diminui. Isso quer dizer que o acoplamento eletromagnético entre as fases se reduz com o aumento do nível de compensação reativa da linha.

7.4 Sistema de Transmissão Analisado

7.4.1 Caso Exemplo de Linha Longa

A linha exemplo analisada é descrita no capítulo 5 item 5.1, onde podem ser visto os seus parâmetros elétricos. A linha é um trecho do sistema Tucuruí - Marabá em 500 kV e possui um esquema de compensação reativa baseada no arranjo de “quatro pernas” mostrado na figura 7.3. Os reatores são localizados nos extremos da linha. Para cada comprimento de linha em análise foram calculados os valores dos reatores de fase e de neutro.

7.4.2 Otimização do Reator de Neutro

Como já dito anteriormente, a presente abordagem baseia-se na minimização da corrente de arco secundário num estágio preliminar à concepção do sistema de transmissão, visando aumentar a probabilidade de sucesso na manobra de abertura/religamento monopolar. Nesta pesquisa nenhum modelo de arco é utilizado.

Na equação (7.28) o fator r_0 do reator de quatro pernas é apresentado. A partir de uma análise de sensibilidade de r_0 é possível obter a redução da corrente de arco secundário, I_{arc} .

$$r_0 = \frac{Y_d}{Y_h} = \frac{Y_1}{Y_0} = \frac{1/Y_f + 3/Y_n}{1/Y_f} \quad (7.28)$$

Onde Y_d e Y_h são a admitância não homopolar e homopolar respectivamente dos equivalentes reatores de compensação em derivação, a 60 Hz. Y_1 e Y_0 são outras formas de expressão dessas grandezas.

Na tabela 7.1 apresentam-se os valores da relação r_0 (X_0/X_1) que resultam em um X_n ótimo para reduzir a I_{arc} na linha simulada com diferentes comprimentos a partir do menor grau de compensação requerida sem que o ganho de tensão entre os terminais da linha em vazio

ultrapasse o intervalo pré-estabelecido: 0,95~1,05 pu. Os espaços em branco da tabela não foram preenchidos por não serem considerados importantes para o desenvolvimento da análise.

Os níveis de compensação marcados com estrela são os menores valores de compensação reativa que resultam em ganhos de tensão entre os terminais da linha dentro da faixa desejada. No capítulo 5 e o apêndice A são apresentadas tabelas completas destes ganhos de tensão para diversos comprimentos e níveis de tensão da linha.

Tabela 7.1 Relação r_0 ótima para minimizar a corrente de arco secundário para o local de falta que corresponde à maior corrente para o comprimento e nível de compensação analisado.

Tensão U_1 : 500 kV	Comprimento 450 km			Comprimento 600 km			Comprimento 900 km		
	r_0 (X_0/X_1)	X_n (Ω)	X_f (Ω)	r_0 (X_0/X_1)	X_n (Ω)	X_f (Ω)	r_0 (X_0/X_1)	X_n (Ω)	X_f (Ω)
72 ^(*)	3,75	889,9	970,9	-	-	-	-	-	-
80	2,9	553,4	873,8	-	-	-	-	-	-
84 ^(**)	-	-	-	2,6	325,3	610,1	-	-	-
90	2,4	362,5	776,7	2,3	246,7	569,3	-	-	-
92 ^(***)	-	-	-	-	-	-	1,9	103,8	346,3
95	-	-	-	-	-	-	1,8	89,4	335,4
100	2,1	256,3	699,1	2,0	170,8	512,4	1,8	84,9	318,6

^(*) grau de compensação reativa mínimo para o comprimento: 450 km.

^(**) grau de compensação reativa mínimo para o comprimento: 600 km.

^(***) grau de compensação reativa mínimo para o comprimento: 900 km.

Como conclusão importante desta análise pode-se afirmar que à medida que se aumenta o nível de compensação da linha, o valor do reator de neutro e, conseqüentemente, do fator r_0 , se reduz. Estes valores ótimos variam também com o comprimento da linha, não podendo ser utilizado um valor típico em função do nível de tensão do sistema de transmissão. Quanto maior o comprimento da linha menor o valor do reator de neutro ótimo para se obter um bom desempenho do sistema de transmissão para o religamento monopolar, para um mesmo nível de compensação adotado.

Nas figuras 7.5, 7.6 e 7.7 (para linhas de 450 km, 600 km e 900 km de comprimento, respectivamente) são apresentadas as correntes de arco secundário em função da otimização do fator r_0 . São mostradas as correntes de arco secundário I_{arc} mais severas obtidas para cada comprimento de linha para cada valor do intervalo pré-definido para o fator r_0 : $1 < (X_0/X_1) < 6$. A falta foi suposta deslizante (a cada 20 km ao longo da linha foi suposta a ocorrência do defeito), variando também os níveis de compensação a partir do menor grau de compensação calculado no capítulo 5.

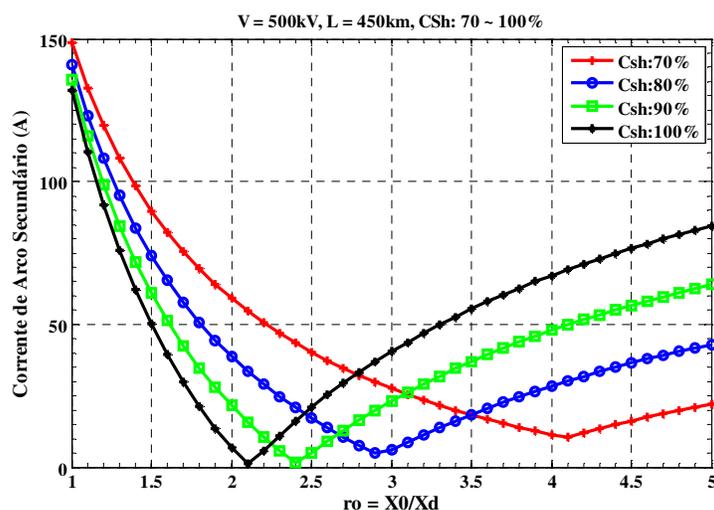


Figura 7.5 Maior valor de corrente de arco secundário durante a manobra de energização variando o nível de compensação da linha e a razão r_0 . Comprimento da linha: 450 km.

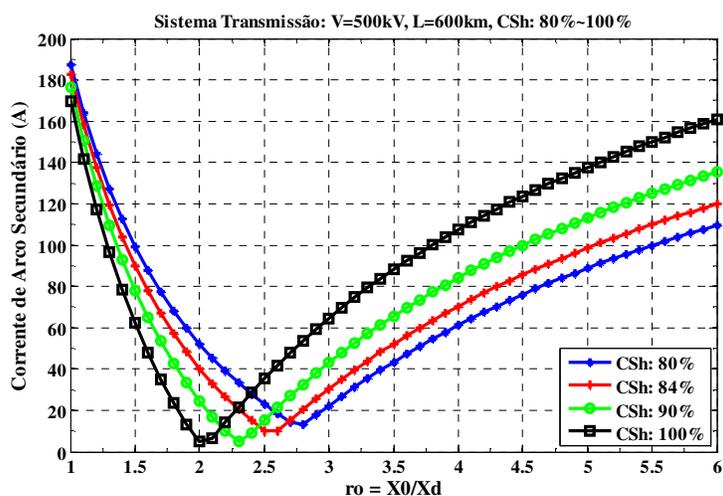


Figura 7.6 Maior valor de corrente de arco secundário durante a manobra de energização variando o nível de compensação da linha e a razão r_0 . Comprimento da linha: 600 km.

Como observado através dos resultados apresentados na tabela 7.1, ao se aumentar o nível de compensação do sistema de transmissão a razão r_0 ótima se reduz, reduzindo também a corrente de arco secundário máxima encontrada. Pode-se concluir, portanto, que ao se aumentar o nível de compensação de um sistema de transmissão reduz-se a maior corrente de arco secundária encontrada se o reator de neutro for adequadamente otimizado, ou seja, se o ponto de mínimo da curva corrente de arco ($I_{arc-min} \times r_0$) for encontrado.

Caso valores não ótimos do reator de neutro sejam utilizados pode-se resultar em correntes máximas de arco secundário tão elevadas que inviabilizem a manobra monopolar.

Tomando como exemplo a linha de 900 km com 92 % de compensação reativa (Figura 7.7), a pior condição de falta ao longo da linha foi obtida para um intervalo de r_0 : $1 < (X_0/X_1) < 6$. A corrente I_{arc} menos severa ($I_{arc} = 30,46$ A) é obtida com um fator $r_0 = 1,9$ e que representa um reator de neutro $X_n = 103,8 \Omega$

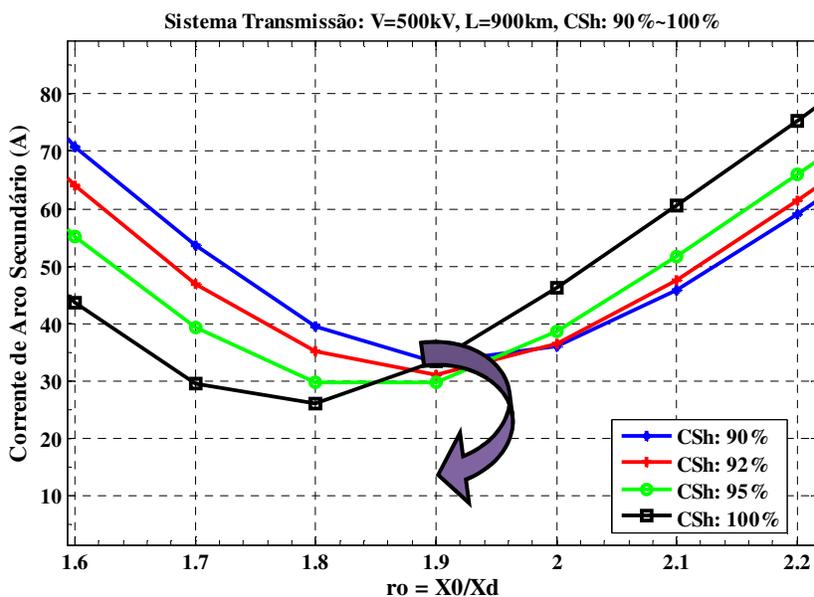


Figura 7.7 Maior valor de corrente de arco secundário durante a manobra de energização variando o nível de compensação da linha e a razão r_0 . Comprimento da linha: 900 km.

7.4.3 Análise dos Parâmetros Transversais

Uma análise preliminar dos parâmetros transversais do sistema de transmissão foi implementada visando identificar a sua relação com o valor ótimo do reator de neutro de modo

a reduzir a corrente I_{arc} . Na figura 7.8 são mostrados os valores absolutos da relação entre a admitância mútua e a admitância de sequência positiva, para a linha sob análise com 450 km de comprimento variando o valor de reator de neutro e o nível de compensação. Os valores mínimos desta relação coincidem com os valores ótimos dos reatores de neutro apresentados na tabela 7.1.

É possível observar que à medida que se aumenta os níveis de compensação os valores dos reatores de neutro ótimos se reduzem, ou seja, os valores ótimos dos reatores de neutro são inversamente proporcionais ao nível de compensação utilizados. Por conseguinte, para um valor ótimo de reator de neutro existe um nível de compensação também ótimo que resultará numa corrente I_{arc} reduzida.

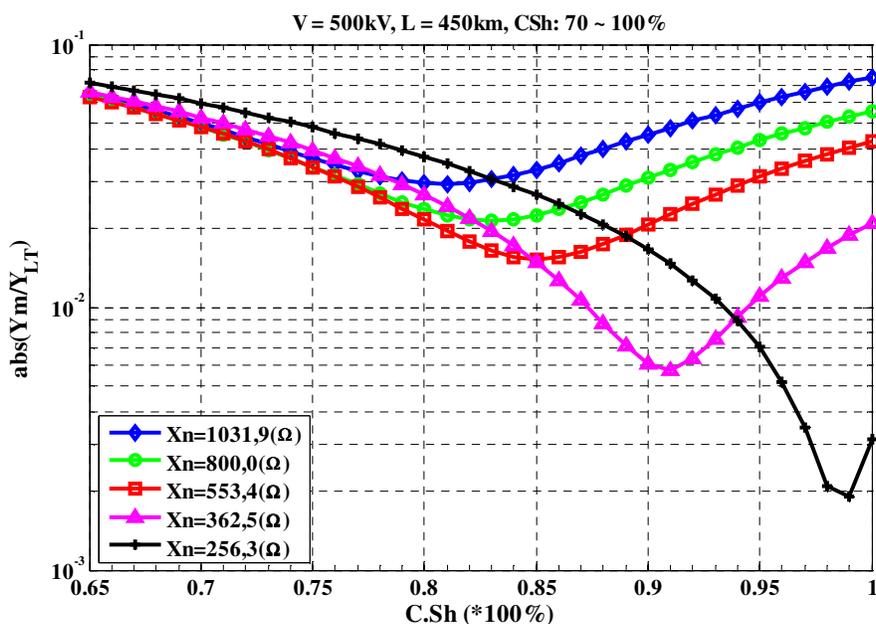


Figura 7.8 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do nível de compensação considerando diferentes valores de reator de neutro – LT 450 km.

