

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA CORRENTE DE ARCO
SECUNDÁRIO PARA DIFERENTES LINHAS DE
TRANSMISSÃO**

Autor: Milton Elvis Zevallos Alcahuaman
Orientador: Prof^a. Dr^a. Maria Cristina Dias Tavares

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: **Energia Elétrica**.

Banca Examinadora

Maria Cristina Dias Tavares, D.Sc.DSCE / FEEC / UNICAMP
Fernando Augusto Moreira, D.Sc.DEE / UFBA
José Pissolato Filho, D.Sc.DSCE / FEEC / UNICAMP
Luiz Carlos Pereira da Silva, D.Sc.DSEE / FEEC / UNICAMP

Campinas, SP
AGOSTO/2007

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Z61a

Zevallos Alcahuaman, Milton Elvis

Análise de sensibilidade da corrente de arco secundário para diferentes linhas de transmissão / Milton Elvis Zevallos Alcahuaman. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

Orientador: Maria Cristina Dias Tavares.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Linhas elétricas aéreas. 2. Energia elétrica - Transmissão. 3. Eletricidade. 4. Matrizes (Matemática). 5. Reatores elétricos. I. Tavares, Maria Cristina Dias. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Sensitivity analysis of secondary arc current for different transmission lines.

Palavras-chave em Inglês: Single-phase reclosure, Secondary arc, Two ports circuits, Reactive shunt compensation, Neutral reactor.

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Fernando Augusto Moreira, José Pissolato Filho e Luiz Carlos Pereira da Silva.

Data da defesa: 13/08/2007

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Milton Elvis Zevallos Alcahuaman

Data da Defesa: 13 de agosto de 2007

Título da Tese: "Análise de Sensibilidade da Corrente de Arco Secundário para Diferentes Linhas de Transmissão"

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

Prof. Dr. Fernando Augusto Moreira: F. Augusto Moreira

Prof. Dr. José Pissolato Filho: J. Pissolato Filho

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

Resumo

O arco secundário surge na manobra de abertura monofásica durante a eliminação de faltas monofásicas não permanentes para terra. O problema se apresenta especialmente nas linhas de EAT, no isolamento aéreo, em faltas que têm características não permanentes. Neste trabalho analisamos diferentes linhas de transmissão com níveis de tensão de 345 kV até 765 kV e com comprimentos de 150 km até 900 km, variando seu nível de compensação reativa em derivação de 40 % até 100 % e para as linhas mais longas compensando também 50 % da sua impedância longitudinal. Em linhas de EAT com compensação reativa em derivação é possível aproveitar a associação dos reatores adicionando um reator de neutro para minimizar o acoplamento mútuo entre as fases das linhas de transmissão, sendo este acoplamento a causa principal da manutenção da corrente de arco secundário. Com valores de reatores de neutro ótimos minimizamos a corrente de arco secundário e avaliamos a viabilidade da aplicação do religamento monofásico nos sistemas em estudo, aumentando o desempenho e confiabilidade dos sistemas elétricos.

Palavras-chave: Religamento Monofásico, Arco Secundário, Quadripolos, Compensação Reativa em Derivação, Reator de neutro.

Abstract

The secondary arc appears in single-phase switching during clearing of non-permanent ground single-phase to ground faults. The problem happens especially on EHV lines, on aerial isolation, in faults with non permanent characteristics. In this work different transmission lines with voltage levels of 345 kV up to 765 kV and with 150 km up to 900 km length are analyzed, varying its level of reactive shunt compensation from 40 % up to 100 % and for the longest lines compensating 50 % of its longitudinal impedance. In EHV lines with have reactive shunt compensation, it is possible to add a neutral reactor in order to minimize the phase coupling of the transmission lines, being this coupling the main cause for the maintenance of the secondary arc current. With optimal values of neutral reactors it was possible to minimize the secondary arc current and evaluate the viability of the application of the single-phase reclosure in the systems under study, increasing the performance and reliability of the electrical systems.

Keywords: Single-phase Reclosure, Secondary Arc, Two Ports Circuits, Reactive Shunt Compensation, Neutral Reactor.

*Dedico este trabalho aos meus pais,
irmãos, esposa e filhos.*

Agradecimentos

Quero expressar meu profundo e sincero agradecimento:

- À minha orientadora Prof^a. Dr^a. Maria Cristina Dias Tavares, pela confiança depositada, estímulo, amizade e respeito.
- Aos Professores da FEEC que brindaram suas lições no dia a dia.
- Aos colegas Allan, Evandro, João, Marcos, Patrícia e Vladimir pelas sugestões.
- A todos os amigos de pós-graduação, por sua amizade, respeito e disposição para ajudar.
- A minha família pelo apoio durante esta jornada.
- À CAPES, pelo apoio financeiro.

Sumário

Lista de Siglas	xvii
Lista de Símbolos	xix
Lista de Figuras	xxiii
Lista de Tabelas.....	xxix
Capítulo 1	1
Introdução	1
Capítulo 2	7
Revisão Bibliográfica.....	7
Capítulo 3	15
Estudo das Manobras de Abertura Trifásica e Monofásica.....	15
3.1 Manobra Trifásica.....	16
3.2 Manobra Monofásica.	17
3.2.1 Análise em Regime Permanente.....	19
3.2.2 Análise no Domínio do Tempo.	20
3.3 Métodos para Garantir uma Manobra Monofásica com Sucesso.	21
3.3.1 Chaves de Aterramento Rápido (HSGS).....	21
3.3.2 Reator de Neutro.....	22
Capítulo 4	25
Compreensão do Fenômeno Arco Elétrico.	25
4.1 Propriedades Físicas do Arco Elétrico.....	27
4.1.1 Fenômenos de Ionização e Recombinação.....	27
4.1.2 Condições de Extinção do Arco Elétrico.....	30
4.1.2.1 Aspectos Térmicos.	30
4.1.2.2 Aspectos Dielétricos.	31
4.2 Principais Modelos de Representação do Arco Elétrico.....	32
4.3 Análise de Extinção do Arco Secundário.	33
4.4 Tensão entre os Terminais do Arco.	35
Capítulo 5	37
Representação dos Elementos do Sistema Elétrico através de Quadripolos.....	37
5.1 Representação da Linha de Transmissão.....	40
5.1.1 Representação do Sistema de Transmissão em Regime Permanente.....	44
5.1.2 Representação do Sistema com Falta ao Longo da Linha.....	45
5.2 Representação do Curto Circuito Monofásico.....	46

5.3	Representação da Compensação Reativa em derivação.	47
5.4	Representação da Compensação Capacitiva Série.....	50
5.5	Representação dos Disjuntores.	51
5.5.1	Disjuntor Fechado.	51
5.5.2	Disjuntor Aberto.	52
5.6	Tensão em Barra Infinita e Recepção em Vazio.....	53
Capítulo 6		57
Descrição dos Sistemas de Transmissão Analisados.		57
6.1	Descrição do Sistema de Transmissão em EHV 345 kV.	58
6.1.1	Estruturas da Linha de Transmissão em 345 kV.	58
6.1.2	Dados Elétricos da Linha de Transmissão em 345 kV.....	58
6.1.3	Parâmetros Elétricos	61
6.2	Descrição do Sistema de Transmissão em EHV 500 kV.....	65
6.2.1	Sistemas Equivalentes para Simulações da Linha de 500 kV.	65
6.2.2	Dados elétricos da Linha Convencional de 500kV.	66
6.2.3	Dados elétricos da Linha não Convencional em 500 kV.....	67
6.2.4	Parâmetros Elétricos	69
6.3	Descrição do Sistema de Transmissão em EHV 765 kV.....	75
6.3.1	Sistemas Equivalentes para Linhas de 765 kV.....	75
6.3.2	Dados elétricos da Linha de Transmissão em 765 kV.....	75
6.3.3	Parâmetros Elétricos	78
Capítulo 7		83
Análise de Sensibilidade da Corrente de Arco Secundário.....		83
7.1	Análise de Resultados em Linhas sem Compensação.	85
7.1.1	Linhas Convencionais de 345 kV, 500 kV e 765 kV.	85
7.2	Análise de Resultados em Linhas com Compensação Reativa Indutiva em Derivação.....	88
7.2.1	Linhas Convencionais de 345 kV.....	88
7.2.2	Linhas Convencionais de 500 kV.....	91
7.2.2.1	Linhas Convencionais de 500 kV e comprimento 450 km.....	91
7.2.2.2	Linhas Convencionais de 500 kV e comprimento 900 km. Banco de reatores nos extremos da linha.....	93
7.2.3	Linhas Convencionais de 765 kV.....	96
7.2.3.1	Linhas Convencionais de 765 kV e comprimento 450 km.....	96
7.2.3.2	Linhas Convencionais de 765 kV e comprimento 900 km. Banco de reatores nos extremos da linha.....	98
7.2.4	Linha não Convencional de 500 kV.	100
7.2.4.1	Linha não convencional de 500 kV e comprimento 450 km.....	100
7.2.4.2	Linha não Convencional de 500 kV e comprimento 900 km. Banco de reatores nos extremos da linha.	102
7.3	Análise de Resultados em Linhas com Compensação Reativa em Derivação e Compensação Capacitiva Série.	105
7.3.1	Linhas Convencionais de 500 kV e comprimento 900 km.....	106
7.3.1.1	Arranjo com quatro bancos de reatores e um banco capacitivo.	106

7.3.2	Linhas Convencionais de 765 kV e comprimento 900 km.....	109
7.3.2.1	Arranjo com quatro bancos de reatores e um banco capacitivo.	109
7.3.3	Linha não Convencional de 500 kV e comprimento 900 km.	112
7.3.3.1	Arranjo com quatro bancos de reatores e um banco capacitivo.	112
Capítulo 8		115
Conclusões		115
Referências Bibliográficas		121
Apêndice A.....		125
Cálculo dos Parâmetros Elétricos de uma Linha de Transmissão.....		125
Apêndice B		133
Avaliação da Compensação em uma Linha de Transmissão.		133
Apêndice C		145
Outras Hipóteses de Compensação Reativa em Derivação.....		145

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 Contínua)
<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 Eléctricas 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 Eléctricas S.A.
<i>HSGS</i>	High Speed Grounding Switches (Chaves de Aterramento Rápido).
<i>LT</i>	Linha de Transmissão.
<i>MATLAB</i>	MATrix LABoratory (software de cálculo)
<i>MATHEMATICA</i>	Programa de cálculo Mathematica.
<i>MCM</i>	Mil Circular Mills (área transversal dos condutores eléctricos)
<i>MME</i>	Ministério de Minas e Energia.
<i>PDEE</i>	Programa Decenal de Expansão Energética.
<i>PSCAD</i>	Visual Power System Simulation (Simulação Visual de Sistemas de Potência)
<i>RMG</i>	Raio Médio Geométrico.
<i>SEPs</i>	Sistemas Eléctricos 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 Recovery 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.
$ABCD$	Elementos do quadripolo.
B	Susceptância elétrica.
C	Capacitância.
C_0	Capacitância de seqüência zero.
C_1	Capacitância de seqüência positiva.
C_m	Capacitância mútua.
C_p	Capacitância própria.
CSh	Compensação reativa em derivação.
$CSér$	Compensação reativa série.
g	Condutância.
I_f	Corrente de fase.
I_G	Corrente na geração.
I_R	Corrente na recepção.
I_{sec}	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.
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_h	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 seqüência zero.
X_1	Reatância de seqüência 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.