Na figura 7.9 é mostrado o valor absoluto da razão entre o acoplamento mútuo e admitância de sequência positiva da linha para uma linha de 600 km. É possível observar que à medida que se aumenta o nível de compensação até o nível ótimo identificado, o acoplamento é reduzido com os reatores de neutro analisados, o que resulta na redução da I_{arc} para este caso.

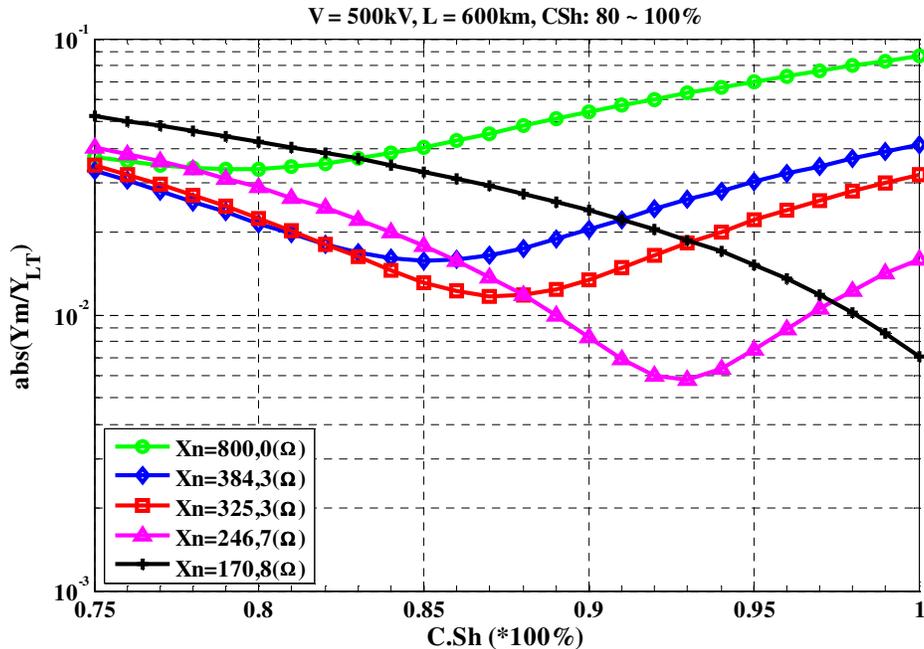


Figura 7.9 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do nível de compensação considerando diferentes valores de reator de neutro – LT 600 km.

Na figura 7.10, para o caso da linha de 900 km de comprimento, percebe-se que a instalação de um reator de neutro não ótimo, por exemplo de 800 Ω (curva verde), o acoplamento capacitivo passa a aumentar, podendo provocar a não extinção do arco. Já para o caso do reator de neutro otimizado, $X_n = 103,8 \Omega$ (curva vermelha), o acoplamento capacitivo mútuo é muito menor, indicando um menor valor associado de corrente de arco secundário.

A seguir é feita uma análise de sensibilidade do grau de compensação reativa para uma faixa de valores de reator de neutro analisados para o acoplamento mútuo.

Na figura 7.11 são mostrados os valores absolutos da razão do acoplamento mútuo com a admitância de sequência positiva da linha em função do reator de neutro, para diferentes níveis de compensação da linha, para a linha de 450 km. Pode-se verificar a redução dos valores de reatores de neutro ótimos associados à menor razão à medida que se aumenta o nível de compensação.

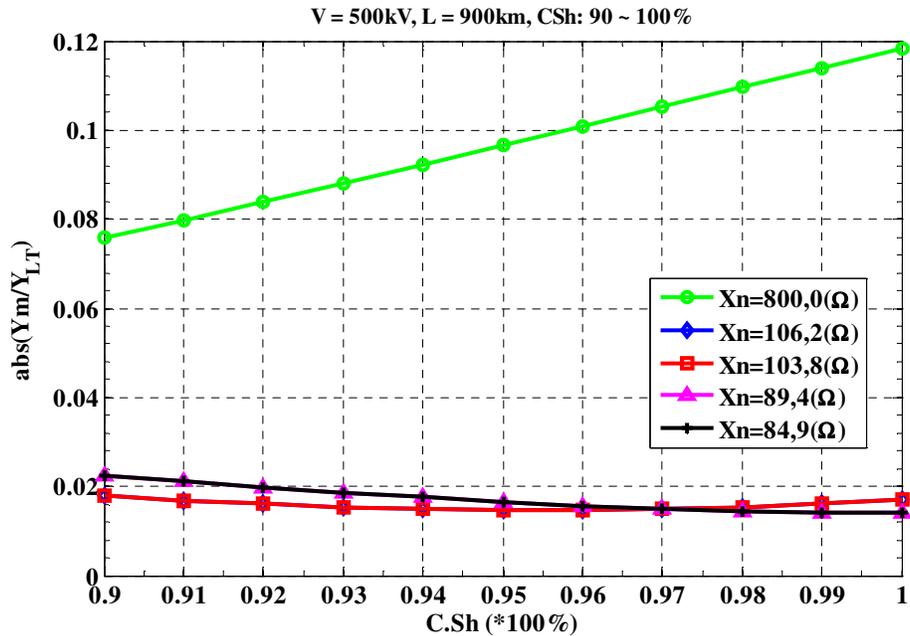


Figura 7.10 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do nível de compensação considerando diferentes valores de reator de neutro – LT 900 km

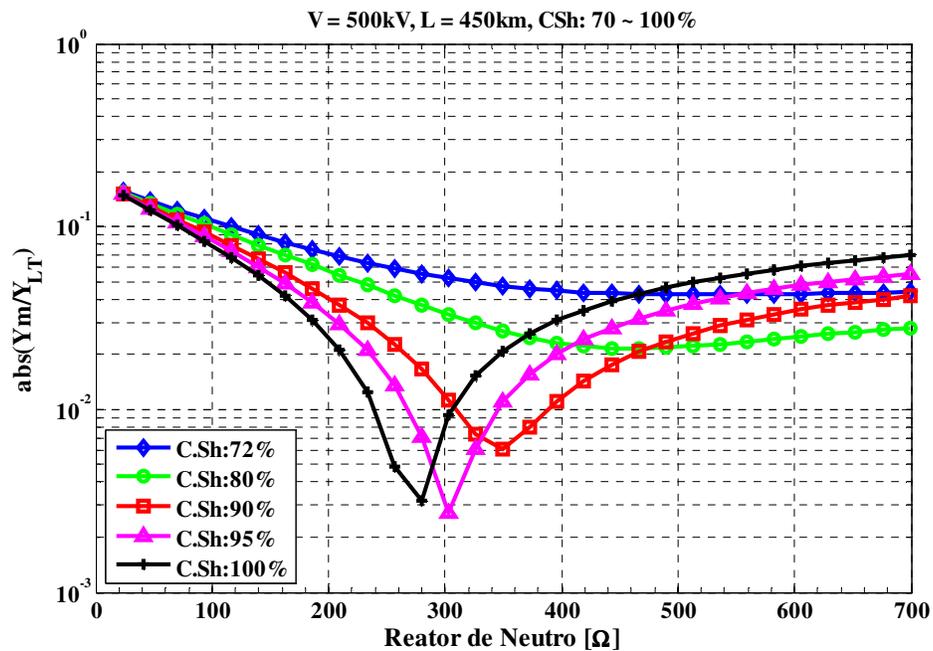


Figura 7.11 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do reator de neutro para diferentes valores de nível de compensação – LT 450 km

Na figura 7.12 são apresentados os resultados para a linha de 600 km. O mesmo comportamento é verificado: redução do valor do reator de neutro que resulta na menor razão Y_m/Y_{LT} da linha com o aumento do nível de compensação da linha, porém os valores obtidos

dos reatores de neutro ótimo são inferiores aos da linha de 450 km. O mesmo comportamento é apresentado na figura 7.13 para a linha de 900 km.

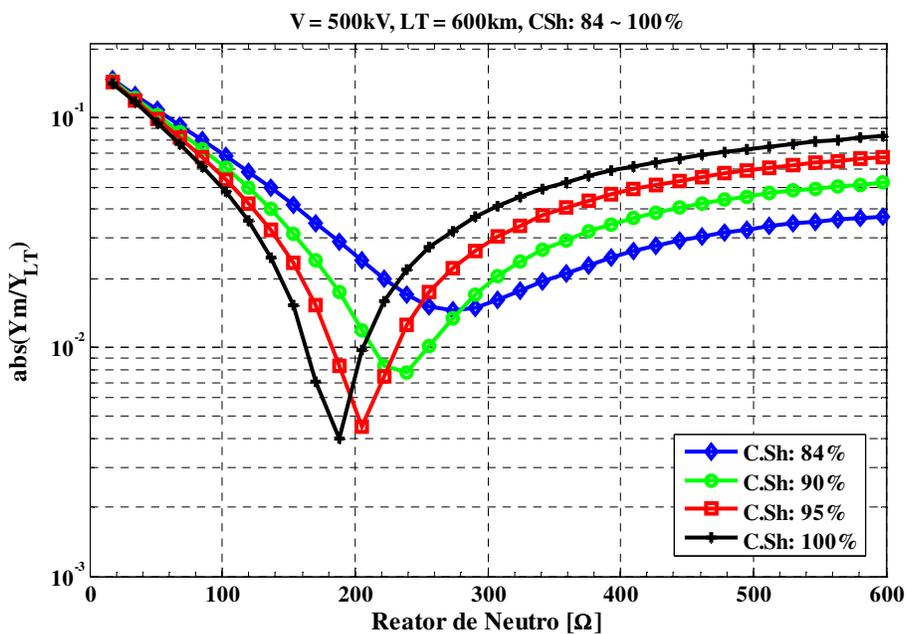


Figura 7.12 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do reator de neutro para diferentes valores de nível de compensação – LT 600 km.

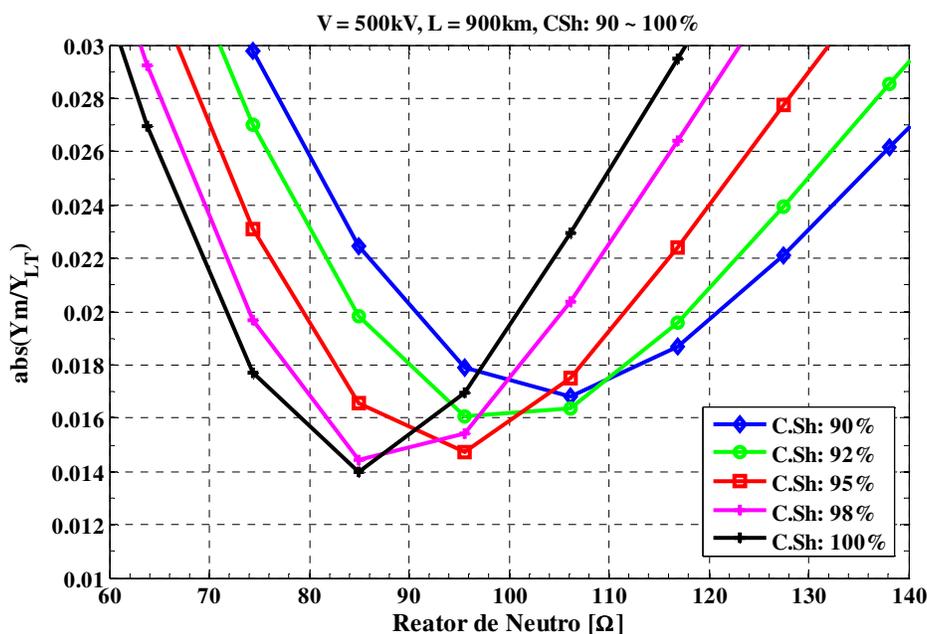


Figura 7.13 Razão entre Y_m/Y_{LT} em função do reator de neutro para diferentes valores de nível de compensação – LT 900 km.

Na figura 7.14 as máximas correntes de arco secundário (I_{arc}) obtidas variando o local de falta ao longo da linha são apresentadas em função do nível de compensação, para diferentes reatores de neutro, para a linha de 450 km. É possível identificar o valor do reator de neutro para um nível de compensação reativa que reduzirá consideravelmente a corrente I_{arc} . O valor do reator de neutro ótimo diminui à medida que se aumenta o nível de compensação da linha.

O reator de neutro $X_n = 800 \Omega$ (figura 7.14) é indicado para $C.Sh = 75 \%$, no entanto para uma compensação $C.Sh = 90 \%$ o reator indicado é $362,5 \Omega$. Por exemplo, quando é utilizado um reator $X_n = 800 \Omega$ (curva rosa) para uma linha de 500 kV e 450 km de comprimento fortemente compensada (níveis de $C.Sh$ próximos de 100%), a corrente I_{arc} será maior ($40 < I_{arc} < 50 A$) do que quando é utilizado um valor de reator de neutro indicado para este nível de compensação, por exemplo, $X_n = 256 \Omega$ (curva verde), onde a corrente resultará $I_{arc} < 20 A$.

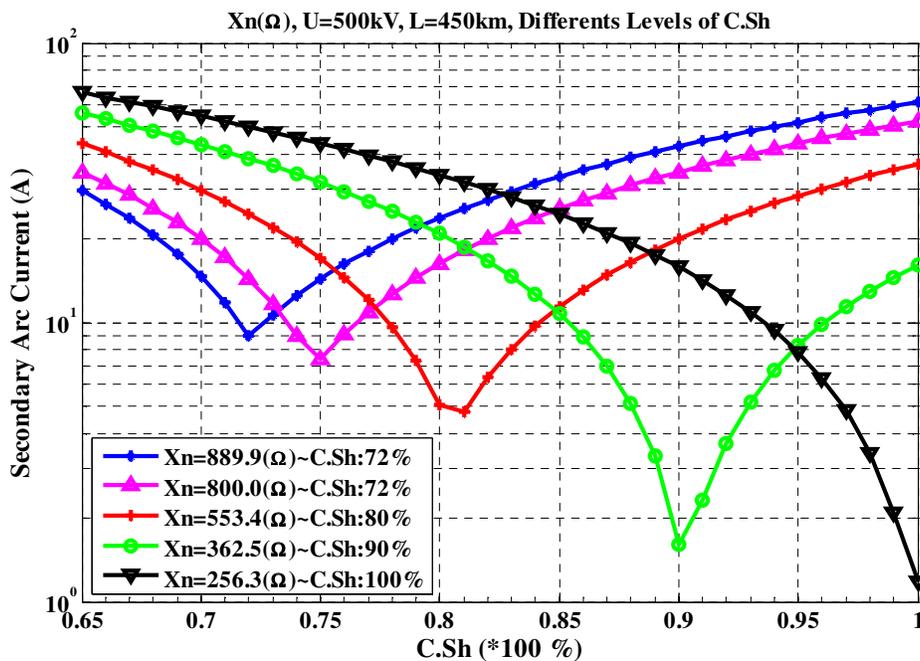


Figura 7.14 Maiores valores de corrente de arco secundário obtidas em função do nível de compensação da linha para alguns valores de reator de neutro - Linha de 450 km.

Foram analisados dois outros comprimentos de linha e verificou-se que para a linha de 600 km (figura 7.15) o reator de neutro ótimo para um nível de compensação entre $84 \% < C.Sh < 86 \%$ foi de $305,1 \Omega$ (curva rosa), onde a corrente encontrada foi menor do que 10 A. No caso do reator de neutro $X_n = 800 \Omega$ (curva azul) a corrente I_{arc} seria superior a 100 A, podendo

ser considerada muito elevada. A probabilidade de sucesso da manobra monopolar torna-se menor com o reator de neutro inadequado.

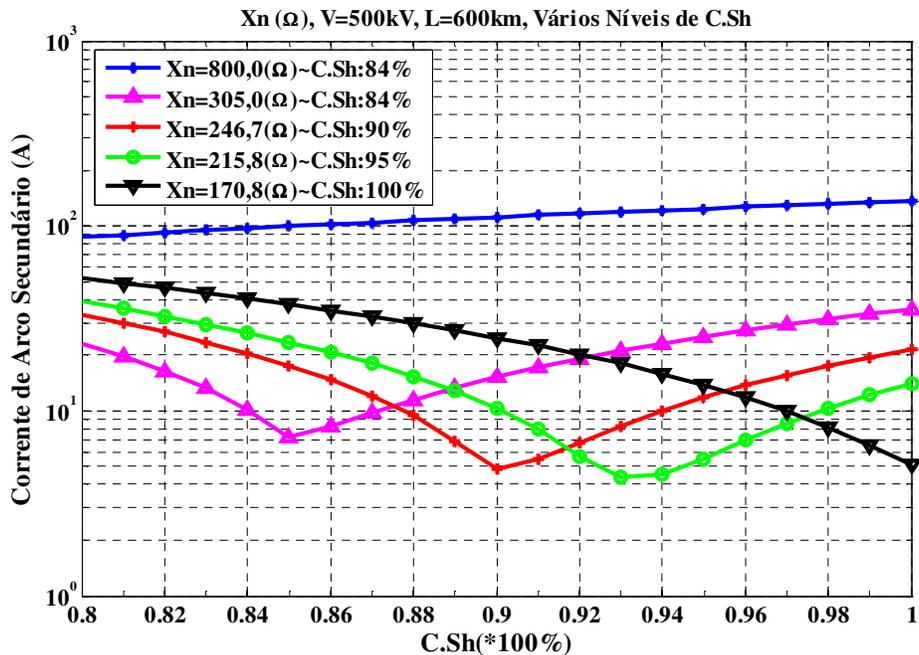


Figura 7.15 Maiores valores de corrente de arco secundário obtidas em função do nível de compensação da linha para alguns valores de reator de neutro. Linha de 600 km.

Para a linha de 900 km (figura 7.16), o reator de neutro ótimo calculado foi $X_n = 103,9 \Omega$ (curva vermelha), sendo a corrente I_{arc} encontrada de 31 A para um nível de compensação de 92 %. Se o reator de neutro de 800 Ω fosse utilizado a corrente de arco resultaria muito severa, alcançando valores de I_{arc} maiores do que 100 A.

Na tabela 7.2 são apresentados os valores encontrados para o reator de neutro na faixa de compensação adequada para cada comprimento de linha em estudo. São apresentados também as correntes I_{arc} , os valores de reator de neutro ótimos e a razão $abs[Y_m/Y_{LT}]$.

Pode-se verificar que:

- Ao aumentar o nível de compensação o valor do reator de neutro ótimo se reduz, o acoplamento se reduz, a corrente de arco secundário se reduz para o valor de reator de neutro ótimo;

- Para o mesmo nível de compensação, ao se aumentar o comprimento da linha o valor do reator de neutro ótimo se reduz, mas o valor da corrente Iarc obtida com o reator de neutro otimizada aumenta.

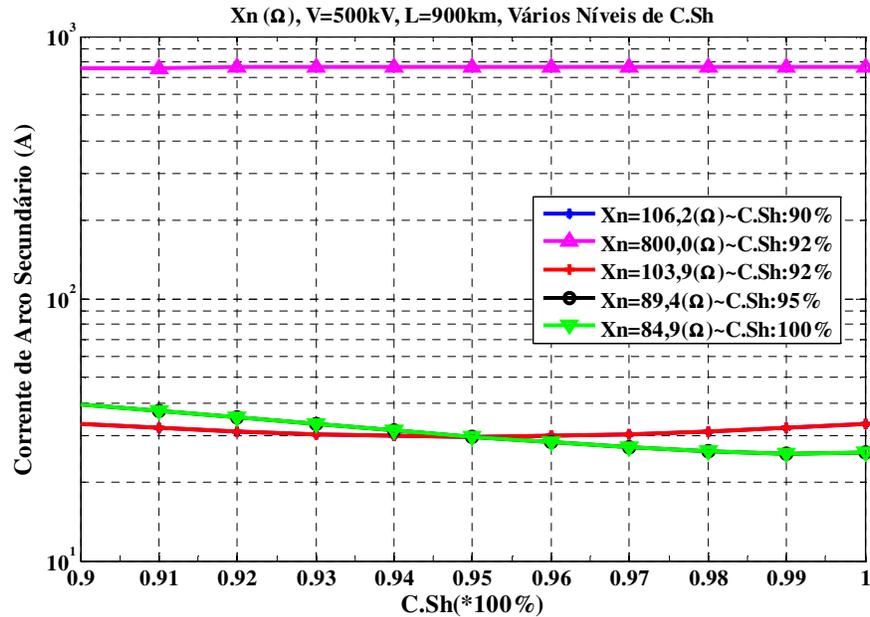


Figura 7.16 Maiores valores de corrente de arco secundário obtidas em função do nível de compensação da linha para alguns valores de reator de neutro. Linha de 900 km.

Tabela 7.2 Relação entre o $\text{abs}[Y_m/Y_{LT}]$, reator de neutro e a corrente Iarc para alguns níveis de compensação para as linhas de 450, 600 e 900 km.

Tensão U_1 : 500 kV	Comprimento 450 km			Comprimento 600 km			Comprimento 900 km		
	$\ Y_m/Y_{LT}\ $	X_n (Ω)	Iarc (Aef)	$\ Y_m/Y_{LT}\ $	X_n (Ω)	Iarc (Aef)	$\ Y_m/Y_{LT}\ $	X_n (Ω)	Iarc (Aef)
72 ^(*)	0,0432	889,9	9,6	-	-	-	-	-	-
80	0,0216	553,4	5,0	0,0214	384,3	13,0	-	-	-
84 ^(**)	0,0140	471,6	3,3	0,0151	305,3	10,0	-	-	-
90	0,0073	362,5	1,6	0,0083	246,7	5,0	0,0180	106,2	33,2
92 ^(***)	0,0071	329,3	2,5	0,0082	222,8	5,6	0,0161	103,8	31,0
95	0,0070	294,3	2,4	0,0045	215,8	5,5	0,0165	89,4	30,0
100	0,0048	256,3	1,2	0,0070	170,8	5,0	0,0140	84,9	26,0

^(*) mínimo grau de compensação reativa para o comprimento: 450 km.

^(**) mínimo grau de compensação reativa para o comprimento: 600 km.

^(***) mínimo grau de compensação reativa para o comprimento: 900 km.

Capítulo 8

Conclusões

A otimização de sistemas de transmissão com o objetivo de aumentar a probabilidade de sucesso da manobra de abertura/religamento monopolar para eliminação de defeitos não permanentes na linha de transmissão foi o foco da pesquisa apresentada nesta tese. Foram estabelecidas algumas premissas para caracterizar a manobra como tendo alta probabilidade de sucesso, sendo que a variação destes parâmetros não invalidam os resultados e as conclusões obtidos na presente pesquisa.

A influência dos parâmetros transversais de um sistema de transmissão longo formado por linha de transmissão e seu correspondente esquema de compensação reativa em derivação foram os principais parâmetros analisados neste trabalho, demonstrando que uma eficiente análise realizada a priori dos principais elementos de um sistema de transmissão se traduz em maior confiabilidade e flexibilidade à rede elétrica.

Uma contribuição importante da pesquisa é a apresentação da metodologia para representação de um sistema elétrico desequilibrado através de quadripolos trifásicos. Os elementos de um sistema de transmissão foram adequadamente representados para se obter a resposta sustentada para uma determinada frequência. A metodologia pode ser estendida a diversas

situações de desequilíbrio do sistema, especificamente para todos os tipos de falta e para sistemas representados com maior detalhe, onde exista interesse em se obter a resposta do sistema em situações de desequilíbrio em função da frequência, identificando possíveis condições de ressonância sustentada.

O principal objetivo da pesquisa foi aumentar probabilidade de sucesso da manobra abertura/religamento monopolar de um sistema em estudo. Com a metodologia desenvolvida foi possível reduzir a corrente de arco secundário através de um método simples e de baixo custo na etapa inicial à concepção do sistema de transmissão.