Lista de Figuras

Figura 3.1 Circuito equivalente em uma manobra de religamento trifásico.	17
Figura 3.2 Circuito equivalente em uma manobra de religamento monofásico.	18
Figura 3.3 Uso de HSGS para eliminar a corrente de arco secundário.	22
Figura 3.4 Representação trifásica das capacitâncias de uma linha de transmissão.....	23
Figura 3.5 Esquema de conexão de reatores em derivação com 4 pernas.....	24
Figura 4.1: Influência do campo elétrico E/d para formação do arco elétrico (d=comprimento) .	26
Figura 4.2: O arco elétrico: a) Fenômeno físico, b1 e b2) Tensão característica do arco	29
Figura 4.3: Tensão transitória de restabelecimento.....	31
Figura 5.1: Quadripolo típico de potência.	38
Figura 5.2: Representação trifásica da linha de transmissão através de quadripolo.....	43
Figura 5.3: Representação em quadripolos de uma linha sem compensação em regime permanente.....	44
Figura 5.4: Representação em quadripolos de uma linha com compensação reativa em derivação e em regime permanente.....	44
Figura 5.5: Representação em quadripolos da linha em estudo com falta monofásica.	45
Figura 5.6: Esquema de representação da falta monofásica na fase A sob condição de energização.	46
Figura 5.7: Circuito equivalente de um curto monofásico.	46
Figura 5.8: Representação unifilar da compensação reativa em derivação.....	48
Figura 5.9: Representação unifilar do capacitor em série.	50
Figura 5.10: Representação unifilar do disjuntor fechado.....	51
Figura 5.11: Representação unifilar do disjuntor aberto.	53
Figura 5.12: Representação do plano complexo: amplitude, ângulo de fase e frequência rotacional.	55
Figura 5.13: Esquema de geração trifásica em barra infinita.	55
Figura 6.1: Silhueta de torre da linha de 345 kV.....	60
Figura 6.2: Diagrama de blocos do Processo para obtenção do ganho de tensão nas linhas sem compensação.....	62
Figura 6.3: Diagrama de blocos do Processo para obtenção do ganho de tensão nas linhas com compensação em derivação.	62
Figura 6.4: Diagrama de blocos do Processo para obtenção da Potência reativa (Q) em cada nível de compensação simulado (derivação e série).....	64
Figura 6.5: Silhueta de torre da linha de 500 kV convencional.	67
Figura 6.6: Silhueta de torre da linha não convencional de 500 kV.....	70
Figura 6.7: Silhueta de torre da Linha de 765 kV.	77
Figura 7.1 – Diagrama de blocos para encontrar um r_h ótimo.....	84
Figura 7.2 – Diagrama de blocos para encontrar Isec e TTA ao longo da linha.	84
Figura 7.3 – Diagrama unifilar de uma linha sem compensação.....	85

Figura 7.4 – Isec e TTA da linha convencional sem compensação. V = 345 kV, LT = 150 km e 450 km;.....	86
Figura 7.5 – Isec e TTA da linha convencional sem compensação. V = 500 kV, LT = 150 km e 450 km;.....	86
Figura 7.6 – Isec e TTA da linha convencional sem compensação. V = 765 kV, LT = 150 km e 450 km;.....	87
Figura 7.7 – Isec e TTA da linha não convencional sem compensação. V = 500 kV, LT = 150 km e 450 km;	87
Figura 7.8 – Diagrama unifilar de uma linha com compensação reativa em derivação nos extremos.	88
Figura 7.9 – Variação de rh para linha de 345 kV com 450 km de comprimento e CSh 40 %....	89
Figura 7.10 – Variação de rh para linha de 345 kV com 450 km de comprimento e CSh 70 %...	89
Figura 7.11 – Variação de rh para linha de 345 kV com 450 km de comprimento e CSh 100 %.	90
Figura 7.12 – Isec e TTA da linha de 345 kV, 450 km de comprimento, CSh 40 % e rh ótimo ..	90
Figura 7.13 – Isec e TTA da linha de 345 kV, 450 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo ..	90
Figura 7.14 – Isec e TTA da linha de 345 kV, 450 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo	91
Figura 7.15 – Variação de rh para linha de 500 kV com 450 km de comprimento e CSh 40 %...	92
Figura 7.16 – Variação de rh para linha de 500 kV com 450 km de comprimento e CSh 70 %...	92
Figura 7.17 – Variação de rh para linha de 500 kV com 450 km de comprimento e CSh 80 %...	92
Figura 7.18 – Variação de rh para linha de 500 kV com 450 km de comprimento e CSh 100 %.	92
Figura 7.19 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 450 km de comprimento, CSh 40 % e rh ótimo. ..	93
Figura 7.20 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 450 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo. .	93
Figura 7.21 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 450 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo. .	93
Figura 7.22 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 450 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.	93
Figura 7.23 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 70 %...	94
Figura 7.24 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 80 %...	94
Figura 7.25 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 95 %...	95
Figura 7.26 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 100 %.	95
Figura 7.27 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo. .	95
Figura 7.28 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo. .	95
Figura 7.29 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 95 % e rh ótimo. .	95
Figura 7.30 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.	95
Figura 7.31 – Variação de rh para linha de 765 kV com 450 km de comprimento e CSh 40 %...	96
Figura 7.32 – Variação de rh para linha de 765 kV com 450 km de comprimento e CSh 70 %...	96
Figura 7.33 – Variação de rh para linha de 765 kV com 450 km de comprimento e CSh 80 %...	97
Figura 7.34 – Variação de rh para linha de 765 kV com 450 km de comprimento e CSh 100 %	97
Figura 7.35 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 450 km de comprimento, CSh 40 % e rh ótimo. .	97
Figura 7.36 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 450 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo. .	97
Figura 7.37 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 450 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo. .	98
Figura 7.38 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 450 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.	98
Figura 7.39 – Variação de rh para linha de 765 kV com 900 km de comprimento e CSh 70 %...	99
Figura 7.40 – Variação de rh para linha de 765 kV com 900 km de comprimento e CSh 80 %...	99
Figura 7.41 – Variação de rh para linha de 765 kV com 900 km de comprimento e CSh 90 %...	99
Figura 7.42 – Variação de rh para linha de 765 kV com 900 km de comprimento e CSh 100 %.	99
Figura 7.43 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo. 100	100
Figura 7.44 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo. 100	100
Figura 7.45 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 90 % e rh ótimo. 100	100

Figura 7.46 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.	100
.....	100
Figura 7.47 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 450 km e CSh 40 %	101
Figura 7.48 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 450 km e CSh 70 %	101
Figura 7.49 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 450 km e CSh 80 %	101
Figura 7.50 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 450 km e CSh 100 %	101
Figura 7.51 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 450 km, CSh 40 % e rh ótimo.	102
.....	102
Figura 7.52 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 450 km, CSh 70 % e rh ótimo.	102
.....	102
Figura 7.53 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 450 km, CSh 80 % e rh ótimo.	102
.....	102
Figura 7.54 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 450 km, CSh 100 % e rh ótimo.	102
.....	102
Figura 7.55 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 80 %	103
Figura 7.56 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 90 %	103
Figura 7.57 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 95 %	104
Figura 7.58 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 100 %	104
Figura 7.59 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 80 % e rh ótimo.	104
.....	104
Figura 7.60 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 90 % e rh ótimo.	104
.....	104
Figura 7.61 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 95 % e rh ótimo.	105
.....	105
Figura 7.62 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 100 % e rh ótimo.	105
.....	105
Figura 7.63 – Diagrama unifilar da linha com quatro bancos em derivação e um capacitor série no meio da linha	106
Figura 7.64 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km, CSh 80 % e CSér 50 %	107
Figura 7.65 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km, CSh 90 % e CSér 50 %	107
Figura 7.66 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km, CSh 95 % e CSér 50 %	107
Figura 7.67 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km, CSh 100 % e CSér 50 %	107
Figura 7.68 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km, com CSh 70 %, rh ótimo e CSér 50 %	107
Figura 7.69 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km, com CSh 80 %, rh ótimo e CSér 50 %	107
.....	107
Figura 7.70 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km, com CSh 90 %, rh ótimo e CSér 50 %	108
Figura 7.71 – Isec e TTA da linha de 500kV, 900 km, com CSh 95 %, rh ótimo e CSér 50 %	108
Figura 7.72 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km, com CSh 100 %, rh ótimo e CSér 50 %	108
.....	108
Figura 7.73 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km, CSh 80 % e CSér 50 %	110
Figura 7.74 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km, CSh 90 % e CSér 50 %	110
Figura 7.75 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km, CSh 95 % e CSér 50 %	110
Figura 7.76 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km, CSh 100 % e CSér 50 %	110
Figura 7.77 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 70 %, rh ótimo e CSér 50 %	110
Figura 7.78 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 80 %, rh ótimo e CSér 50 %	110
Figura 7.79 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 90 %, rh ótimo e CSér 50 %	111
Figura 7.80 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 95 %, rh ótimo e CSér 50 %	111

Figura 7.81 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 100 %, rh ótimo e CSér 50 %	111
Figura 7.82 – Variação de rh para linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 80 % e CSér 50 %	113
Figura 7.83 – Variação de rh para linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 90 % e CSér 50 %	113
Figura 7.84 – Variação de rh para linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 95 % e CSér 50 %	113
Figura 7.85 – Variação de rh para linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 100 % e CSér 50 %	113
Figura 7.86 – Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 70 %, rh ótimo e CSér 50 %	113
Figura 7.87 – Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 80 %, rh ótimo e CSér 50 %	113
Figura 7.88- Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 90 %, rh ótimo e CSér 50 %	114
Figura 7.89 – Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 95 %, rh ótimo e CSér 50 %	114
Figura 7.90 – Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 100 %, rh ótimo e CSér 50 %	114
Figura A.1: Posição dos cabos r e s na linha.	127
Figura B.1: Circuito equivalente de linha para determinar as equações de propagação de onda.	134
Figura B.2: Representação do circuito pi longo.	140
Figura C.1 – Esquema de alocação para três bancos de compensação reativa em derivação.	146
Figura C.2 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 70 %..	147
Figura C.3 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 80 %..	147
Figura C.4 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 90%...	148
Figura C.5 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 100 %.	148
Figura C.6 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo..	148
Figura C.7 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo..	148
Figura C.8 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 90 % e rh ótimo..	148
Figura C.9 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.	148
Figura C.10 – Esquema de alocação para três bancos de compensação reativa em derivação. ..	149
Figura C.11 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 70 %.....	150
Figura C.12 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 80 %.....	150
Figura C.13 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 90 %.....	151
Figura C.14 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 100 %... ..	151
Figura C.15 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 70 % e rh ótimo.	151
Figura C.16 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 80 % e rh ótimo.	151
Figura C.17 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 90 % e rh ótimo.	151
Figura C.18 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 100 % e rh ótimo.	151
Figura C.19 – Esquema de alocação para três bancos de compensação reativa em derivação. ...	152
Figura C.20 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km de comprimento e CSh 70 %.....	153
Figura C.21 – Variação de rh para linha de 765 kV , 900 km de comprimento e CSh 80 %.....	153

Figura C.22 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km de comprimento e CSh 90 %.....	154
Figura C.23 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km de comprimento e CSh 100 %.....	154
Figura C.24 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo.	154
Figura C.25 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo.	154
Figura C.26 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 90 % e rh ótimo.	154
Figura C.27 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.	154
.....	154