Verificou-se ser importante determinar a relação entre a admitância transversal mútua do sistema de transmissão (linha + compensação) para o nível de compensação a ser adotado. Através dessa relação, alguns parâmetros foram otimizados visando aprimorar o desempenho e confiabilidade da rede.

O nível de compensação reativa em derivação teve um papel importante na redução da corrente I_{arc} , mesmo sem a instalação do reator de neutro adicional, já que estes reatores de fase reduziram parte da capacitância de sequência positiva (não homopolar) entre as fases energizadas e a fase com falta. Porém, a instalação do reator de neutro adequado fez com que o arranjo inteiro (quatro pernas) de compensação reativa resultasse na minimização das capacitâncias de sequência positiva e zero (homopolar e não homopolar, respectivamente), e, conseqüentemente, na redução da capacitância mútua.

O reator de neutro ótimo foi identificado através da análise da relação da reatância de sequência homopolar e não homopolar (r_0) e, de acordo com o método proposto, foi importante para identificar as piores I_{arc} após aplicação de falta monofásica ao longo da linha analisada. O comprimento da linha também teve grande influência na obtenção adequada do X_n , já que uma linha em vazio com maior comprimento gerará um maior efeito capacitivo, que ao final será traduzido numa maior capacitância mútua entre fases.

O correto dimensionamento do reator de neutro no esquema de compensação em derivação resultou numa redução da corrente de arco secundário (I_{arc}) para valores menos severos.

Os principais resultados são apresentados a seguir.

Foram identificados os maiores comprimentos de linhas sem compensação, para diversos níveis de tensão do SIN, que apresentavam elevada probabilidade de sucesso para a manobra de religamento monopolar. Resumidamente:

- As linhas com níveis de tensão menores (230 kV e 345 kV) e com comprimentos de até 240 km apresentam uma alta probabilidade de sucesso para a eliminação de defeitos através da manobra monopolar, com correntes de arco secundário inferiores a 26 A.
- Para as linhas de tensões maiores, especificamente de 440 a 765 kV, os comprimentos limites variaram de 80 a 170 km.
- Nesta análise percebe-se também que para os casos de duas linhas de igual nível de tensão e com configurações de feixes diferentes, do tipo convencional (simétrica) e não convencional (assimétrica), os comprimentos limites variaram de 110 a 80 km, respectivamente, indicando a importância de se analisar as linhas individualmente e sem extrapolação simples dos parâmetros de otimização.

Para o caso de linhas com compensação reativa em derivação, uma linha convencional típica de 500 kV do sistema elétrico brasileiro foi utilizada para as análises. Os principais resultados, que podem ser estendidos para linhas com outros níveis de tensão, são resumidos a seguir:

- A linha avaliada, com 450 km de comprimento e com compensação reativa em derivação instalada aos extremos, terá uma alta probabilidade de sucesso na manobra de religamento monopolar se um reator de neutro for instalado em cada extremo. Por exemplo, para uma compensação de 72 % do reativo da linha, o reator de neutro ótimo é $X_n = 889,9 \Omega$.
- A linha avaliada, com 600 km de comprimento e com compensação reativa em derivação instalada aos extremos, terá uma alta probabilidade de sucesso na manobra de religamento monopolar se um reator de neutro for instalado em cada extremo. Por exemplo, para uma compensação de 84 % do reativo da linha, o reator de neutro ótimo é $X_n = 305,1 \Omega$.

- A linha avaliada, com 900 km de comprimento e com compensação reativa em derivação instalada aos extremos, terá uma alta probabilidade de sucesso na manobra de religamento monopolar se um reator de neutro for instalado em cada extremo. Por exemplo, para uma compensação de 92 % do reativo da linha, o reator de neutro ótimo é $X_n = 103,8 \Omega$.

Para complementar a análise foi verificado se o reator de neutro ótimo atende aos Procedimentos de Rede estabelecidos pelo ONS para a manobra monopolar. Especificamente pode-se resumir que:

- Com relação à tensão sustentada na fase aberta, para as compensações ótimas definidas para os três comprimentos de linha analisados, os reatores ótimos obtidos e o reator típico para linha de 500 kV ($X_n = 800 \Omega$) encontram-se abaixo do limite estabelecido de 1,20 pu;
- Com relação à tensão no neutro do banco de reator:
 - Para a linha de 450 km, seja com o reator otimizado ou típico, os níveis de tensão de neutro estão um pouco acima do permitido. Para atender a este critério um reator de neutro $X_n = 600 \Omega$ foi obtido, reduzindo o valor da corrente de arco secundário;
 - Para a linha de 600 km as tensões de neutro não atenderam ao critério para o reator de neutro típico, $X_n = 800 \Omega$, contudo, com o reator otimizado as tensões de neutro atenderam ao critério;
 - Para a linha de 900 km as tensões no neutro dos reatores de linha com o reator de neutro ótimo atenderam ao critério, enquanto que com o reator de neutro típico para linhas em 500 kV ($X_n = 800 \Omega$) as tensões no neutro foram muito severas, não atendendo ao critério.

Uma relação importante entre o nível de compensação da linha e o acoplamento capacitivo mútuo foi encontrada:

- Ao aumentar-se o grau de compensação reativa da linha, a admitância mútua total Y_M diminui. Isto significa que o acoplamento eletromagnético entre as fases se reduz com o aumento do nível de compensação reativa da linha.

- Desta forma, à medida que se aumenta o nível de compensação da linha, o valor do reator de neutro ótimo r_0 , conseqüentemente, se reduz. Ou seja, os valores ótimos dos reatores de neutro são inversamente proporcionais ao nível de compensação utilizados
- Estes valores ótimos de reator de neutro variam também com o comprimento da linha, não podendo ser utilizado um valor típico em função do nível de tensão do sistema de transmissão.
 - Quanto maior o comprimento da linha menor o valor do reator de neutro ótimo para se obter um bom desempenho do sistema de transmissão para o religamento monopolar, para um mesmo nível de compensação adotado.
- Ao se aumentar o nível de compensação do sistema de transmissão a razão r_0 ótima se reduz, reduzindo também a corrente de arco secundário máxima encontrada.
 - Pode-se concluir, portanto, que ao se aumentar o nível de compensação de um sistema de transmissão reduz-se a maior corrente de arco secundária encontrada se o reator de neutro for adequadamente otimizado, ou seja, se o ponto de mínimo da curva corrente de arco ($I_{arc} \times r_0$) for encontrado.
- Caso valores não ótimos do reator de neutro sejam utilizados pode-se resultar em correntes máximas de arco secundário tão elevadas que inviabilizem a manobra monopolar.

Quando é identificado um reator de neutro ótimo para um determinado nível de compensação, a admitância transversal mútua do sistema de transmissão (linha + compensação) também atingia um ponto de mínimo.

Como exemplo pode-se citar que para a linha de 900 km o reator de neutro ótimo calculado foi $X_n = 103,9 \Omega$, sendo a corrente I_{arc} encontrada de 31 A_{ef} para um nível de compensação de 92 %. Se o reator de neutro de 800 Ω (típico para a linha de 500 kV no SIN) fosse utilizado a corrente de arco secundário seria muito elevada, alcançando valores maiores do que 100 A.

Pode-se verificar que:

- Ao aumentar o nível de compensação o valor do reator de neutro ótimo se reduz, o acoplamento se reduz, a corrente de arco secundário se reduz para o valor de reator de neutro ótimo;
- Para o mesmo nível de compensação, ao se aumentar o comprimento da linha o valor o reator de neutro ótimo se reduz, mas o valor da corrente Iarc obtida com o reator de neutro otimizada aumenta.

Como conclusão pode-se afirmar que cada sistema de transmissão necessita um estudo específico para viabilizar a manobra monopolar. Um mesmo valor de reator de neutro pode ser inadequado para sistemas com o mesmo nível de tensão ou linhas com o mesmo comprimento.

A seguir são apresentados alguns tópicos que poderão ser estudados em pesquisas futuras, dando continuidade à presente pesquisa:

- Inclusão do efeito harmônico (3^a, 5^a) na análise de sensibilidade efetuada;
- Verificação do desempenho do método em função de diferentes perfis de carga;
- Verificação da influência das redes terminais nas linhas simuladas;
- Verificação da influência dos reatores de neutro das linhas próximas na otimização do reator de neutro da linha sob análise.

Referências Bibliográficas

AHN, S. P.; JU, H.J. **The investigation for adaptation of high speed grounding switches on the korean 765 kV single transmission line.** International Conference on Power Systems Transients – IPST’05, Montreal, Canadá, paper n° IPST05-096, june 2005.

AHN, S. P.; KIM, C. H.; AGGARWAL, R. K.; JOHNS, A. T. **An alternative approach to adaptative single pole auto-reclosing in high voltage transmission systems based on variable dead time control.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, págs. 676-686, outubro 2001.

BECERRA, VICTOR. **Implementación de un modelo computacional del arco secundario en el EMTP y comparación con pruebas de campo.** Nota Técnica IP-03 1990, Março 1990.

CÂMARA, ALESSANDRA S.B., **Extinção de Arco Secundário com Manobras Monofásicas. Conceitos Fundamentais e Critérios de Análise.**, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2003.

CARVALHO, A.C., PORTELA, C.M., LACORTE, M. COLOMBO, R. **Disjuntores e Chaves – Aplicação em Sistemas de Potência – Cap. 11 – A Teoria do Arco Elétrico nos Disjuntores de Alta Tensão, CE 13 do CIGRÉ – Brasil, FURNAS/UFF, 1996.**

CENTRAL STATION ENGINEERS. **Electrical Transmission and Distribution Reference Book.** East Pittsburgh, USA. Ed. of Westinghouse Electric Corporation, 1964.

CLARKE, E. **Circuit Analysis of AC Power Systems.** New York, USA. Ed. Wiley, 1950.

D’AJUZ, A, FONSECA, C, CARVALHO, F.M., FILHO, J.A., DIAS, L.E.N., PEREIRA, M.P., ESMERALDO, P.C.V., VAISMAN, R, FRONTIN, S. **Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas de Potência de Alta Tensão. Cap. 5 – Sobretensões de Manobra.** Rio de Janeiro, RJ-Brasil. UFF/EDUFF, 1987.

DE SOUZA, W. M.; FILHO, C. S. P. **Uma nova proposta de religamento monopolar adaptativo aplicado à linhas de transmissão de extra-alta tensão.** VII Seminário Técnico de Proteção e Controle, Rio de Janeiro , 22-27 de junho, 2003.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia (2006 -2015).**

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 - Transmissão de Energia Elétrica.** Brasília, DF, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20111229_1.pdf>. Acesso em: 12 dez. 2011

EPRI. **Transmissão line reference book 345 kV and above.** Segunda Edição, Palo Alto, Califórnia, USA, 1982.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas; Teoria das Linhas em Regime Permanente.** Rio de Janeiro, RJ-Brasil. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A.,1977.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S. A. **Equipamentos Elétricos – Especificação e aplicação em subestações de alta tensão: Capítulo IV.** Rio de Janeiro, RJ-Brasil. UFF, 1985.

GARCIA, R.W.S.; SANTIAGO, N.H.C.; PORTELA, C.M. **Arc propagation analysis on polluted insulators based on the leakage current measurement.** IEEE UFRJ-COPPE, Second International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Vol. 1, pp. 33–36, Rio de Janeiro, Brasil, Setembro 1988.

GOLDBERG, S.; HORTON, W.F.; TZIOUVARAS, D. **A computer model of the secondary arc in single-phase operation of transmission lines.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 4, No. 1, pp. 586–595, Janeiro 1989.

GONZALES, A. J.; KUNG, G. C.; RACZKOWSKI, C.; TYLOR, C. W.; THONN, D. **Effects of single and three pole switching and high speed reclosing on turbine generator shafts and blades.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 11, pp. 3218–3228, Novembro 1984.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Análisis de Sistemas de Potência.** D.F., México: McGraw-Hill, Interamericana, 1995.

INDULKAR, C. S. **Required Shunt Compensation for an EHV Transmission Line.** IEEE Power Engineering Review, Vol.19, No. 9, págs. 61–62, Setembro 1999.

IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, **Automatic reclosing of transmission lines.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.103, No. 1, pp. 234–245, Fevereiro 1984.

IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, **Single-Phase Tripping and Auto Reclosing of Transmission Lines.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.7, No. 1, pp. 182–192, Janeiro 1992.

JOHNS, A. T.; AL-RAWI, A. M. **Digital simulation of EHV systems under secondary arcing conditions associated with single-pole autoreclosure.** IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol.129, No. 2, págs. 49–58, 1982.

KIMBARK, E. W. **Suppressions of Ground-Fault Arcs on Single-Pole-Switched EHV Lines by Shunt Reactors.** IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol.83, No. 2, págs. 285–290, 1964.

KIMBARK, E. W. **Selective-pole switching of long double-circuit EHV line.** IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, No. 1, págs. 219–230, jan-feb 1976.

KIMBARK, E. W. **A New Look at Shunt Compensation.** IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 1, págs. 212–218, January 1983.

PORTELA, C. M.; SANTIAGO, N.H.C.; OLIVEIRA, O.B.; DUPONT, C.J. **Modeling of arc extinction in air insulation.** IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. 27, No. 3, págs. 457-463, junho 1992.

PORTELA, C. M.; DUPONT, C.J.; MEIRELES, M.P. **Deterministic and Statistic Arc Modelling.** CIGRÉ 13-107, 1994 SESSION, Paris, 28 agosto a 3 setembro, 1994.

TALAISYS, J. L.; TAVARES, M.C.; PORTELA, C.; CÂMARA, A. **Estimation of Length Variation of Artificially Generated Electrical Arc in Out-Door Experiment.** IPST 2011, SESSION 9A, Delft, The Netherlands, 14 - 17 junho, 2011.

TAVARES, M. C.; PISSOLANTO FILHO, J.; PORTELA, C. M. **Mode Domain Multiphase Transmission Line - Use in Transient Studies.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 4, págs. 1533-1544, 1999.

TAVARES, M. C.; PORTELA, C. M. **Transmission System Parameters Optimization-Sensitivity Analysis of Secondary Arc Current and Recovery Voltage.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.19, No. 3, págs. 1464–1471, 2004.

THALLAM, RAO S. **Reactive Power Compensation – Cap. 18.:** Electric Power Engineering Handbook – Electric Power Generation, Transmission and Distribution. Boca Raton, FL, USA. Ed. by Leonard L. Grisby e Tylor & Francis Group, LLC, 2007.

VAISMAN, R. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento – Aplicação em Sistemas de Potência de Alta Tensão.** Rio de Janeiro, RJ, Brasil, EDUFF, 1987.

VIVAS, J. H.; RIVAS, R. A.; URDANETA, A. J. **A probabilistic approach for secondary arc risk assessment.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 2, págs. 657-662, abril 2004.

WEDEPOHL, L. M. **Application of Matrix Methods to the Solution of Travelling-wave Phenomena in Polyphase Systems.** in IEEE Transactions Power Apparatus and Systems., Vol. 110, págs. 2200 – 2212, 1963.

ZEEVALLOS, M. E. **Análise de Sensibilidade da Corrente de Arco Secundário para Diferentes Linhas de Transmissão.** 2007. 154 p. Dissertação (Mestre) - Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

ZEEVALLOS, M. E.; TAVARES M. C. **Redução das Correntes de arco Secundário em Sistemas de Transmissão Típicos.** Periódico Científico da Sociedade Brasileira de Automática (SBA), ISSN: 0103-1759, Vol. 20, n° 3, Julho/Setembro/2009.

Apêndice A

Ganhos de Tensão de Linhas Longas de Transmissão com Compensação Reativa

Através das características dos condutores elétricos, distâncias entre feixes e da sua geometria na torre de transmissão, os parâmetros elétricos de uma linha de transmissão podem ser obtidos. Em linhas com carga leve ou linhas em vazio o ganho de tensão no extremo final da linha pode ser muito severo. Este aumento de tensão é consequência do efeito capacitivo das linhas longas, também conhecido como Efeito Ferranti.

A seguir são apresentadas as tabelas dos ganhos de tensão das linhas de transmissão típicas do sistema elétrico brasileiro. As linhas são supostas compensadas através de reatores em derivação localizados aos seus extremos.

As linhas consideradas são linhas convencionais com geometria convencional do feixe de subcondutores. Também é analisada uma linha de 500 kV do tipo não convencional, com a configuração dos seus condutores de forma assimétrica.

Tabela A.1 Ganho de tensão da linha convencional de 230 kV com compensação reativa nos extremos.

Tensão U_1 : 230 kV	Comprimento 300 km	Comprimento 450 km	Comprimento 600 km
CSH: *100 (%)	U_2/U_1 (pu)	U_2/U_1 (pu)	U_2/U_1 (pu)
0,4000	1,0459	1,1078	1,2038
0,4200	1,0443	1,1038	1,1956
0,4400	1,0427	1,0999	1,1876
0,4600	1,0411	1,0960	1,1797
0,4800	1,0395	1,0921	1,1719
0,5000	1,0380	1,0882	1,1642
0,5200	1,0364	1,0844	1,1566
0,5400	1,0348	1,0806	1,1491
0,5600	1,0332	1,0768	1,1417
0,5800	1,0317	1,0731	1,1344
0,6000	1,0301	1,0693	1,1271
0,6200	1,0286	1,0656	1,1200
0,6400	1,0270	1,0620	1,1130
0,6600	1,0255	1,0583	1,1060
0,6800	1,0239	1,0547	1,0992
0,7000	1,0224	1,0511	1,0924
0,7200	1,0209	1,0475	1,0857
0,7400	1,0194	1,0440	1,0791
0,7600	1,0178	1,0404	1,0725
0,7800	1,0163	1,0369	1,0661
0,8000	1,0148	1,0335	1,0597
0,8200	1,0133	1,0300	1,0534
0,8400	1,0118	1,0266	1,0472
0,8600	1,0103	1,0232	1,0410
0,8800	1,0088	1,0198	1,0349
0,9000	1,0073	1,0164	1,0289
0,9200	1,0058	1,0131	1,0230
0,9400	1,0043	1,0097	1,0171
0,9600	1,0029	1,0064	1,0113
0,9800	1,0014	1,0032	1,0055
1,0000	0,9999	0,9999	0,9998

Tabela A.2 Ganho de tensão da linha convencional de 345 kV com compensação reativa nos extremos.

Tensão U_1 : 345 kV	Comprimento 300 km	Comprimento 450 km	Comprimento 600 km
CSH: *100 (%)	U_2/U_1 (pu)	U_2/U_1 (pu)	U_2/U_1 (pu)
0,4000	1,0473	1,1111	1,2104
0,4200	1,0456	1,1070	1,2019
0,4400	1,0440	1,1029	1,1936
0,4600	1,0423	1,0989	1,1854
0,4800	1,0407	1,0949	1,1773
0,5000	1,0391	1,0909	1,1693
0,5200	1,0374	1,0869	1,1615
0,5400	1,0358	1,0830	1,1537
0,5600	1,0342	1,0791	1,1460
0,5800	1,0326	1,0752	1,1385
0,6000	1,0310	1,0714	1,1310
0,6200	1,0294	1,0676	1,1236
0,6400	1,0278	1,0638	1,1164
0,6600	1,0262	1,0600	1,1092
0,6800	1,0246	1,0563	1,1021
0,7000	1,0231	1,0526	1,0951
0,7200	1,0215	1,0489	1,0882
0,7400	1,0199	1,0452	1,0813
0,7600	1,0183	1,0416	1,0746
0,7800	1,0168	1,0380	1,0680
0,8000	1,0152	1,0344	1,0614
0,8200	1,0137	1,0308	1,0549
0,8400	1,0121	1,0273	1,0485
0,8600	1,0106	1,0238	1,0421
0,8800	1,0091	1,0203	1,0359
0,9000	1,0075	1,0169	1,0297
0,9200	1,0060	1,0134	1,0236
0,9400	1,0045	1,0100	1,0175
0,9600	1,0030	1,0066	1,0115
0,9800	1,0014	1,0032	1,0056
1,0000	0,9999	0,9999	0,9998

Tabela A.3 Ganho de tensão da linha convencional de 440 kV com compensação reativa nos extremos.

Tensão U₁: 440 kV	Comprimento 300 km	Comprimento 450 km	Comprimento 600 km
CSH: *100 (%)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)
0,4000	1,0460	1,1079	1,2040
0,4200	1,0444	1,1039	1,1958
0,4400	1,0428	1,1000	1,1878
0,4600	1,0412	1,0961	1,1799
0,4800	1,0396	1,0922	1,1721
0,5000	1,0380	1,0883	1,1644
0,5200	1,0364	1,0845	1,1568
0,5400	1,0349	1,0807	1,1493
0,5600	1,0333	1,0769	1,1418
0,5800	1,0317	1,0731	1,1345
0,6000	1,0302	1,0694	1,1273
0,6200	1,0286	1,0657	1,1201
0,6400	1,0271	1,0620	1,1131
0,6600	1,0255	1,0584	1,1061
0,6800	1,0240	1,0547	1,0993
0,7000	1,0224	1,0511	1,0925
0,7200	1,0209	1,0476	1,0858
0,7400	1,0194	1,0440	1,0791
0,7600	1,0179	1,0405	1,0726
0,7800	1,0163	1,0370	1,0661
0,8000	1,0148	1,0335	1,0598
0,8200	1,0133	1,0300	1,0534
0,8400	1,0118	1,0266	1,0472
0,8600	1,0103	1,0232	1,0410
0,8800	1,0088	1,0198	1,0349
0,9000	1,0073	1,0164	1,0289
0,9200	1,0058	1,0131	1,0230
0,9400	1,0044	1,0097	1,0171
0,9600	1,0029	1,0064	1,0113
0,9800	1,0014	1,0032	1,0055
1,0000	0,9999	0,9999	0,9998

Tabela A.4 Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.

Tensão U₁: 500 kV	Comprimento 300 km	Comprimento 450 km	Comprimento 600 km	Comprimento 900 km
CSh: *100 (%)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)
0,4000	1,0460	1,1079	1,2040	1,5574
0,4200	1,0444	1,1040	1,1959	1,5290
0,4400	1,0428	1,1000	1,1879	1,5016
0,4600	1,0412	1,0961	1,1799	1,4752
0,4800	1,0396	1,0922	1,1721	1,4497
0,5000	1,0380	1,0883	1,1644	1,4250
0,5200	1,0364	1,0845	1,1568	1,4012
0,5400	1,0349	1,0807	1,1493	1,3781
0,5600	1,0333	1,0769	1,1419	1,3558
0,5800	1,0317	1,0732	1,1346	1,3342
0,6000	1,0302	1,0694	1,1273	1,3133
0,6200	1,0286	1,0657	1,1202	1,2930
0,6400	1,0271	1,0620	1,1131	1,2734
0,6600	1,0255	1,0584	1,1062	1,2543
0,6800	1,0240	1,0548	1,0993	1,2358
0,7000	1,0224	1,0512	1,0925	1,2178
0,7200	1,0209	1,0476	1,0858	1,2004
0,7400	1,0194	1,0440	1,0792	1,1834
0,7600	1,0179	1,0405	1,0726	1,1669
0,7800	1,0163	1,0370	1,0662	1,1509
0,8000	1,0148	1,0335	1,0598	1,1353
0,8200	1,0133	1,0300	1,0535	1,1201
0,8400	1,0118	1,0266	1,0472	1,1053
0,8600	1,0103	1,0232	1,0411	1,0909
0,8800	1,0088	1,0198	1,0350	1,0768
0,9000	1,0073	1,0164	1,0290	1,0632
0,9200	1,0058	1,0131	1,0230	1,0498
0,9400	1,0044	1,0098	1,0171	1,0368
0,9600	1,0029	1,0065	1,0113	1,0241
0,9800	1,0014	1,0032	1,0056	1,0118
1,0000	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997

Tabela A.5 Ganho de tensão da linha não convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.