Lista de Tabelas

Tabela 4.1. Modelos Básicos do Arco Elétrico.	32
Tabela 6.1: Características dos cabos condutores no sistema de 345 kV.....	58
Tabela 6.2: Características do cabo pára-raios no sistema de 345 kV.	59
Tabela 6.3: Parâmetros elétricos da linha de 345 kV a 60 Hz.....	61
Tabela 6.4: Ganho de tensão da linha de 345 kV com compensação reativa nos extremos.	62
Tabela 6.5: Ganho de tensão da linha de 345 kV com compensação em derivação (quatro bancos) e com capacitor série no meio da linha.....	63
Tabela 6.6: Reativo total no sistema de 345 kV com compensação reativa nos extremos da linha.	63
Tabela 6.7: Reativo total no sistema de 345 kV com compensação em derivação (quatro bancos)	64
Tabela 6.8: Reatância longitudinal e compensação série no sistema de 345 kV a 60 Hz.	65
Tabela 6.9: Características dos condutores no sistema de 500 kV.....	66
Tabela 6.10: Características do cabo pára-raios no sistema de 500 kV.	66
Tabela 6.11: Características dos condutores no sistema não convencional de 500 kV.....	68
Tabela 6.12: Características do cabo pára-raios no sistema não convencional de 500 kV.	68
Tabela 6.13: Parâmetros elétricos nos sistemas de 500 kV a 60 Hz.	69
Tabela 6.14: Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.	71
Tabela 6.15: Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação em derivação (quatro bancos) e com capacitor série no meio da linha.....	71
Tabela 6.16: Ganho de tensão da linha não convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.	71
Tabela 6.17: Ganho de tensão da linha não convencional de 500 kV com compensação em derivação (quatro bancos) e com capacitor série no meio da linha.	72
Tabela 6.18: Reativo total no sistema de 500 kV com compensação reativa nos extremos da linha.	72
Tabela 6.19: Reativo total no sistema convencional de 500 kV com compensação em derivação (quatro bancos).	73
Tabela 6.20: Reativo total no sistema não convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos da linha.....	73
Tabela 6.21: Reativo total no sistema não convencional de 500 kV com compensação em derivação (quatro bancos).....	74
Tabela 6.22: Reatância longitudinal e compensação série no sistema de 500 kV a 60 Hz.	74
Tabela 6.23: Características dos condutores no sistema de 765 kV.....	76
Tabela 6.24: Características do cabo pára-raios no sistema de 765 kV.	76
Tabela 6.25: Parâmetros elétricos no sistema de 765 kV a 60 Hz.....	78
Tabela 6.26: Ganho de tensão da linha de 765 kV com compensação reativa nos extremos.....	79
Tabela 6.27: Ganho de tensão da linha de 765 kV com compensação em derivação (quatro bancos) e com capacitor série no meio da linha.	79

Tabela 6.28: Reativo total no sistema de 765 kV com compensação reativa nos extremos da linha.	80
Tabela 6.29: Reativo total no sistema de 765 kV com compensação em derivação (quatro bancos).	80
Tabela 6.30: Reatância longitudinal e compensação série no sistema de 765 kV a 60 Hz.	81
Tabela 7.1: Resultados de Isec e TTA para linhas sem compensação.	85
Tabela 7.2: Resultados da linha de 450 km e 345 kV convencional, com CSh nos extremos.	89
Tabela 7.3: Resultados da linha de 450 km e 500 kV convencional, com CSh nos extremos.	91
Tabela 7.4: Resultados da linha de 900 km e 500 kV convencional, com CSh nos extremos.	94
Tabela 7.5: Resultados da linha de 450 km e 765 kV convencional, com CSh nos extremos.	96
Tabela 7.6: Resultados da linha de 900 km e 765 kV convencional, com CSh nos extremos.	98
Tabela 7.7: Resultados da linha de 450 km e 500 kV não convencional, com CSh nos extremos.	101
Tabela 7.8: Resultados da linha de 900 km e 500 kV não convencional, com CSh nos extremos.	103
Tabela 7.9: Resultados da linha de 900 km e 500 kV convencional, com 4 reatores em derivação e 1 capacitor série.	106
Tabela 7.10: Resultados da linha de 900 km e 765 kV convencional, com 4 reatores em derivação e 1 capacitor série.	109
Tabela 7.11: Resultados da linha de 900 km e 500 kV não convencional, com 4 reatores em derivação e 1 capacitor série.	112
Tabela B.1: Fatores de correção para a linha de 500 kV convencional descrita no item 6.2.2 ...	141
Tabela B.2: Fator de correção e porcentagem de erro associado à compensação da admitância transversal da linha de 500 kV convencional descrita no item 6.2.2.	142
Tabela B.3: Comparação da impedância longitudinal e admitância transversal para a linha de 500 kV calculada como um circuito tipo “pi curto” e tipo “pi longo”.	143
Tabela B.4: Comparação do reativo em derivação para a linha de 500 kV calculada como circuito “pi curto” e “pi longo”.	144
Tabela C.1: Resultados da linha de 900 km e 500 kV convencional, com 3 reatores em derivação segundo a Figura C.1	146
Tabela C.2: Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com três bancos de compensação em derivação segundo a Figura C.1	147
Tabela C.3: Resultados da linha de 900 km e 500 kV não convencional, com 3 reatores em derivação segundo a Figura C.10	149
Tabela C.4: Ganho de tensão da linha não convencional de 500 kV com três bancos de compensação em derivação segundo a Figura C.10.	150
Tabela C.5: Resultados da linha de 900 km e 765 kV convencional, com 3 reatores em derivação segundo a Figura C.19	152
Tabela C.6: Ganho de tensão da linha convencional de 765 kV com três bancos de compensação em derivação segundo a Figura C.19	153

Capítulo 1

Introdução

A densidade de descargas atmosféricas, na maior parte do Brasil é superior a da Europa e da América do Norte e, também as características típicas do solo são desfavoráveis em muitas regiões do Brasil. Estas descargas elétricas provocam grandes sobretensões de origem atmosférica que são caracterizadas por uma frente de onda de alguns microssegundos a poucas dezenas de microssegundos liberando grandes correntes da ordem de dezenas de kiloampères. Uma sobretensão de qualquer outra origem, que tenha características de frente de onda similares àquelas utilizadas para a definição das sobretensões atmosféricas, também é classificada como sobretensão atmosférica [1].

A maior parte das faltas que ocorrem nos sistemas de potência são do tipo monofásica para terra com característica não permanente. As redes elétricas brasileiras são redes pouco malhadas, com a geração muito afastada dos centros de carga, com usinas de potência unitária elevada e longas distâncias de transmissão [2]. Para aumentar a confiabilidade de sistemas elétricos com as características do sistema brasileiro durante a ocorrência de defeitos monofásicos não

permanentes é necessário eliminar rapidamente o defeito, o que pode ser feito através das seguintes manobras:

- a) Abertura trifásica da linha, com um posterior religamento trifásico rápido.
- b) Abertura monofásica da linha, seguida de um religamento monofásico.

Como as linhas de transmissão existentes no SIN brasileiro são antigas, elas têm sido projetadas para uma eventual abertura e religamento tripolar no caso de defeitos no sistema, o que faz com que a linha fique isolada em seus dois extremos interrompendo a transmissão. Nas condições típicas da maior parte da rede brasileira de transmissão, a solução (a), por implicar numa abertura trifásica, pode originar uma perturbação relativa muito severa, com inerente efeito negativo na estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico, assim como na qualidade do fornecimento de energia e com risco de propagação do defeito (efeito do tipo “cascata”).

Devido às características da rede brasileira – pouco malhada e com longas distâncias de transmissão – existem dois obstáculos que podem causar a inviabilidade do religamento trifásico rápido, na maioria das condições.

- a) Não ter certeza que a estabilidade eletromecânica e/ou estabilidade de tensão seja assegurada, mesmo que o defeito tenha sido extinto durante a abertura trifásica, e/ou por ser necessário um tempo de abertura relativamente longo para evitar sobretensões elevadas na manobra de religamento.
- b) Existe risco de “propagação” do defeito através de efeito do tipo cascata, no caso de o defeito não ter sido extinto durante a abertura.

Conseqüentemente, tem sido avaliada para o SIN a possibilidade de efetuar a manobra monopolar com elevada probabilidade de extinção do defeito através do correto dimensionamento das linhas existentes, dos equipamentos associados às mesmas e das demais características da rede.

Como a maioria das faltas que ocorrem nos sistemas elétricos são monofásicas e temporárias, o religamento monopolar se trata de um importante recurso operacional no sentido

de melhorar a estabilidade e a confiabilidade dos sistemas elétricos, além de propiciar a redução de impactos torsionais sobre os rotores de turbogeradores [3].

Essencialmente, a manobra de abertura-religamento monofásico consiste em abrir somente a fase da linha afetada pela falta, nas duas extremidades, durante um intervalo de tempo tipicamente de 0,5 segundo a um segundo, sendo depois a fase religada. Naturalmente, deverá ser assegurada uma elevada probabilidade de extinção do curto-circuito durante a abertura monofásica, para que, após o religamento, a linha esteja em condições normais de operação, sem necessidade de abertura subsequente. Durante o período em que a fase sob falta estiver aberta, a linha estará somente com duas fases ligadas, transmitindo uma fração importante da potência que transmitiria em condições normais da linha, o que reduz a severidade da perturbação.

O religamento monopolar é então, em termos de estabilidade no gerador, o mais recomendado em comparação com o tripolar pelo fato de não interromper a transmissão porque as outras duas fases continuam transmitindo até 54% da energia [4,30]. Porém existe a possibilidade da não extinção do curto-circuito devido principalmente ao acoplamento capacitivo [5] entre as duas fases sãs e a fase com falta. Cabe assinalar que o acoplamento indutivo é muito menor e pode ser ignorado numa análise inicial.

Nos primeiros instantes da falta, enquanto a fase em que ocorreu o curto-circuito não for aberta, a corrente de arco, dita corrente primária, é normalmente elevada, da ordem de algumas dezenas de kA. Após a abertura dessa fase nos dois terminais a corrente de arco tende para um valor tipicamente reduzido, da ordem de $10 - 10^2$ A, condicionado pelo acoplamento eletromagnético entre as fases e pelo equipamento de compensação. Caso esta corrente chamada de corrente de arco secundário tenha um valor muito baixo, existe uma alta probabilidade de que a falta seja extinta e a fase em causa possa voltar a ser fechada num espaço de tempo curto. Imediatamente após a abertura, tem lugar um fenômeno transitório, amortecido, que é um dos condicionamentos do tempo de abertura monofásica necessário para ocorrer extinção do arco. A ocorrência de extinção do arco está associada, basicamente, a uma instabilidade do conjunto arco - rede (rede vista dos terminais do arco).

Se os sistemas de transmissão forem dimensionados de forma a assegurar que, no caso de defeito monofásico não permanente, haja probabilidade elevada de o mesmo ser eliminado com a

abertura monofásica da fase afetada durante um tempo curto (da ordem de 500 ms a 1 s), a perturbação do sistema será muito menor do que no caso de abertura trifásica, mesmo que de curta duração (de 1 a 2 s), e muitíssimo menor que no caso de abertura trifásica de longa duração (da ordem de minutos) [1].

Nos sistemas de linhas com comprimentos longos, a instalação de reatores em derivação produz uma redução na elevação de tensão na frequência fundamental devida ao Efeito Ferranti e, conseqüentemente uma redução nas sobretensões de manobras principalmente durante a energização. É possível dimensionar o reator de neutro destes reatores em derivação para minimizar e até eliminar o acoplamento capacitivo que mantém o arco secundário.

Para os casos de sistemas de transmissão de longa distância, é importante concentrar-se na definição básica de parâmetros específicos do sistema dentro de certas faixas, para assegurar um religamento monofásico com sucesso para faltas monofásicas não permanentes. A otimização conjunta dos parâmetros do sistema tem como conseqüência um melhor desempenho do mesmo. A avaliação é crítica quando soluções não convencionais são consideradas.