Tensão U₁: 500 kV	Comprimento 300 km	Comprimento 450 km	Comprimento 600 km	Comprimento 900 km
CSh: *100 (%)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)
0,4000	1,0466	1,1094	1,2069	1,5668
0,4200	1,0449	1,1053	1,1987	1,5378
0,4400	1,0433	1,1013	1,1905	1,5098
0,4600	1,0417	1,0974	1,1825	1,4828
0,4800	1,0401	1,0934	1,1745	1,4567
0,5000	1,0385	1,0895	1,1667	1,4316
0,5200	1,0369	1,0856	1,1589	1,4073
0,5400	1,0353	1,0817	1,1513	1,3838
0,5600	1,0337	1,0779	1,1438	1,3610
0,5800	1,0321	1,0741	1,1363	1,3391
0,6000	1,0305	1,0703	1,1290	1,3178
0,6200	1,0290	1,0666	1,1218	1,2971
0,6400	1,0274	1,0628	1,1146	1,2771
0,6600	1,0258	1,0591	1,1076	1,2577
0,6800	1,0243	1,0555	1,1006	1,2389
0,7000	1,0227	1,0518	1,0937	1,2207
0,7200	1,0212	1,0482	1,0869	1,2029
0,7400	1,0196	1,0446	1,0802	1,1857
0,7600	1,0181	1,0410	1,0735	1,1690
0,7800	1,0165	1,0374	1,0670	1,1527
0,8000	1,0150	1,0339	1,0605	1,1369
0,8200	1,0135	1,0304	1,0541	1,1215
0,8400	1,0120	1,0269	1,0478	1,1065
0,8600	1,0104	1,0235	1,0416	1,0919
0,8800	1,0089	1,0200	1,0354	1,0777
0,9000	1,0074	1,0166	1,0293	1,0638
0,9200	1,0059	1,0132	1,0233	1,0503
0,9400	1,0044	1,0099	1,0173	1,0372
0,9600	1,0029	1,0065	1,0114	1,0243
0,9800	1,0014	1,0032	1,0056	1,0118
1,0000	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996

Tabela A.6 Ganho de tensão da linha convencional de 765 kV com compensação reativa nos extremos.

Tensão U₁: 765 kV	Comprimento 300 km	Comprimento 450 km	Comprimento 600 km	Comprimento 900 km
CSh: *100 (%)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)	U₂/U₁ (pu)
0,4000	1,0485	1,1141	1,2165	1,5993
0,4200	1,0468	1,1099	1,2078	1,5680
0,4400	1,0451	1,1057	1,1992	1,5378
0,4600	1,0434	1,1015	1,1907	1,5089
0,4800	1,0418	1,0974	1,1824	1,4809
0,5000	1,0401	1,0933	1,1741	1,4540
0,5200	1,0384	1,0892	1,1660	1,4281
0,5400	1,0368	1,0852	1,1580	1,4031
0,5600	1,0351	1,0812	1,1501	1,3789
0,5800	1,0334	1,0772	1,1423	1,3555
0,6000	1,0318	1,0733	1,1346	1,3329
0,6200	1,0302	1,0693	1,1270	1,3111
0,6400	1,0285	1,0655	1,1195	1,2900
0,6600	1,0269	1,0616	1,1121	1,2695
0,6800	1,0253	1,0578	1,1048	1,2497
0,7000	1,0236	1,0539	1,0976	1,2304
0,7200	1,0220	1,0502	1,0905	1,2118
0,7400	1,0204	1,0464	1,0835	1,1937
0,7600	1,0188	1,0427	1,0766	1,1762
0,7800	1,0172	1,0390	1,0697	1,1591
0,8000	1,0156	1,0353	1,0630	1,1426
0,8200	1,0140	1,0317	1,0563	1,1265
0,8400	1,0124	1,0280	1,0497	1,1108
0,8600	1,0109	1,0244	1,0432	1,0956
0,8800	1,0093	1,0209	1,0368	1,0808
0,9000	1,0077	1,0173	1,0305	1,0664
0,9200	1,0062	1,0138	1,0242	1,0524
0,9400	1,0046	1,0103	1,0180	1,0387
0,9600	1,0030	1,0068	1,0119	1,0254
0,9800	1,0015	1,0034	1,0059	1,0124
1,0000	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998

Apêndice B

Dados de Linhas Típicas Analisadas

A seguir são descritas as características e disposições dos feixes e os cabos condutores de cada linha de transmissão analisada, assim como as distâncias entre feixes e alturas dos condutores na torre. As características dos para-raios também são descritas.

No final de cada item uma tabela com os parâmetros elétricos utilizados nas simulações é mostrada.

B.1 Linha de Transmissão de 230 kV

B.1.1 Silhueta da Torre

A disposição dos cabos condutores de fase e para-raios na linha de 230 kV e suas distâncias entre feixes, assim como alturas dos condutores de fase e para-raios ao solo é apresentada na Figura B.1.

B.1.2 Dados Elétricos

Na tabela B.1 são mostradas as características dos cabos condutores utilizadas nas fases da linha. O tipo de condutor, número de condutores por fase, diâmetros dos condutores, resistência de curto circuito, permeabilidade magnética e permissividade relativa também é descrita. A resistividade do solo assumida é $2000 \Omega \cdot m$

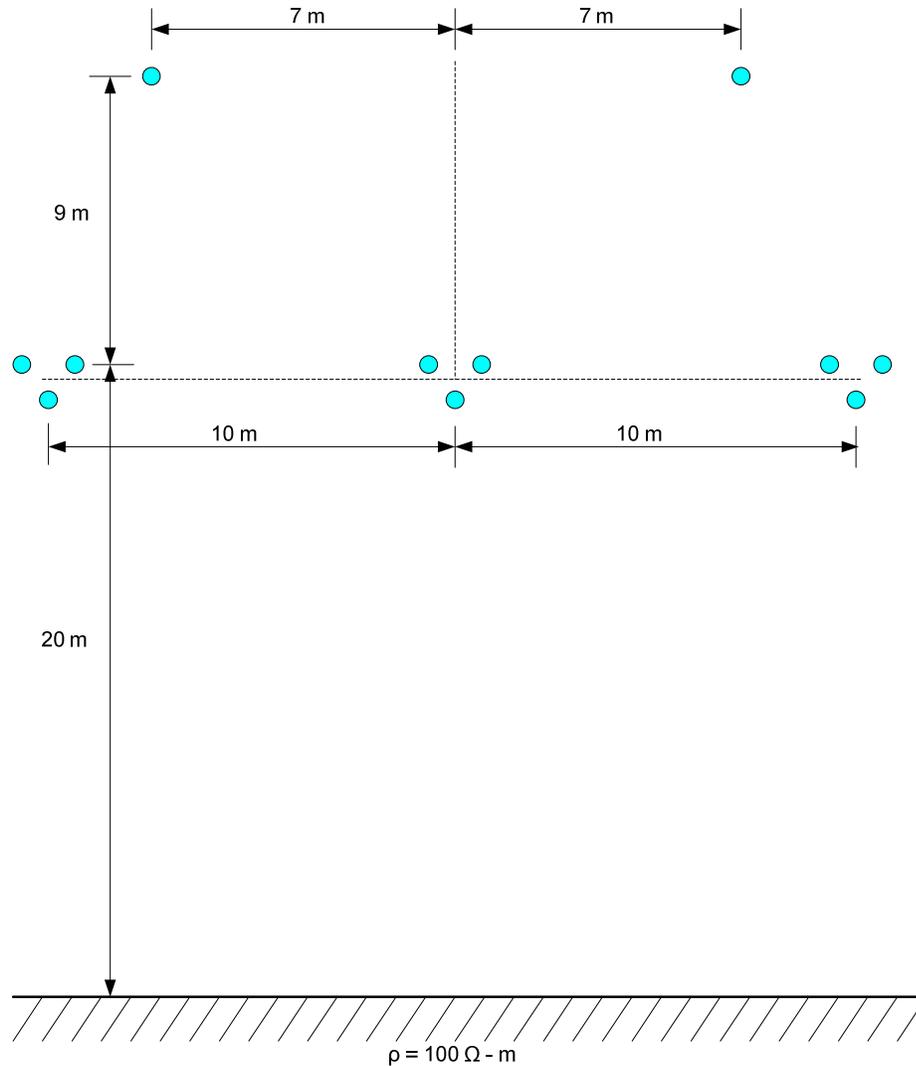


Figura B.1 Disposição dos cabos condutores na linha de 230 kV.

Na tabela B.2 são mostradas as características dos cabos para-raios, especificamente o diâmetro, resistência, permeabilidade magnética e permissividade relativa, além da altura dos para-raios no meio do vão. A resistividade do solo assumida é $2000 \Omega \cdot m$

B.1.3 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos foram obtidos para a linha em 230 kV. Uma tabela com estes dados é apresentada na tabela B.3. Estes parâmetros foram calculados através de um programa desenvolvido em ambiente Matlab. A potência natural desta linha de transmissão é de 195,32 MW.

Tabela B.1 Características dos cabos condutores de fase na linha de 230 kV.

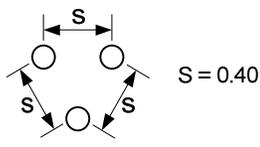
Tipo de Conductor em cada fase	Cardinal
Nº de condutores em feixe.	3
Distância dos feixes (m)	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,03058
Diâmetro do condutor interno (m).	0,00739
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,0701
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	14,6

Tabela B.2 Características do cabo pára-raios a linha de 230 kV.

Tipo de Cabo Pára-raios	EHS 3/8'' (sólido)
Diâmetro do condutor (m).	0,00950
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	3,750
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa	70
Permissividade relativa	1
Flecha a meio vão (m)	10,62

Tabela B.3 Parâmetros elétricos da linha de 230 kV a 60 Hz.

Linha Convencional de 230 kV		
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3309
	X ₀ (Ω/km)	1,4047
	Y ₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	2,9640
Seqüência positiva / negativa	R (Ω/km)	0,0240
	X _d (Ω/km)	0,3473
	Y _d ($\mu\text{S}/\text{km}$)	4,7460

B.2 Linha de Transmissão de 345 kV

B.2.1 Silhueta da Torre

A representação da torre e disposição dos cabos condutores de fase e para-raios na linha de 345 kV e suas distâncias entre feixes assim como alturas dos condutores de fase e para-raios ao solo são apresentadas na Figura B.2.

B.2.2 Dados Elétricos

Para este sistema utiliza-se como referência à configuração da torre de 345 kV da linha Jaguará - Taquaril, onde os condutores de fase estão em feixe duplo com 2 x 954 MCM - ACSR. Os cabos pára-raios são feitos de aço galvanizado EHS'', aterrados ao longo da linha. A resistividade do solo assumida é 2000 $\Omega\cdot\text{m}$. As tabelas B.4 e B.5 mostram estes dados.

B.2.3 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos foram obtidos para a linha em 345 kV entre Jaguará e Taquaril que forma parte da rede básica do sistema de transmissão em concessão pela Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. Os parâmetros são mostrados na tabela B.6 e foram calculados através de um programa desenvolvido em ambiente Matlab. A potência natural desta linha de transmissão é de 412 MW.

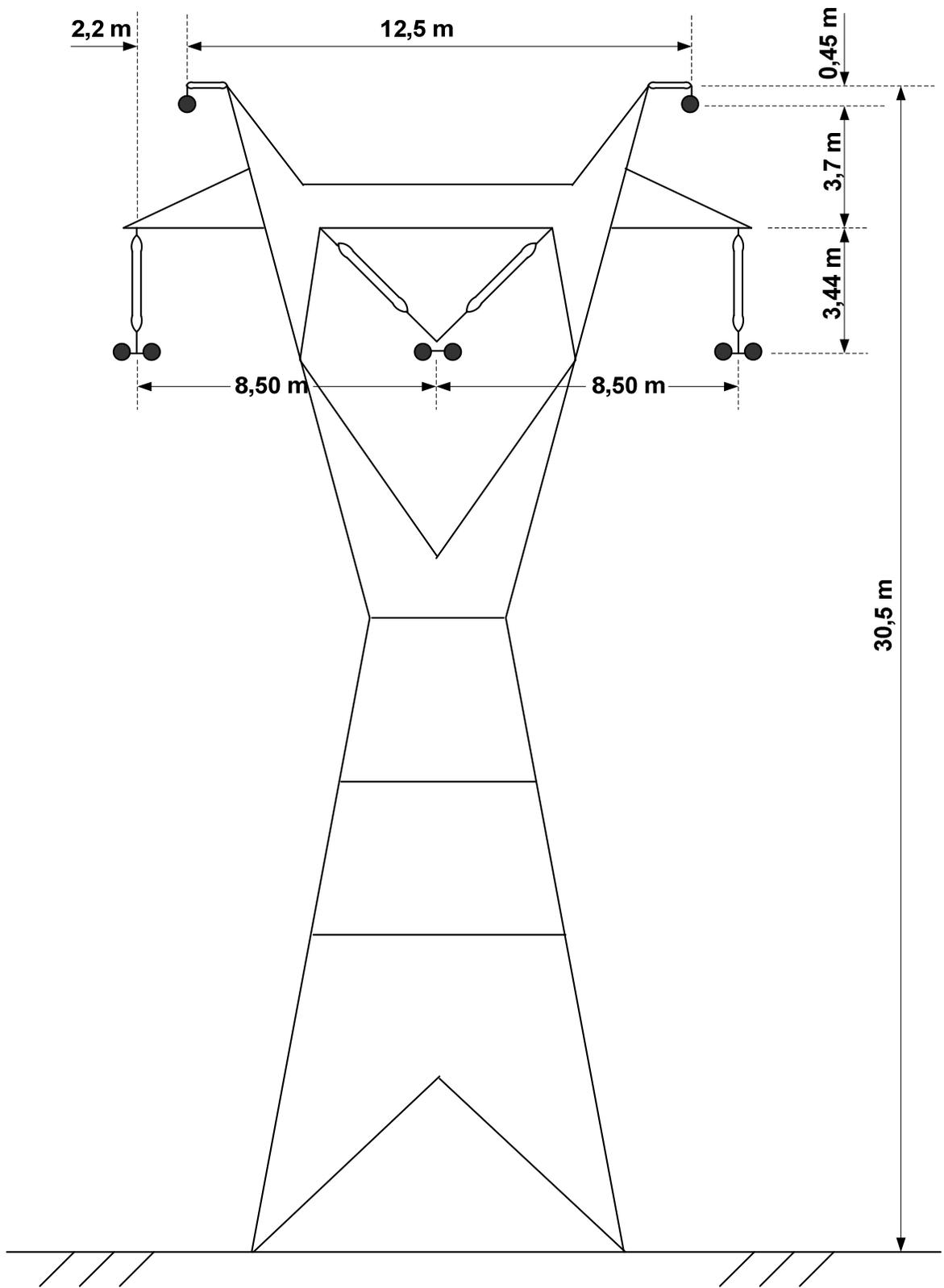


Figura B.2 Silhueta da torre na linha de 345 kV.