Ao longo desta pesquisa foi realizada uma extensa análise de sensibilidade do comportamento de diversos sistemas de transmissão frente à manobra monofásica. Para os sistemas que necessitam de compensação reativa foi identificado o valor de reator de neutro que resultou no menor valor de corrente de arco secundário e tensão entre seus terminais, o que implicou na redução ou eliminação do acoplamento capacitivo entre a fase com falta e as fases sãs. Nesta análise foi variado o local de aplicação de defeito ao longo da linha para determinar o local onde a falta era mais severa. A variação dos sistemas de transmissão consistiu no estudo de sistemas com diferentes níveis de tensão (até 750 kV) e diversos comprimentos (até 900 km). Todos os cálculos foram realizados com programas desenvolvidos no Matlab[®] 7.0.1, incluindo o cálculo dos parâmetros elétricos das linhas em estudo.

O presente texto está dividido em oito capítulos, o primeiro capítulo descreve a introdução geral do trabalho. A seguir apresenta-se uma descrição dos demais capítulos.

No capítulo 2 apresenta-se a revisão bibliográfica realizada, especificamente os estudos com respeito ao problema de extinção do arco secundário, os principais modelos de arco, e pesquisas

referentes a esse tema. Após ter entendido o fenômeno arco elétrico, revisamos as pesquisas relacionadas à redução do acoplamento eletromagnético para casos de defeitos monofásicos para terra em linhas que necessitam de compensação reativa.

No capítulo 3 analisamos as manobras de religamento trifásico e monofásico, suas conseqüências, vantagens e desvantagens, os fenômenos envolvidos, assim como a interação com o sistema, e posteriormente a interação com o arco.

No capítulo 4 estabelecemos as pautas que vão dar um entendimento do fenômeno Arco Elétrico e sua extinção, fatores que implicam em ocorrência, os fenômenos físicos envolvidos, os modelos de representação do arco e uma análise de extinção do arco secundário e a tensão entre os seus terminais [6,7].

No capítulo 5 descrevemos os elementos que compõem os sistemas em estudo através de sua representação por quadripolos [8]. Apresentamos a representação particular de cada elemento do sistema, incluindo a representação da falta monofásica ao longo da linha.

No capítulo 6 são descritos todos os sistemas que foram simulados, cada sistema teve seu próprio cálculo de parâmetros elétricos obtidos de acordo com as características dos seus cabos condutores e cabos pára-raios [9]. Fazemos um cálculo do ganho de tensão e do montante de reativo em derivação para compensar as linhas. Nas linhas mais longas estabelecemos compensar 50 % da impedância longitudinal através de um capacitor série. Este nível de compensação é um valor típico em algumas linhas reais do SIN.

No capítulo 7 apresentamos os resultados da análise de sensibilidade realizada. Em alguns casos a corrente de arco secundário não atingiu valores considerados adequados para a extinção do arco secundário. De acordo com esta análise avaliamos cada caso, mostrando os resultados da corrente de arco secundário em função da relação de fator de aterramento (impedância não homopolar / impedância homopolar), e em função do local de falta ao longo da linha.

O capítulo 8 apresenta, de acordo com os resultados obtidos nos capítulos anteriores, as conclusões da pesquisa.

O texto é constituído também por três apêndices que ajudam na compreensão geral do trabalho e que foram dispostos de maneira a acrescentar informação aos temas relacionados.

O apêndice A apresenta as considerações para o cálculo dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão, muito importante para o início de nossa avaliação, porque cada sistema de transmissão possui diferentes características, como geometria das torres, as configurações dos cabos, resistividade do solo, dentre outros.

No apêndice B fazemos uma avaliação da compensação em uma linha de transmissão, tendo duas considerações com relação à representação de linhas longas, também comparamos a compensação reativa em ambas as representações e avaliamos os erros associados.

No Apêndice C é apresentada outra hipótese de compensação reativa transversal para linhas de transmissão de 900 km.

Como resultado de nossa pesquisa, foram apresentados os seguintes trabalhos:

- 1) M.E.Zevallos, M.C.Tavares; “Arco Secundário.- Análise do Fenômeno de Extinção”; 1er Encontro de Ciência e Tecnologia dos Estudantes Latino-americanos da Unicamp” ; Campinas – Brasil; novembro 2005.
- 2) M.E.Zevallos, M.C.Tavares; “Análise de Sensibilidade das Máximas Correntes de Arco Secundário para diferentes Linhas de Transmissão”; 7º SISPOT; Campinas – Brasil; março 2007.
- 3) M.E.Zevallos, M.C.Tavares; “Probabilidad de Maniobra Monofásica exitosa para diferentes Líneas de Transmisión en EHV minimizando la Corriente de Arco Secundario”; XVII Congreso Nacional de Ing. Mecánica, Eléctrica, Electrónica y Ramas Afines (CONIMERA); Lima – Perú; julho 2007 (aceito).

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

OS estudos do comportamento do arco elétrico e da manobra monofásica constituem dois pontos fundamentais para o entendimento da análise feita no nosso trabalho. As pesquisas que foram desenvolvidas indicam a importância de representar o fenômeno arco elétrico e, por conseguinte, da manobra monofásica com o objetivo de avaliar a sua extinção.

A representação de um modelo matemático de arco elétrico foi motivo do início de muitos grupos de trabalho há mais de 70 anos, formado por associações científicas, fabricantes de disjuntores e institutos de provas [10]. Até hoje, estabelecer a teoria do comportamento do arco nas condições da extinção é matéria de pesquisa principalmente para identificar a região da instabilidade do arco, que pode causar interrupção prematura e sobretensões indesejáveis.

Portela [11] apresenta estudos sobre as pequenas correntes nas manobras de interrupção. O método apresentado permite analisar as principais conseqüências que ocasionam estas pequenas correntes nas manobras, levando em consideração o comportamento do sistema e do arco no disjuntor. Foram considerados dois tipos de enfoque: um enfoque analítico em relação ao

comportamento da interação entre arco e o sistema; e um enfoque computacional com a representação de disjuntores do sistema através de métodos de simulação.

Em [12], os autores analisam os fenômenos físicos relacionados com os processos da descarga disruptiva nos isoladores poluídos. Elaboram um modelo matemático que representa a ignição e extinção do arco utilizando como base à equação de Mayr. A propagação do arco foi baseada no aumento da desionização da coluna de plasma. Os resultados experimentais e a representação do modelo mostraram concordância.

Em [13], os autores afirmam que o comportamento dinâmico dos arcos não pode ser adequadamente representado por modelos comuns com só uma constante de tempo, já que ao menos duas constantes de tempo são envolvidas. O modelo proposto é comparado com o modelo mais comum mostrando maior precisão nas simulações de arco. Através de um exemplo de aplicação mostram as diferenças entre os dois modelos e ressaltam como o seu modelo pode ajudar na avaliação dos limites da auto-extinção do arco. Esses limites são importantes para a escolha adequada dos reatores de compensação reativa, a operação de religamento com sucesso, critérios de aterramento de neutro, seleção da proteção e coordenação de isolamento.

Em [14], os autores modelam o plasma térmico a pressão atmosférica com o objetivo de calcular arcos de grande energia. Para suas equações básicas tomam como referência os termos de fontes eletromagnéticas em predição de fluxos de plasma térmico laminar. Assumem um equilíbrio térmico para obter um modelo de dupla temperatura aplicado à predição de colunas de arco de argônio usando equações de desequilíbrio a fim de obter condições de contorno adequadas.

Em [15], se descreve um modelo de simulação do arco secundário através do programa EMTP, baseado no modelo matemático desenvolvido por A.T. Johns. Os resultados da simulação são comparados com seus resultados de testes de campo e apresentam boas semelhanças entre si. O modelo de A.T. Johns associa o fenômeno arco secundário com o processo de religamento monopolar em linhas de transmissão.

Em [16], é feito um estudo dos efeitos do arco secundário em um sistema de transmissão híbrido AC/DC. Utiliza-se uma simplificação do modelo de arco secundário feita por A.T. Johns

modelada em EMTP. São pesquisados os fatores que afetam a duração do arco secundário em condições de equilíbrio e desequilíbrio para o circuito AC.

Em [17] os autores asseguram que o comportamento dinâmico do arco é representado como uma resistência variando no tempo para resolver uma equação diferencial da condutância do arco baseada no balanço de energia sob a coluna de arco. Utilizam o Models, que é uma linguagem de simulação integrada no EMTP-ATP para descrever o arco dinâmico. A variação quase aleatória dos parâmetros do arco influencia significativamente no desempenho do arco durante o auto-religamento monofásico e dificulta a exata reprodução da duração do arco na simulação digital. Dependendo da variação dos parâmetros do arco, certos efeitos de interação com o sistema de transmissão são observados. Testes de campo sob linhas reais são muito úteis para verificar as simulações numéricas do arco e para entender o fenômeno.

Em [18], os autores apresentam um modelo computacional do arco secundário implementado no EMTP, onde simulam uma linha de 765 kV para estimar o tempo de extinção do arco, a corrente de arco e a tensão de restabelecimento. Consideram um reator de neutro de 500 ohms que resulta no menor tempo de extinção do arco. Os seus resultados são comparados com medições de campo, mas concluem que a natureza estatística do arco secundário é prejudicial para seu cálculo devido à dependência de fatores ambientais, que são estatísticos.

Em [19], os autores fazem um estudo das características de extinção forçada do arco secundário através de HSGS em Linhas de Transmissão de UHV (classe 1000 kV). Comparam os tempos de extinção do arco secundário através de HSGS com os tempos de auto-extinção do mesmo. Medem as características dos arcos iniciados em gaps (isoladores) de 6 metros. Já em [20] os autores estudam a adaptação dos HSGS sob uma linha de transmissão de 765 kV na Coreia.

Em [21] é apresentada uma metodologia que permite corrigir os tempos de extinção do arco secundário, considerando as características do sistema de transmissão analisado. Isto é conseguido mediante a análise estatística das características de potência e energia do arco secundário para sistemas de transmissão de diferentes níveis de tensão.

Em [22] os autores apresentam um estudo da sensibilidade da tensão, frequência e distância entre fases do sistema em estudo, com o objetivo de ponderar sua influência no tempo de extinção do arco secundário. Os resultados podem contribuir a reduzir os níveis de incerteza que existem normalmente para estimar os tempos de extinção do arco secundário.

Os Sistemas de Transmissão de grande porte são capazes de transmitir grandes blocos de potência elétrica da ordem de milhares de MW como consequência da alta demanda de energia elétrica e da extensão dos sistemas. Estas linhas de transmissão operam com tensões muito elevadas, e têm a função de transportar energia entre os centros de produção e os centros de consumo, assim como interligar centros de produção e sistemas independentes.

Nestes modernos sistemas de energia suficientemente equilibrados, surge uma elevação da tensão no terminal receptor em condições de carga leve em regime permanente, este fenômeno também conhecido como Efeito Ferranti pode ser reduzido através da compensação reativa. O objetivo desta compensação é mudar as características elétricas naturais da linha através de reatores conectados em derivação.

Para reduzir a amplitude da corrente de arco secundário e a tensão nos terminais do arco como consequência de defeitos monofásicos para terra, utiliza-se o esquema de conexão dos reatores em derivação aterrando o neutro através de uma impedância denominada “impedância de neutro”. Se o reator de neutro for adequadamente escolhido é possível minimizar o acoplamento capacitivo entre as fases do sistema de transmissão.

Para uma correta expansão de um sistema de transmissão são feitos estudos de transitórios [23] que podem apresentar-se nos casos de algumas manobras. Desta maneira, para conseguir uma maior confiabilidade do sistema é recomendável a otimização dos parâmetros dos sistemas de transmissão [24], como por exemplo, do reator de neutro no banco de compensação de reatores em derivação.