Tabela B.4 Características dos cabos condutores na linha de 345 kV.

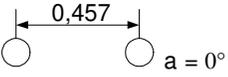
Tipo de Conductor em cada fase	Rail
N° de condutores em feixe.	2
Distância dos feixes (m)	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,0281432
Diâmetro do condutor interno (m).	0,00739
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,08004972
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	14,6

Tabela B.5 Características do cabo pára-raios na linha de 345 kV.

Tipo de Cabo Pára-raios	EHS 3/8" (sólido)
Diâmetro do condutor (m).	0,009144
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	4,188
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa	70
Permissividade relativa	1
Flecha a meio vão (m)	10,62

Tabela B.6 Parâmetros elétricos da linha de 345 kV a 60 Hz.

Linha Convencional de 345 kV		
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3487
	X ₀ (Ω/km)	1,5495
	Y ₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3,354
Seqüência positiva / negativa	R (Ω/km)	0,0306
	X _d (Ω/km)	0,3753
	Y _d ($\mu\text{S}/\text{km}$)	4,517

B.3 Linha de Transmissão de 440 kV

B.3.1 Silhueta da Torre

A disposição dos cabos condutores de fase e para-raios na linha de 440 kV e suas distâncias entre feixes assim como alturas dos condutores de fase e para-raios ao solo são apresentadas na Figura B.3.

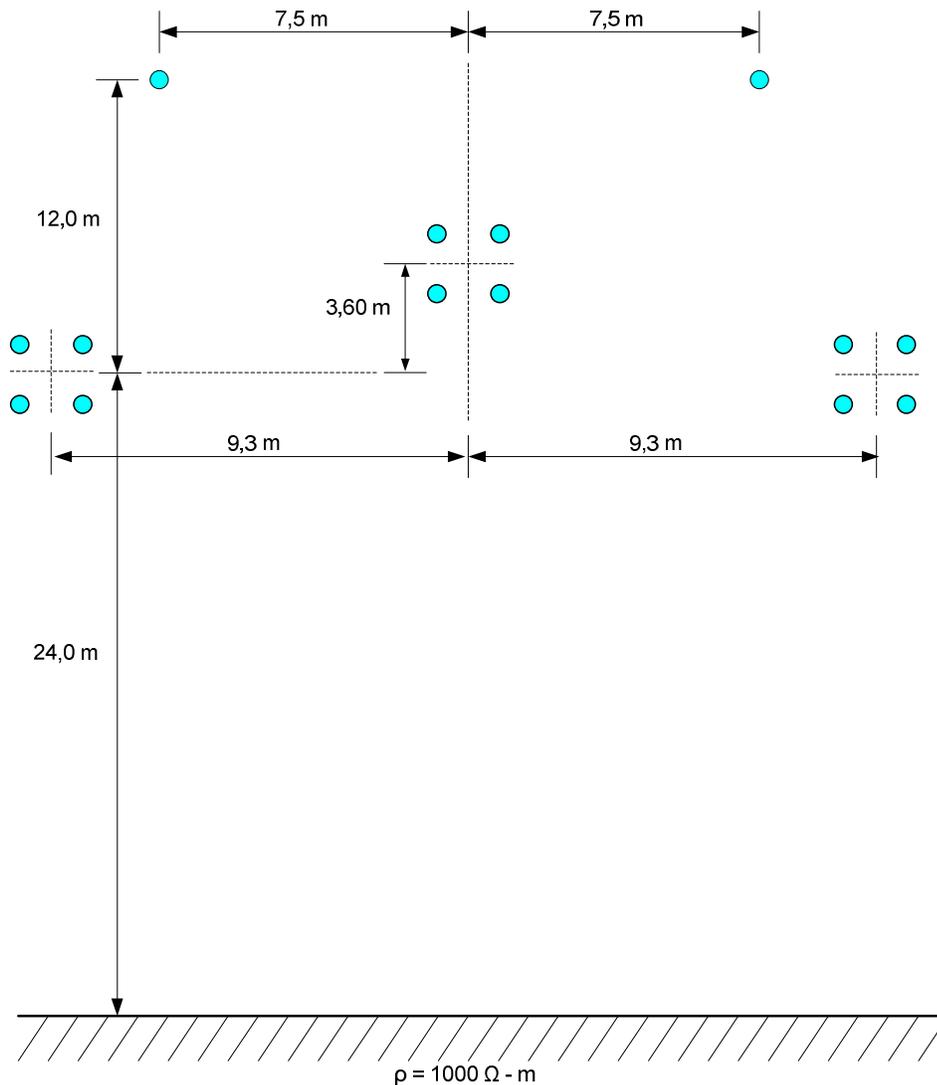


Figura B.3 Disposição dos cabos condutores na linha de 440 kV.

B.3.2 Dados Elétricos

Na tabela B.7 são apresentadas as características dos cabos condutores utilizadas nas fases da linha. A resistividade do solo assumida é $2000 \Omega.m$

Na tabela B.8 são apresentadas as características dos cabos para-raios.

Tabela B.7 Características dos condutores na linha de 440 kV.

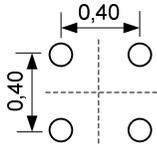
Tipo de Conductor em cada fase	Grosbeak
Nº de condutores em feixe.	4
Distância dos feixes (m) Configuração Simétrica	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,02514
Diâmetro do condutor interno (m).	0,00927
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,089898
Temperatura ($^{\circ}$)	75
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	13,43

Tabela B.8 Características do cabo pára-raios na linha de 440 kV.

Tipo de Cabo Pára-raios	EHS 3/8'' (sólido)
Diâmetro do condutor (m).	0,009144
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	4,188
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade relativa	70
Flecha a meio vão (m)	6,4

B.3.3 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos foram obtidos para a linha em 440 kV e são mostrados na tabela B.9. Estes parâmetros foram calculados através de um programa desenvolvido em ambiente Matlab. A potência natural desta linha de transmissão é de 775,68 MW.

Tabela B.9 Parâmetros elétricos da linha de 440 kV a 60 Hz.

Linha Convencional de 440 kV		
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3097
	X ₀ (Ω/km)	1,4152
	Y ₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3,1210
Seqüência positiva / negativa	R (Ω/km)	0,0228
	X _d (Ω/km)	0,3202
	Y _d ($\mu\text{S}/\text{km}$)	5,1530

B.4 Linha de Transmissão Convencional de 500 kV

B.4.1 Silhueta da Torre

Para esta linha foi utilizada como referência a estrutura estaiada da torre Cross-Rope de 500 kV da linha Tucuruí – Marabá (figura B.4).

B.4.2 Dados Elétricos

Na tabela B.10 são mostradas as características dos cabos condutores utilizados nas fases da linha. A resistividade do solo assumida é 2000 $\Omega\cdot\text{m}$

Na tabela B.11 são apresentadas as características dos cabos para-raios.

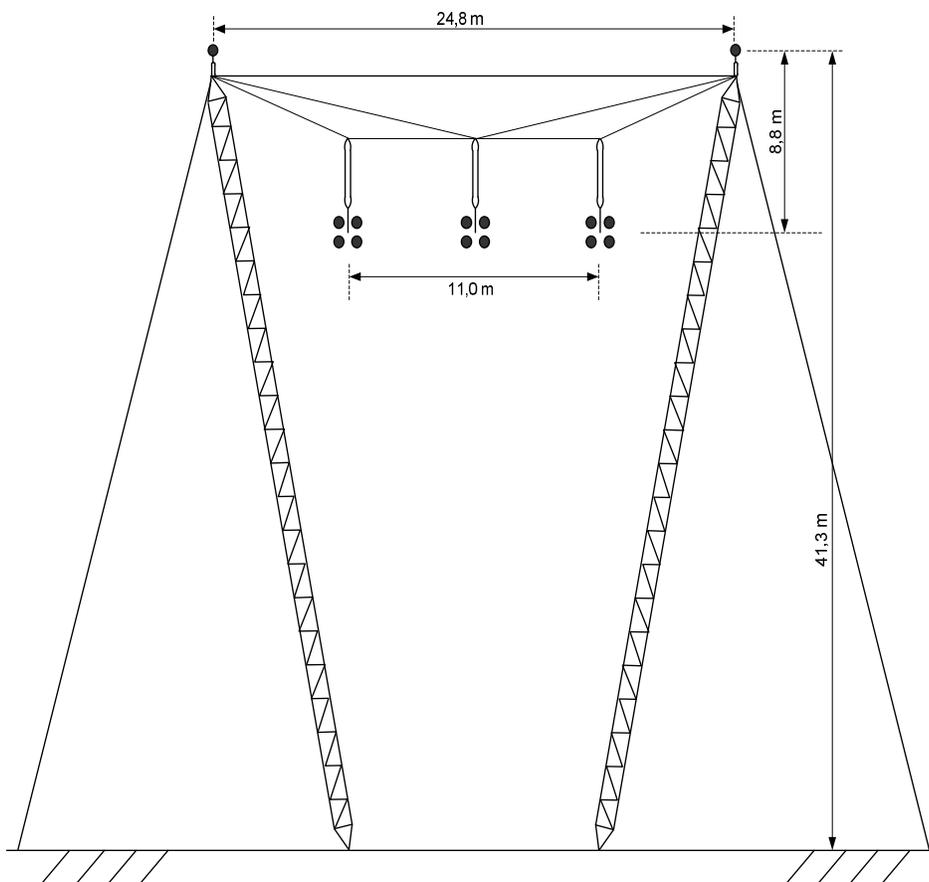


Figura B.4 Silhueta de torre da linha de 500 kV convencional.

Tabela B.10 Características dos condutores na linha de 500 kV.

Tipo de Conductor em cada fase	Rail
Nº de condutores em feixe.	4
Distância dos feixes (m) Configuração Simétrica	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,02959
Diâmetro do condutor interno (m).	0,00739
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,0594
Temperatura ($^{\circ}$)	75
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	13,43

Tabela B.11 Características do cabo pára-raios na linha de 500 kV.

Tipo de Cabo Pára-raios	EHS 3/8'' (sólido)
Diâmetro do condutor (m).	0,009144
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	4,188
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade relativa	70
Flecha a meio vão (m)	6,4

B.4.3 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos foram obtidos para uma linha em 500 kV de configuração convencional, isto é, uma configuração simétrica dos seus feixes. O trecho de linha analisado está entre Tucuruí e Marabá no estado do Pará que forma parte da rede básica do sistema de transmissão. Os parâmetros são mostrados na Tabela B.12 e foram calculados através de um programa desenvolvido em ambiente Matlab. A potência natural desta linha de transmissão é de 1200 MW.