Kimbark [25] apresenta um esquema de conexões de reatores indutivos em derivação iguais e opostas às reatâncias capacitivas. Esta associação de reatores indutivos neutraliza a reatância capacitiva originada pelo acoplamento mútuo entre as fases sãs e a fase com falta monofásica para terra.

Em [26], os autores apresentam um método para neutralizar o efeito do acoplamento capacitivo, adicionando um capacitor conectado em cada pólo do disjuntor usado para interromper a linha de transmissão. Nas discussões do artigo é avaliado o problema do custo que implica adicionar um novo dispositivo, apesar dos bons resultados obtidos.

Em [27], os autores apresentam um esquema de compensação através do reator de quatro pernas modificado para uma manobra monofásica de uma linha não transposta. O novo esquema junto com o reator de quatro pernas simples reduz a corrente de arco secundário e a tensão de restabelecimento. A manobra do reator de quatro pernas é coordenada com a abertura da linha.

Em [28], os autores apresentam e analisam esquemas monofásicos de compensação para linhas de transmissão em EHV não transpostas com um, dois ou três bancos de reatores em derivação. Para este propósito são utilizados bancos de reatores em derivação de quatro pernas simples e modificados. Apresenta-se também um método para otimizar os valores do reator de neutro com o objetivo de minimizar a corrente de arco secundário para diferentes arranjos dos reatores de quatro pernas simples e modificados.

Em [29], os autores apresentam testes da abertura monofásica para uma linha de 765 kV para determinar o tempo de extinção da corrente de arco secundário em circuitos com variação do grau de compensação reativa. Os testes de extinção não excedem os 0,75 s com valores de amplitude da corrente de arco secundário acima de 58 A eficaz e TRT menores do que 333 kV eficazes. Um caso de arco secundário com amplitude 86 A eficaz não se extinguiu em dois segundos. Este modelo pode ser mais adequado a casos onde o sistema possa causar ressonância através dos harmônicos gerados pelo arco.

Em [30], o autor analisa uma linha trifásica de EHV em circuito duplo para melhorar sua estabilidade, confiabilidade e proteção, utilizando um comutador de pólo seletivo. Neste trabalho se utilizam três bancos capacitores e nove reatores, todos em derivação para neutralizar o acoplamento capacitivo que tende a manter o arco secundário.

Em [31], apresenta-se um método para medir a corrente de arco secundário em uma linha de transmissão de circuito duplo utilizando a manobra monofásica. O modelo desenvolvido para uma linha de circuito duplo considera o acoplamento mútuo entre os dois circuitos individuais.

Ambos os circuitos são representados com parâmetros distribuídos dependentes da frequência. Analisam uma linha de circuito duplo típica de 400 kV avaliando a corrente de arco secundário para configurações da linha não transposta e linha transposta.

Em [32], analisa-se a influência da impedância equivalente no ponto de falta através do theorem de Thevenin, em linhas sem compensação reativa, e com compensação. Comparam-se a influência das indutâncias e capacitâncias nos circuitos Thevenin, para conseguir uma menor amplitude da corrente de arco secundário. Resumindo, para linhas usando HSGS, a resistência equivalente de arco secundário tem mais influência sobre a amplitude do arco, então é menos favorável que em linhas sem ou com compensação em derivação.

Em [33], implementa-se uma técnica para diferenciar a alta corrente de entrada gerada durante a energização da linha sem falta e a corrente gerada para manobra de energização de uma linha com falta em linhas de EHV/UHV. A técnica digital em tempo real é baseada num processador de sinal digital para suprir o esquema de proteção principal. A técnica recebe sinais de corrente depois da abertura e sinais de tensão como uma referência antes do religamento.

Em [34] é apresentada uma metodologia estatística para avaliar o risco dos esquemas de manobra monofásica baseado no uso de uma família de arco secundário, características de re-ignição da tensão e uma curva da distribuição da probabilidade atribuída a elas. A técnica proposta apresenta uma avaliação estatística do comportamento da corrente residual, permitindo o cálculo da probabilidade de extinção do arco secundário como uma função do tempo e a quantificação do risco associado ao ajuste do relé de tempo para diferentes religamentos.

Em [35], expõe-se um material que ajuda na aplicação uniforme e efetiva do auto-religamento monofásico rápido de linhas de transmissão. A abordagem inclui os benefícios da aplicação, as técnicas de retransmissão, desempenho e estatísticas; assim como a estabilidade do sistema, auto-religamento monofásico rápido, métodos de extinção do arco secundário e requerimentos do sistema analisado.

Em [36], os autores comparam o desempenho do auto-religamento monofásico convencional e o auto-religamento monofásico adaptativo para faltas não permanentes e faltas permanentes. Eles asseguram que o auto-religamento monofásico adaptativo tem muitas vantagens em

comparação com o SPAR convencional. No caso de faltas não permanentes o tempo de extinção do arco secundário pode ser determinado com mais precisão; e no caso de faltas permanentes pode-se evitar o religamento do disjuntor com a falta mantida.

Em [37], os autores apresentam um novo conceito baseado no controle do tempo morto no auto-religamento monofásico adaptativo, testado para o caso de um sistema de 765 kV. O problema da adoção de intervalos de tempo morto fixo para técnicas de auto-religamento trifásico e monofásico foi a motivação dos autores para a apresentação deste trabalho.

Em [38], propõe-se o religamento monofásico adaptativo, proposta que admite a adaptabilidade da manobra determinando que, caso o tempo da ionização do ar no ponto de falta seja reduzido pode-se acelerar o religamento da fase com falta. Por outro lado, se esse tempo for demasiadamente longo, propõe-se a abertura das fases sãs e o bloqueio do religamento automático da linha de transmissão.

Capítulo 3

Estudo das Manobras de Abertura Trifásica e Monofásica

Os informes estatísticos de linhas de transmissão indicam uma apreciável diferença entre a maioria de defeitos monofásicos para terra (de caráter não permanente) e uma menor porcentagem dos outros tipos de defeitos, especificamente falta bifásica, bifásica para terra, falta trifásica, trifásica para terra. A manobra de abertura monofásica é muito importante, levando-se em conta as características da rede brasileira, composta por um grande número de linhas longas e pouco malhadas [2], porém é comum utilizar a manobra de abertura trifásica das linhas para casos de distúrbios monofásicos para terra, mesmo com a possibilidade de ocasionar um risco na estabilidade do sistema elétrico.

Pela ausência de informações precisas, até hoje não há consenso no setor elétrico quanto às formas de análise dos fenômenos envolvidos na manobra monofásica. Essa imprecisão acaba resultando em generalizações de resultados ou simplificações não pertinentes ou injustificadas.

3.1 Manobra Trifásica

A eliminação de defeito monofásico através da abertura trifásica do trecho sob falta é a manobra de uso generalizado pela grande maioria das concessionárias brasileiras no SIN atual; apesar disto a manobra trifásica 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.

As sobretensões ocasionadas pelo religamento trifásico podem ter valores de 3,5 até 3,8 p.u. [39], 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 [23,32] de religamento, então não poderá ser tão longo a ponto de implicar na perda de sincronismo entre as unidades geradoras ou sistemas interligados pela linha de transmissão.

Quando a alimentação da falta é eliminada, a linha permanece com uma carga residual em forma de tensão constante se a linha for não compensada, ou tensão alternada no caso de linha compensada, com uma frequência definida pela resposta da linha mais compensação. Esta carga residual não é igual em todas as três fases. A carga residual diminuirá exponencialmente com uma constante de amortecimento que varia segundo as características do sistema e as condições ambientais, chegando a demorar vários minutos antes de se descarregar completamente.

A Figura 3.1 descreve um esquema equivalente da manobra trifásica onde:

- X_C , X_B , X_A , R_C , R_B e R_A ; compõem as impedâncias equivalentes de Thevenin para cada fase na unidade de geração.
- U_C , U_B e U_A ; é a representação das tensões equivalentes das unidades de geração.
- S1 e S2; são os disjuntores trifásicos.
- L é o comprimento total da linha.

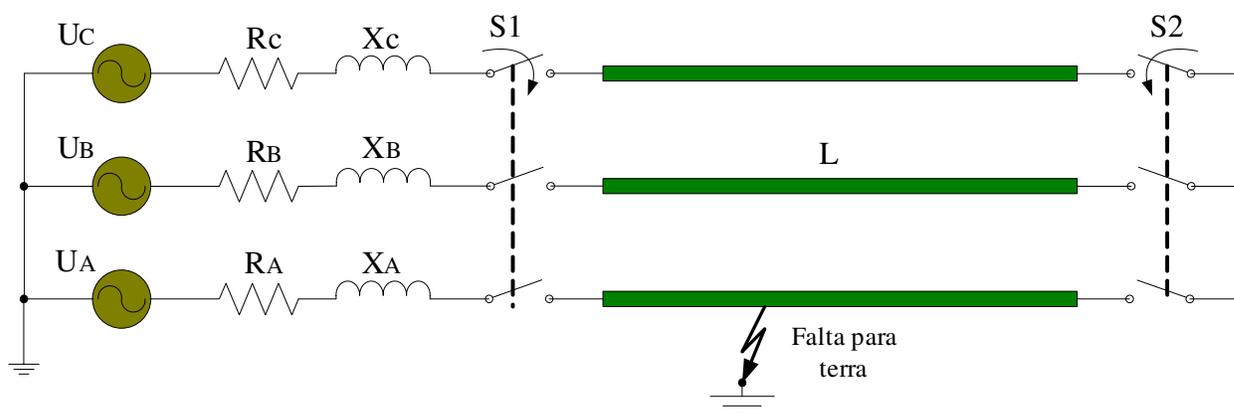


Figura 3.1 Circuito equivalente em uma manobra de religamento trifásico.

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 seqüência da abertura trifásica [1], devendo ser considerado também o atraso de um pólo. Os valores numéricos da carga residual apresentam uma forte dependência da relação entre as capacitâncias de seqüência positiva e seqüência zero 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). O arco que se estabelece após a abertura trifásica é amortecido e existirá enquanto a carga do trecho aberto existir. No caso de linha compensada, a freqüência do arco senoidal será definida pelo conjunto linha e compensação. Apesar de existir após a abertura da linha este arco não é denominado arco secundário porque entende-se por arco secundário o arco alimentado pelo acoplamento entre as fases sãs e a fase aberta da linha, sendo este senoidal com freqüência igual a do sistema.

3.2 Manobra Monofásica.

A manobra monofásica consiste na abertura e posterior religamento somente dos disjuntores das extremidades da fase sob falta após a ocorrência de um defeito monofásico em uma linha de transmissão. Durante a abertura de uma fase da linha de transmissão trifásica ainda é possível

transportar 54 % da potência pré-falta pelas duas fases sãs. Esta é a principal vantagem do religamento monofásico sob o trifásico em termos de resposta dinâmica; adicionalmente e não menos importante, o religamento monofásico contribui para reduzir o impacto torsional sob os rotores dos geradores [3]. (Figura 3.2).

No instante de abertura dos disjuntores, a corrente de curto-circuito (arco primário) se transforma em uma corrente de menor amplitude (arco secundário), e que deverá estar extinta antes do religamento. O grande problema é definir o tempo de religamento associado ao período necessário à extinção do arco secundário, que depende das características de restabelecimento dielétrico das características do ar na região de formação do arco.