Tabela B.12 Parâmetros elétricos da linha de 500 kV a 60 Hz.

Linha Convencional de 500 kV		
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3235
	X ₀ (Ω/km)	1,5504
	Y ₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	2,7290
Seqüência positiva / negativa	R (Ω/km)	0,0154
	X _d (Ω/km)	0,2670
	Y _d ($\mu\text{S}/\text{km}$)	6,180

B.5 Linha de Transmissão Não Convencional de 500 kV

B.5.1 Silhueta da Torre

Na figura B.5 é mostrada a silhueta de uma torre suposta para uma linha trifásica não convencional em 500 kV. São apresentadas também a disposição dos cabos condutores de fase e para-raios na linha não convencional, assim como as distâncias entre feixes e alturas dos condutores de fase ao solo e dos cabos para-raios ao solo.

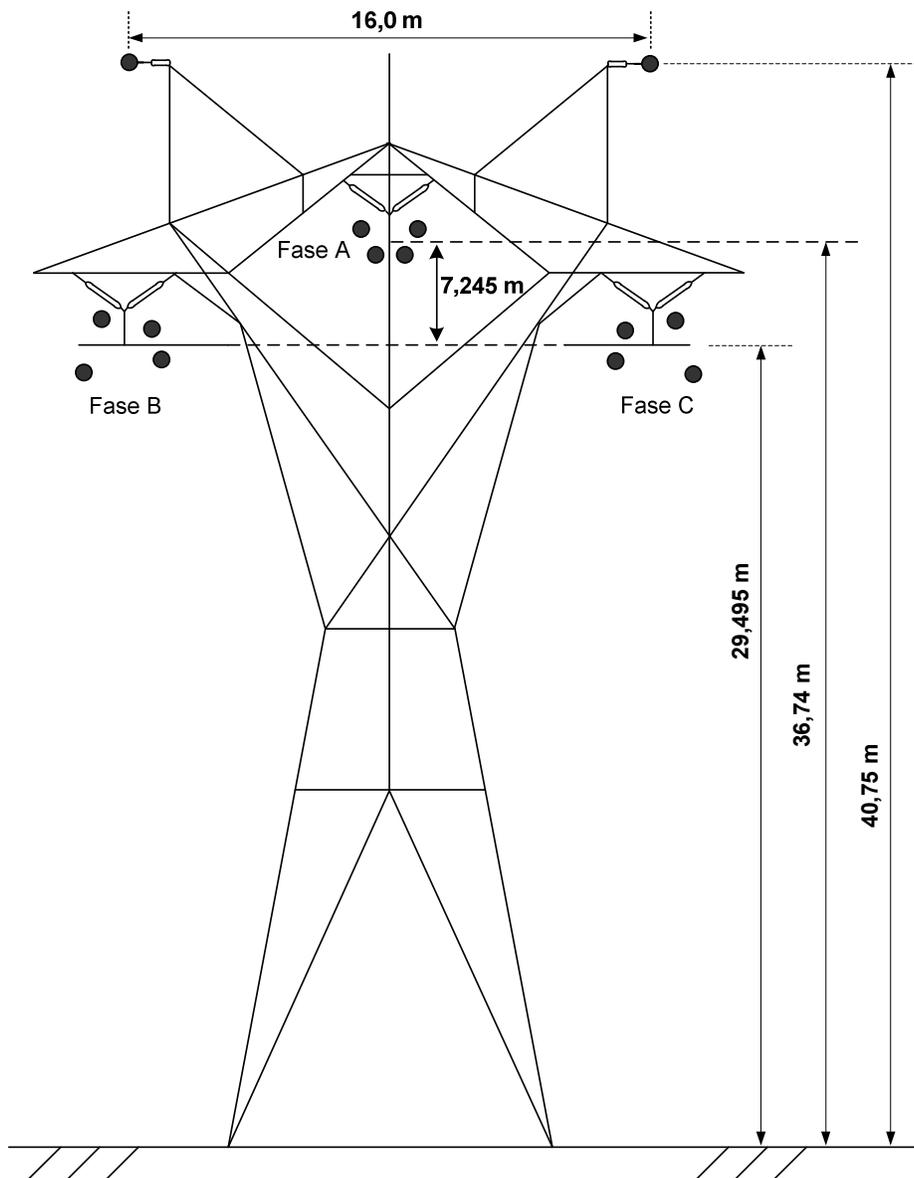


Figura B.5 Silhueta de torre da linha não convencional de 500 kV.

B.5.2 Dados Elétricos

Na tabela B.13 são mostradas as características dos cabos condutores utilizadas nas fases da linha. A resistividade do solo assumida é $2000 \Omega \cdot m$

Na tabela B.14 são apresentadas as características dos cabos para-raios.

B.5.3 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos foram obtidos para uma linha em 500 kV do tipo não convencional, isto é, uma configuração não simétrica dos condutores dos feixes, como é mostrado na silhueta da torre. Os parâmetros são mostrados na Tabela B.15 e foram calculados através de uma rotina desenvolvida no programa Matlab. A potência natural desta linha de transmissão é de 1407,032 MW.

Tabela B.13 Características dos condutores no sistema não convencional de 500 kV.

Tipo de Condutor nas fases	Rail
N° de condutores em feixe.	4
Distância dos feixes na fase A (m)	
Distância dos feixes nas fases B e C (m)	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,02959
Diâmetro do condutor interno (m).	0,00739
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,0594
Temperatura ($^{\circ}$)	75
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade relativa	1
Flecha a meio vão (m)	13,43

Tabela B.14 Características do cabo pára-raios no sistema não convencional de 500 kV.

Tipo de Cabo Pára-raios	EHS 3/8'' (sólido)
Diâmetro do condutor (m).	0,009144
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	4,188
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade relativa	70
Flecha a meio vão (m)	6,4

Tabela B.15 Parâmetros elétricos da linha não convencional de 500 kV a 60 Hz.

Linha Não Convencional de 500 kV		
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3235
	X₀ (Ω/km)	1,3448
	Y₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3,7900
Seqüência positiva / negativa	R (Ω/km)	0,0155
	X_d (Ω/km)	0,2294
	Y_d ($\mu\text{S}/\text{km}$)	7,2830

B.6 Linha de Transmissão de 765 kV

B.6.1 Silhueta da Torre

Para esta linha utilizou-se referência a estrutura estaiada de 765 kV da linha Foz de Iguaçu – Ivaiporã (figura B.6). São apresentadas também a disposição dos cabos condutores de fase e para-raios na linha não convencional, assim como as distâncias entre feixes e alturas dos condutores de fase ao solo e dos cabos para-raios ao solo.

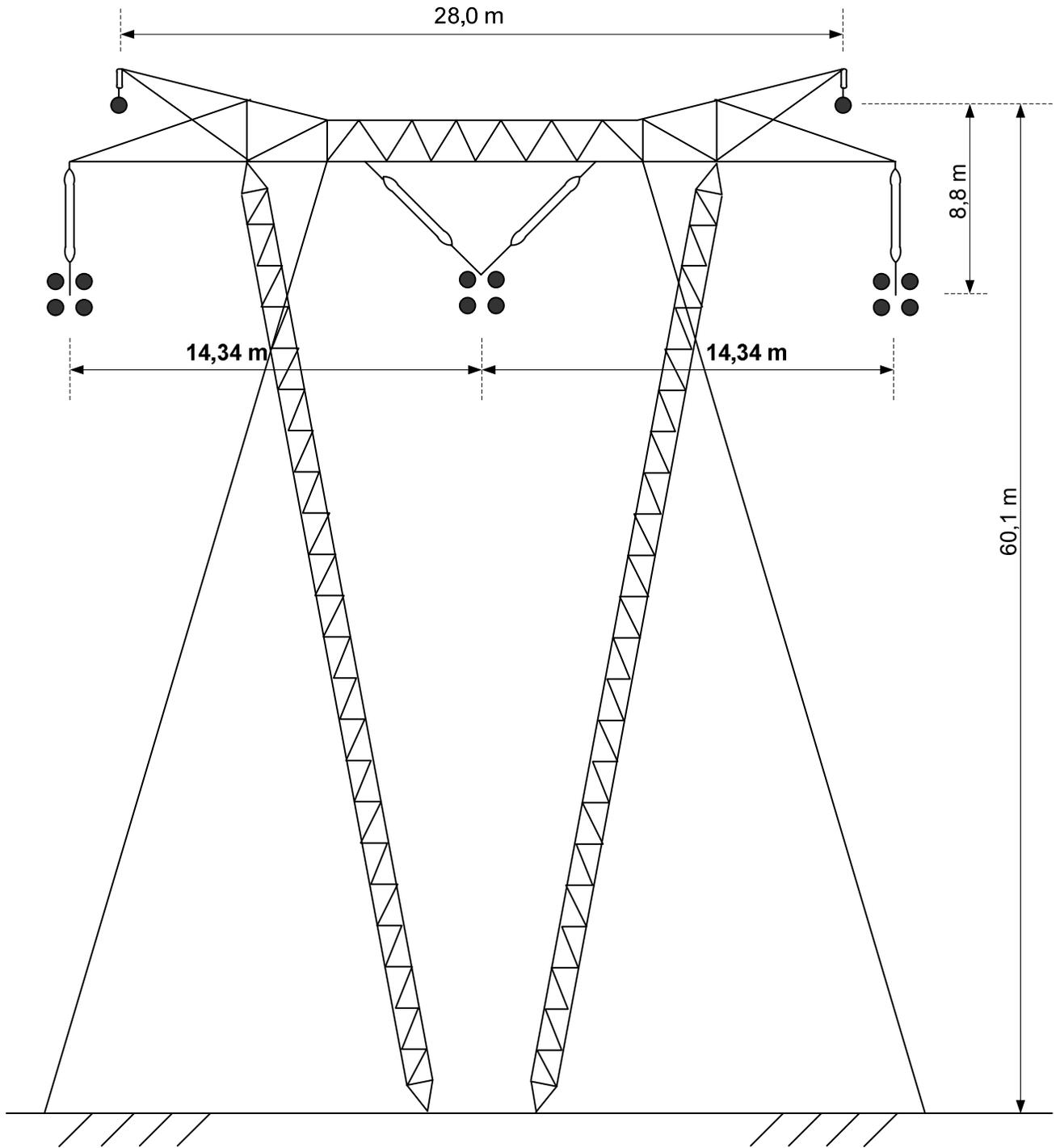


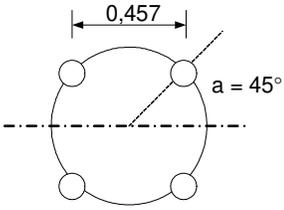
Figura B.6 Silhueta da torre na linha de 765 kV.

B.6.2 Dados Elétricos

Na tabela B.16 são mostradas as características dos cabos condutores utilizadas nas fases da linha. A resistividade do solo assumida é $2000 \Omega.m$

Na tabela B.17 são apresentadas as características dos cabos para-raios.

Tabela B.16 Características dos condutores na linha de 765 kV.

Tipo de Conductor das Fases	Bluejay
N° de condutores em feixe.	4
Distância dos feixes (m)	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,032
Diâmetro do condutor interno (m).	0,008
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,0509
Temperatura ($^{\circ}$)	75
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	13,43

B.6.3 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos foram obtidos para uma linha em 765 kV de configuração convencional, isto é, uma configuração simétrica dos seus feixes. O trecho de linha analisado está entre Foz de Iguaçu e Ivaiporã no estado de Paraná e que interliga Itaipú com o sistema da Eletrosul. Os parâmetros são mostrados na Tabela B.18 e foram calculados através de uma rotina desenvolvida no programa Matlab. A potência natural desta linha de transmissão é de 2112 MW.

Tabela B.17 Características do cabo pára-raios na linha de 765 kV.

Tipo de Cabo Pára-raios	EHS 3/8'' (sólido)
Diâmetro do condutor (m).	0,009144
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	4,188
Temperatura ($^{\circ}$)	45
Permeabilidade magnética relativa.	1
Permissividade relativa.	70
Flecha a meio vão (m)	6,4

Tabela B.18 Parâmetros elétricos na linha de 765 kV a 60 Hz.

Linha Convencional de 765 kV		
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3478
	X₀ (Ω/km)	1,4015
	Y₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3,4040
Seqüência positiva / negativa	R (Ω/km)	0,0165
	X_d (Ω/km)	0,3651
	Y_d ($\mu\text{S}/\text{km}$)	4,7590