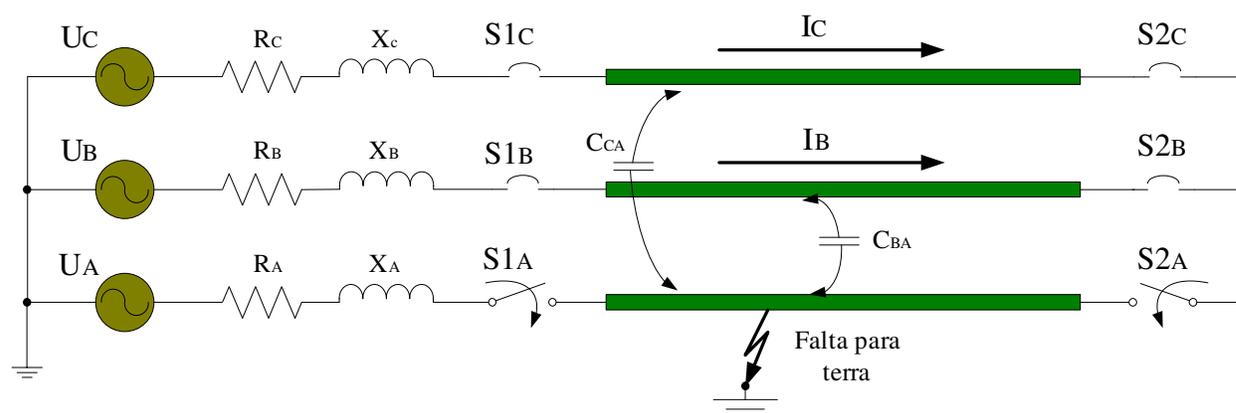


Figura 3.2 Circuito equivalente em uma manobra de religamento monofásico.

A corrente de arco secundário é sustentada pelo acoplamento mútuo da fase com falta e as fases sãs, ou seja, está associada ao fenômeno de indução que existe entre fases uma vez que as fases sãs têm tensão e corrente não nulas (Figura 3.2). Existem métodos que ajudam à supressão do arco secundário: neutralizam-se as capacitâncias entre fases através de um reator com valor igual (sinal oposto) entre o neutro do banco de reator em derivação e terra [22], outro método importante é o uso de chaves de aterramento de alta velocidade instaladas nos terminais de cada fase da linha [16,17]. Estes métodos são descritos com maior detalhe no item 3.3.

Na Figura 3.2, C_{CA} é a capacitância mútua entre a fase C e a fase A com falta para terra, C_{BA} é a capacitância mútua entre a fase B e a fase A com falta, os disjuntores $S1_B$, $S1_C$, $S2_B$ e $S2_C$ são disjuntores que permanecem fechados durante a falta na fase A. $S1_A$ e $S2_A$ são os disjuntores que

abrem durante o defeito monofásico na fase A. I_C e I_B são as correntes que continuam fluindo nas fases C e B respectivamente.

Após a abertura monofásica da fase sob falta a corrente que flui pelo arco passa de 10 kA a 10^2 A. O arco passa a ser alimentado somente pelo acoplamento das fases sãs, sendo a corrente senoidal de frequência igual a do sistema.

Utilizando técnicas computacionais e métodos de função de transferência aplicados a parâmetros de transmissão, pode-se obter a resposta do sistema até o tempo no qual o arco secundário se estabelece. Nos capítulos posteriores se descreve com mais detalhe as técnicas computacionais e métodos utilizados para obtenção da resposta fundamental do arco secundário.

As correntes de curto-circuito (arco primário) têm valores muito elevados, então a representação da sua impedância típica, em comparação com os valores das impedâncias que representam os acoplamentos que alimentam a falta, é muito baixa, da ordem de 10^0 ohms ou valores inferiores, tendo em conta seu comportamento não linear. Já, para a corrente de arco secundário que tem característica não linear e cujos valores não ultrapassam algumas dezenas de amperes, a resistência de arco secundário [33] varia de poucos ohms ($10^0 \Omega$) no início do fenômeno a $10^3 \Omega$ próximo a região de instabilidade e extinção.

Na bibliografia encontramos estudos da manobra monofásica em linhas de circuito duplo e linhas não transpostas [24,25,26], mas que no presente trabalho não foram analisadas.

3.2.1 Análise em Regime Permanente.

Efetuamos uma extensa análise em regime permanente onde avaliamos as características de tensão entre os terminais do arco e de corrente de arco secundário na fase aberta. Após identificar a localização do pior ponto de defeito, efetuamos a medição da corrente de arco secundário induzido pelo sistema. Uma baixa corrente nesta situação indica uma alta probabilidade de ocorrer a auto-extinção do arco secundário, sem necessidade de posteriores estudos sob o comportamento do arco. Para nossos casos de AT e EAT em regime permanente, os valores de referência para a extinção do arco são valores até 50 A eficazes. Correntes elevadas, ou seja,

acima de 100 A eficazes, incorrem em risco de não se produzir extinção do arco, em um período curto, entre 0,5 s e 1 s [30,34,35].

No caso de linhas com compensação em derivação, analisamos 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 [37,38].

3.2.2 Análise no Domínio do Tempo.

Para analisar a manobra no domínio do tempo é preciso que seja desenvolvido um modelo mais preciso da representação do arco elétrico. Infelizmente ainda não foi desenvolvido um modelo de arco adequado para análise da interação arco-rede.

O tempo mínimo necessário para o arco secundário extinguir-se chama-se de tempo morto, 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 microsegundo (μs).

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, o EMTP e o PSCAD. Entre os programas de cálculo utilizados temos o Matlab e o Mathematica. Na verdade, independentemente do instrumento a utilizar, a modelagem dos elementos de representação da manobra devem ser corretos, principalmente os elementos que compõem o circuito de representação do arco secundário e do comportamento da rede elétrica.

3.3 Métodos para Garantir uma Manobra Monofásica com Sucesso.

Nas linhas de alta tensão e extra alta tensão, de comprimento longo, pode ser que não aconteça a auto-extinção do arco secundário de maneira natural. É necessário então adotar medidas em relação ao sistema de transmissão analisado que altere as componentes homopolares e componentes não homopolares dos conjuntos linha mais compensação. Na continuação citamos algumas soluções para a extinção do arco secundário, dando ênfase no aproveitamento dos bancos de compensação em derivação cujo reator de neutro se torna um elemento importante de nosso estudo.

3.3.1 Chaves de Aterramento Rápido (HSGS).

É um dispositivo empregado principalmente quando não existe compensação em derivação. Estudos mostram que se for instalada só em um lado da linha não causaria impacto positivo no tempo de extinção do arco, mas se duas chaves forem instaladas em ambos os lados da linha de transmissão ocorre uma redução significativa da corrente de arco secundário, porém é necessário efetuar uma análise econômica para avaliar a viabilidade do método. O circuito apresentado na Figura 3.3 descreve o funcionamento das chaves HSGS [16,17]. Supondo que exista uma falta entre a fase A e a terra, e os disjuntores S_{1A} e S_{2A} de ambos os lados da fase abrem para eliminar o curto (arco primário); uma corrente de arco secundário é mantida pelos acoplamentos C_{BA} e C_{CA} , nesse momento a primeira chave HSGS é fechada formando um circuito estabelecido através da trajetória de arco e a chave. Quando a outra chave HSGS é fechada, a corrente de arco secundário passa a fluir pelas chaves que têm uma impedância menor que o arco secundário fazendo com que a corrente no arco secundário seja cancelada.

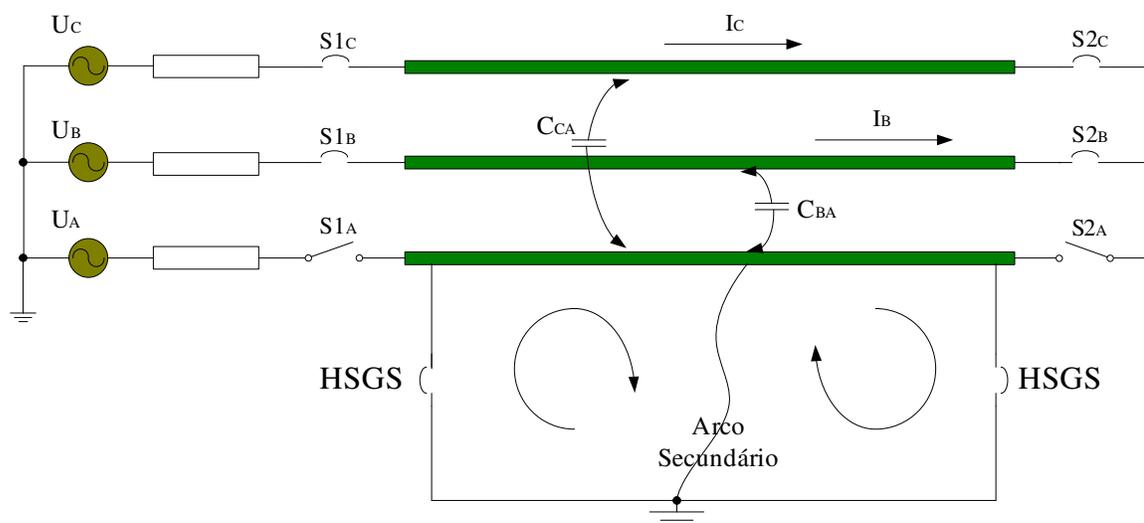


Figura 3.3 Uso de HSGS para eliminar a corrente de arco secundário.

3.3.2 Reator de Neutro.

A causa principal da manutenção da corrente de arco secundário é a alimentação da fase aberta através do acoplamento capacitivo com as outras duas fases sãs. Um esquema de associação de reator de neutro visa neutralizar a capacitância mútua entre fases.

Como o arco secundário é um fenômeno a frequência fundamental a linha foi suposta idealmente transposta, sendo, portanto, a capacitância própria (C_p) igual à média das capacitâncias próprias de cada fase e a capacitância mútua (C_m) igual à média das capacitâncias mútuas entre as fases.

O esquema de capacitâncias entre fases pode ser analisado de acordo com a Figura 3.4, onde C_p é a “capacitância própria de cada fase” e C_m é a “capacitância mútua entre fases”. Para neutralizar a capacitância C_m entre fases, ou seja, a diferença entre a capacitância de seqüência positiva e de seqüência zero, pode-se associar os reatores que vão mitigar e até eliminar o acoplamento transversal [22] que mantém a corrente de arco secundário nos casos de falta monofásica para terra.

$$C_m = \frac{C_1 - C_0}{3}$$

$$C_p = \frac{C_0 + 2C_1}{3}$$

C_1 = capacitância de seqüência positiva.

C_0 = capacitância de seqüência zero.

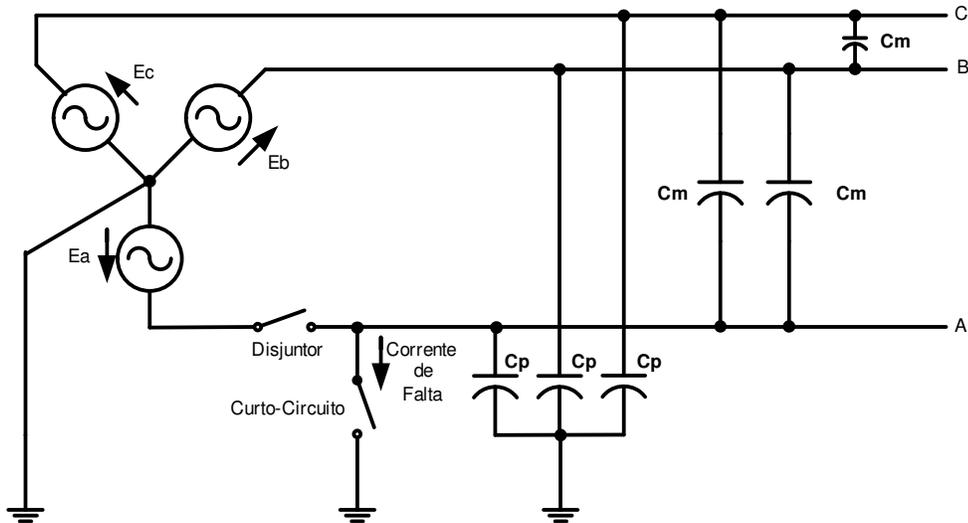


Figura 3.4 Representação trifásica das capacitâncias de uma linha de transmissão.

A maioria das linhas de EAT necessita de banco de reatores em derivação para reduzir o Efeito Ferranti que surge em linhas em vazio ou com carga leve. Então é conveniente otimizar essas compensações para reduzir os valores sustentados dos arcos secundários nos casos de faltas monofásicas para terra, com um custo adicional moderado.

No esquema da associação de reatores em derivação (reator de quatro pernas) [22] da Figura 3.5, os três reatores principais (de fase) têm iguais valores e são definidos para reduzir o Efeito Ferranti.

Pode-se adicionar um quarto reator conectado entre o neutro do banco de reatores e a terra, chamado de “reator de neutro”. Por este reator flui corrente somente durante a ocorrência de algum desequilíbrio envolvendo a terra.

O banco de reator de quatro pernas pode ser representado através de suas reatâncias homopolar (X_0) e não homopolar (X_1), sendo:

$$X_1 = X_f$$

$$X_0 = X_f + 3X_n$$

Ou através das reatâncias próprias (X_p) e mútuas (X_m) dadas por:

$$X_m = \frac{X_1 - X_0}{3}$$

$$X_p = \frac{X_0 + 2X_1}{3}$$

Escolhendo adequadamente X_n é possível obter uma reatância mútua que anule ou minimize o acoplamento capacitivo, ou seja,

$$|X_m| = \left| \frac{1}{\omega C_m} \right|,$$

$$\omega = 2\pi f$$

$f \rightarrow$ frequência fundamental [Hz].

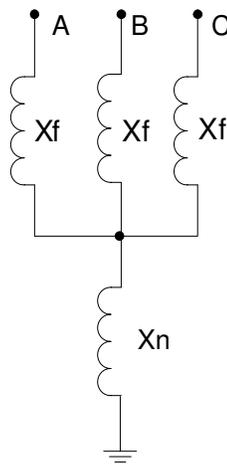


Figura 3.5 Esquema de conexão de reatores em derivação com 4 pernas.

Capítulo 4

Compreensão do Fenômeno Arco Elétrico.

O Arco Elétrico é o fenômeno principal no processo de interrupção da corrente nos disjuntores de alta tensão [40] e, portanto o objeto central de pesquisas de desenvolvimento e otimização destes equipamentos. Os disjuntores de alta tensão (Power Circuit Breakers) são chaves ou dispositivos de manobra com capacidade para atuar frente às diversas solicitações que ocorrem quando do desligamento de equipamento ou partes do sistema elétrico em estado normal de funcionamento, ou sob condições de curto-circuito [1]. Eles devem ser capazes de interromper as correntes de curto-circuito, e também suportar as correntes que surgem quando, em manobra de fechamento, estabelece-se o curto-circuito.

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 de:

- A natureza e pressão do meio ambiente onde se induzem os arcos.
- A presença de agentes ionizantes ou desionizantes.
- A tensão entre os contatos e sua variação no tempo.

- A forma, separação e estrutura química dos contatos.
- A forma e composição do meio onde se produz o arco.
- Sistema de extinção do arco.

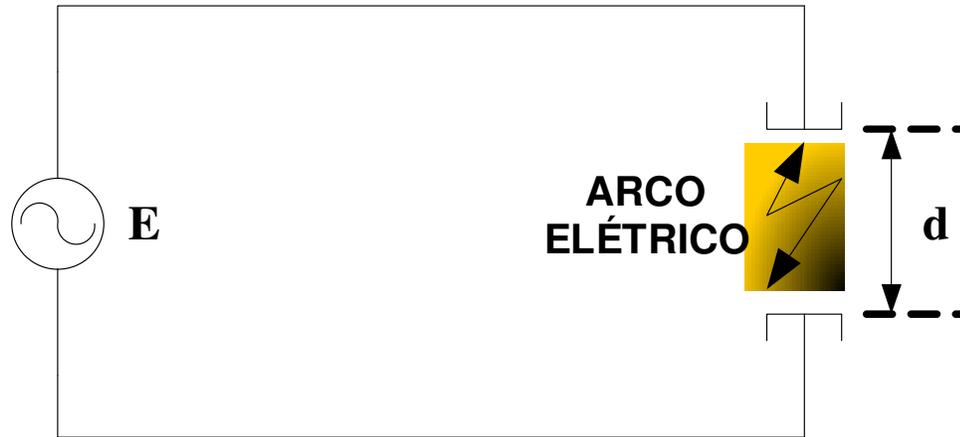


Figura 4.1: Influência do campo elétrico E/d para formação do arco elétrico (d =comprimento)

No caso de curto-circuitos, os arcos elétricos formam-se sob altas correntes que se originam em sua maioria por sobretensões resultantes de descargas atmosféricas ou manobras no sistema. Estes arcos elétricos para fins de estudo podem ser classificados de maneira genérica em arcos de caráter aleatório e arcos associados a aplicações específicas. Os arcos de caráter aleatório são aqueles relacionados a fenômenos naturais, podendo acarretar contingências com grande risco para o sistema. Como exemplos podem-se citar as descargas atmosféricas, descargas no ar para a terra ou entre fases (devido às sobretensões ou perda de isolamento em cadeias de isoladores por contaminação, por exemplo), ou seja, arcos cuja manifestação está associada a valores estatísticos.

Os arcos associados a aplicações específicas podem ser ilustrados por aqueles presentes na manobra ou atuação de dispositivos, tais como, disjuntores, centelhadores, pára-raios com “gap”, válvulas de mercúrio, lâmpadas de descargas em gases, eletrodos de fornos elétricos, etc.

Embora os arcos de potência que precedem o arco secundário estejam associados a fenômenos cujos parâmetros apresentam alto grau de aleatoriedade, a análise do arco secundário se dá de forma semelhante aos arcos associados a aplicações específicas, uma vez que sua ocorrência está associada a um tipo de manobra definida. A aleatoriedade de determinados

parâmetros que influenciam o comportamento do arco poderá adicionar ainda um tratamento estatístico na análise de seu comportamento. Entretanto, a incorporação de tais efeitos não influencia significativamente a análise quanto à extinção do arco secundário, uma vez que determinados fatores de caráter predominantemente determinísticos acabam por predominar na caracterização do comportamento do arco secundário, como por exemplo, a interação arco-rede.

4.1 Propriedades Físicas do Arco Elétrico.

4.1.1 Fenômenos de Ionização e Recombinação.

O arco elétrico é uma descarga auto-sustentada que tem uma pequena queda de tensão capaz de suportar grandes correntes. Teoricamente é suposto que um arco não poderá ser mantido com uma tensão menor que o potencial de ionização mínimo do meio em que o arco se estabelece. Porém foi demonstrado experimentalmente que o arco pode ser mantido com uma tensão consideravelmente mais baixa que o potencial de ionização.

A ionização é o fenômeno de excitação de átomos através do impacto dos elétrons; o impacto de um íon positivo, ou absorção de um quantum de energia radiante, ou gás pode chegar a aquecer ou ionizar termicamente os átomos pela colisão de átomos neutros. A eficiência da ionização dos elétrons depende de sua energia. Elétrons em movimentação lenta não produzem energia. A ionização térmica é um termo geral aplicado à ação ionizante de colisões moleculares, radiação e colisões de elétrons acontecidos em gases de alta temperatura [41].

A geração do arco deve-se à ionização do meio, fazendo-o condutor, o que facilita a circulação de corrente. A presença de íons se origina pela decomposição das moléculas que conformam o meio, produto de colisões entre estes e os elétrons trazidos pela corrente. Pode-se dizer que a emissão de elétrons deve-se às seguintes causas:

- Aumento da temperatura, originando uma emissão termoiônica de elétrons.
- Presença de um alto gradiente de tensão, responsável pela emissão de elétrons por efeito de campo.

A emissão termoiônica de elétrons se produz pelo aumento na resistência e na densidade de corrente. Da mesma forma, o alto gradiente de potencial origina um processo de emissão de

elétrons por efeito de campo elétrico. Estes elétrons com alta energia chocam-se com as moléculas do meio, produzindo uma reação química endotérmica ou exotérmica. A energia calórica desenvolvida durante o arco é altamente destrutiva e pode se calcular por meio da equação 4.1.

$$W_e = \int_0^t i(t)e_b(t)dt \quad (4.1)$$

Onde:

W_e - Energia liberada pelo arco, durante o tempo t .

$i(t)$ - Valor instantâneo da corrente em função de t .

$e_b(t)$ - Queda de tensão através do arco em função de t .

t - Tempo de duração do arco.

O arco se desenvolve em torno de uma coluna de plasma ionizada a alta temperatura, de baixa resistividade elétrica [13]. Esta região é altamente condutora e por isso exibe um gradiente de tensão médio relativamente baixo. Geralmente os portadores negativos de um plasma são os elétrons, para que os íons negativos recombinem rapidamente com os íons positivos. Desde que um plasma é estabelecido por um campo elétrico aplicado, a temperatura dos íons positivos é geralmente maior que a temperatura do gás, e a temperatura do elétron pode ser muito alta.

Quando um campo elétrico é aplicado ao plasma, o desvio da densidade de corrente é frequentemente muito menor do que a densidade de corrente aleatória dos íons e elétrons, tanto que o campo aplicado não necessariamente produz uma saída ou desvio da distribuição maxwelliana (térmica), ainda que se incrementem as temperaturas dos íons e elétrons. O incremento de temperatura das partículas carregadas devido à dispersão da energia ganha do campo será maior para os elétrons que para os íons pela maior mobilidade dos elétrons. Os elétrons com sua pequena massa deixam um pouco de energia às partículas neutras, mas os íons positivos incrementarão a temperatura do gás já que para os íons as massas das partículas que se chocam são comparáveis.

Embora um plasma, com seus íons e elétrons que se movem aleatoriamente de acordo com suas temperaturas características, seja essencialmente neutro, se seu volume for considerado suficientemente grande deve haver alguns campos um tanto elevados que existem em determinados pontos no seu volume. Em qualquer momento o campo variará extensamente com o tempo dependendo das configurações instantâneas fortuitas das partículas carregadas que envolvem o ponto. A ionização de um plasma é mantida primeiramente por colisões dos elétrons e também por alguma fotoionização. Os elétrons podem ganhar considerável quantidade de energia passando através de uma série de campos aceleradores.

Simultaneamente ao processo de ionização, ocorre um fenômeno denominado recombinação que, embora também libere energia, provoca uma diminuição das partículas ionizadas. A simultaneidade deste processo retrata um comportamento de equilíbrio dinâmico, onde as condições de ocorrência é que vão favorecer o predomínio de um deles, levando a caracterização de uma alta ionização ou desionização. Para que ocorra a liberação de energia é necessário um tempo de poucos nanossegundos, ou seja, não é um fenômeno instantâneo. Sendo assim, as partículas devem estar próximas por tempo suficiente, o que é mais favorável nas temperaturas mais baixas, onde a agitação é menor. Além da temperatura, a pressão é uma variável de influência significativa no processo de recombinação.

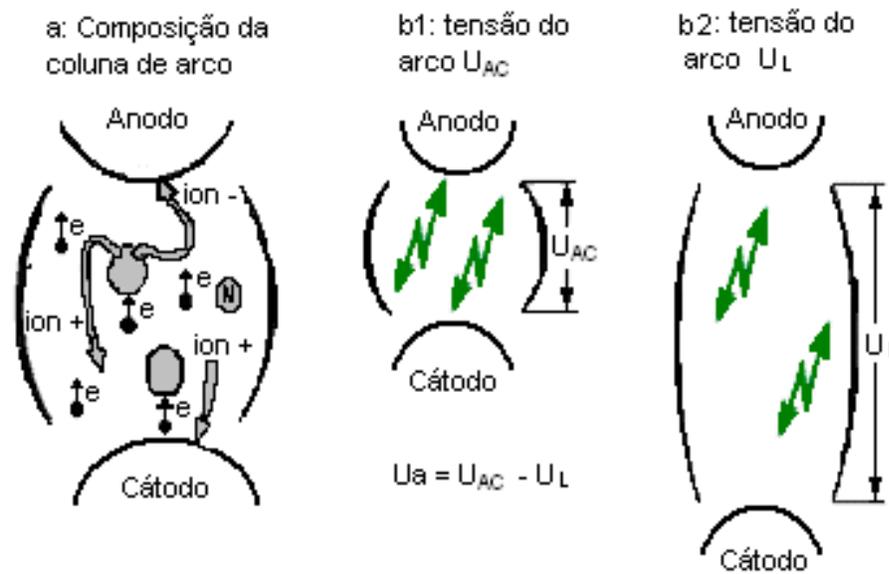


Figura 4.2: O arco elétrico: a) Fenômeno físico, b1 e b2) Tensão característica do arco

Na Figura 4.2 descreve-se a recombinação dos íons na coluna de arco, e a tensão de arco que aparece formada de duas tensões: U_{AC} que aparece a partir do instante da separação dos contatos, e U_L que aparece quando o arco se estabilizou em seu contexto de pressão – temperatura. Dessa forma, pode se obter um valor total:

$$U_a = U_{AC} + U_L \quad (4.2)$$

4.1.2 Condições de Extinção do Arco Elétrico.

A extinção do arco elétrico se caracteriza pela transformação do plasma condutor característico de altíssimas temperaturas, em um meio isolante capaz de suportar a tensão imposta pelo circuito associado no menor tempo possível. A interrupção descrita produz-se na passagem por zero da corrente.

4.1.2.1 Aspectos Térmicos.

Quando a corrente de arco diminui até ser muito pequena, inferior a 10 A, por exemplo, os intercâmbios de energia térmica podem chegar a ser superiores à energia interna gerada pelo arco, então ele “morre de frio” (arco congelado), isto provoca um aumento da tensão de arco.

Durante este aumento da tensão, pode acontecer uma rápida extinção se as capacitâncias parasitas conduzem a corrente entre os terminais do arco, fenômeno que se produz quando a tensão de arco é mantida em um valor superior à tensão de carga das capacitâncias repartidas.

Mas nem sempre acontece desta maneira:

- Se a corrente de um arco se estabiliza, sua superfície de intercâmbio térmico diminui e os componentes do isolante, localmente muito quentes, podem favorecer a condução e manutenção do arco.
- Se a corrente de arco é elevada, a coluna é muito exotérmica e só as evoluções conjuntas da tensão de arco e da tensão da rede permitem reduzir e anular esta corrente.

4.1.2.2 Aspectos Dielétricos.

Para assegurar a extinção do arco não é suficiente que o valor da corrente de arco passe por zero em certo instante, é necessário que o meio, que está ionizado, se regenere dieleticamente para resistir à tensão da rede, que ainda está presente.

Estes fenômenos de regeneração por recombinação dos íons positivos ou negativos, e dos elétrons, são felizmente muito rápidos. Assim, na prática para que a corrente de arco se mantenha nula, a tensão da rede deve ser inferior à tensão característica de regeneração.

Se a tensão entre os terminais do arco alcança e se mantém num valor superior à tensão da rede (em valor absoluto, se é uma tensão alternada), o fenômeno de regeneração diminuirá durante a aproximação ao zero da corrente; o número de cargas elétricas do plasma ajusta-se ao mínimo estritamente necessário e se anula no mesmo tempo que a corrente.

Porém, o arco e as capacitâncias parasitas têm a mesma tensão até a extinção da corrente de arco. Uma vez anulada a corrente de arco, esta tensão retorna para o valor da tensão da rede (U_G) por um fenômeno de oscilação livre entre as capacitâncias distribuídas e as constantes equivalentes do sistema representadas por L e R no circuito da Figura 4.3. Esta tensão é conhecida como Tensão Transitória de Restabelecimento (TTR) [1]. Se estas capacitâncias (C) são baixas, as oscilações têm uma frequência muito alta e são muito amortecidas.

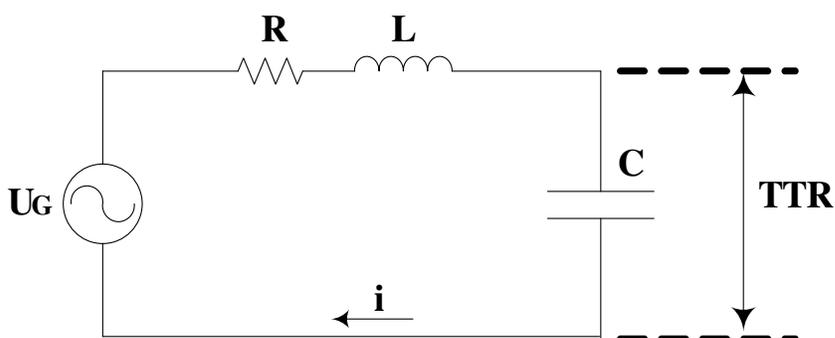


Figura 4.3: Tensão transitória de restabelecimento.

Os arcos de potência relacionados a fenômenos naturais são de caráter aleatório, então podem acarretar eventos com grande risco para a rede. Alguns fenômenos que podemos citar são

as descargas atmosféricas, descargas no ar para terra ou entre fases (devido a sobretensões ou perda de isolamento em cadeias de isoladores por contaminação), ou seja, arcos cuja manifestação esta associada a valores estatísticos [12,14].

4.2 Principais Modelos de Representação do Arco Elétrico

As equações mais utilizadas para representar o arco elétrico são mostradas na Tabela 4.1, assim como as principais suposições que foram realizadas em sua formulação e o campo de aplicação mais adequado ao seu comportamento.

Existem outras maneiras de representar o arco elétrico segundo a ocorrência de reignições, arcos dinâmicos, arcos aleatórios, etc. Todas estas representações merecem estudos avançados porque utilizam geralmente modelos físicos ou combinados que tentam detalhar com precisão os processos embutidos desde o ponto de vista de equilíbrios térmicos ou moleculares.

Tabela 4.1. Modelos Básicos do Arco Elétrico.

MODELOS BÁSICOS DO ARCO ELÉTRICO		
	MODELO DE MAYR	MODELO DE CASSIE
Densidade de Corrente	Variável com a distância ao eixo central do arco.	Constante
Temperatura	Variável e proporcional à densidade de corrente.	Constante
Seção transversal	Constante	Função da corrente
Condutância	Função da energia armazenada	Proporcional à seção transversal
Transferência de calor	Condução	Convecção
Expressão dinâmica	$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\theta} \left(\frac{v \cdot i}{P_0} - 1 \right)$	$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\theta} \left(\frac{v^2}{V_0^2} - 1 \right)$
Ideal para representar	Baixas correntes	Altas correntes

Para o modelo de Mayr, precisamos determinar os parâmetros θ (constante de tempo) e P_0 (energia de equilíbrio do arco) e seu uso é mais representativo para o fenômeno que acontece no arco quando a corrente está próxima de zero. A energia de equilíbrio é aproximadamente constante para pequenas correntes.

Já o modelo de Cassie representa o arco quando a corrente é elevada e as variáveis a determinar são θ (constante de tempo) e V_0 (tensão de equilíbrio do arco). A tensão V_0 é aproximadamente constante para altas correntes.

No Brasil, Portela [14] apresenta um modelo razoavelmente simples que evita alguma inconsistência dos modelos tradicionais de uma constante de tempo. O modelo com duas constantes de tempo é associado a duas regiões equivalentes de sub-arcos, sejam em série ou paralelo. Desta maneira, conseguiu-se uma simulação razoavelmente precisa do arco.

$$\frac{d(\ln g_1)}{dt} = \frac{1}{\theta_1} \left[\frac{p_1 + J \ln(g_2^\varepsilon / g_1)}{\xi P_0} - 1 \right] \quad (4.3)$$

$$\frac{d(\ln g_2)}{dt} = \frac{1}{\theta_2} \left[\frac{p_2 + J \ln(g_2^\varepsilon / g_1)}{(1-\xi)P_0} - 1 \right] \quad (4.4)$$

Onde:

g_1, g_2 - condutâncias. [S]

p_1, p_2 - potência elétrica. [W]

$J \ln(g_2^\varepsilon / g_1)$ - relação de transmissão entre os dois arcos fictícios.

θ_1, θ_2 - constantes de tempo. [s]

$(1-\xi)P_0, \xi P_0$ - as duas potências de equilíbrio dos sub-arcos.

4.3 Análise de Extinção do Arco Secundário.

A análise de extinção do arco secundário [11,18,28] é um fenômeno complexo, e é influenciado por diferentes fatores dos quais falaremos mais adiante. Todos os efeitos dos processos extremamente complexos, associados com tensões de reignição de arco, são a causa principal para não extinção dos arcos [19]. A extinção total do arco será possível somente se a

partir de um cruzamento natural pelo zero da corrente, a tensão entre os terminais do arco (TTA) não for elevada e sim menor que a tensão associada a disrupção do dielétrico (no caso o ar).

Os fatores que intervêm na extinção do arco secundário são dados por fenômenos envolvidos no comportamento físico do arco. Estes fenômenos são: a extinção térmica, a reignição dielétrica e a iteração arco – rede.

Conhecemos como extinção térmica o processo físico de esfriamento do arco através de minimização da temperatura elevada do plasma causado pela ionização residual do arco. No arco no ar a possível extinção térmica vai depender de características estatísticas externas ou atmosféricas tais como as características próprias do ar (densidade, condutância, etc), e as características dos fenômenos climáticos (vento, chuva, umidade, etc).

Uma reignição dielétrica pode ocorrer quando a tensão entre os terminais do arco é maior que a tensão que suporta a camada isolante, ocasionando uma descarga elétrica exagerada e que provoca o colapso posterior. A reignição dielétrica do arco no ar vai depender das características estatísticas atmosféricas (velocidade do vento, temperatura do ar, etc); assim como de características da corrente de arco secundário e a TTA.

A interação do arco com a rede e o meio [13,36] interferem muito no comportamento do arco e posterior análise de extinção do arco. Apresentaremos alguns fatores que influem nesta interação:

- O acoplamento que mantém o arco irá incrementar-se com o comprimento da linha e a compactação das fases.
- Um grau de compensação em derivação maior na linha pode reduzir a subida da tensão nos terminais do arco.
- A tensão de operação da linha de transmissão.
- Efeito do tempo morto admissível para a extinção do arco secundário [20,21].
- Efeitos dos valores dos dispositivos que ajudam na redução e extinção da corrente de arco secundário: reatores de neutro, chaves de aterramento.
- O aumento da resistência de arco secundário pelo possível alongamento deste, pode limitar a transferência de potência da rede para o arco.

- A impedância da rede a partir do ponto de falta-terra pode interagir harmonicamente com a linearidade do arco.

Resumindo, existem dois tipos de possíveis reignições do arco: a reignição térmica e a reignição dielétrica. Ambos os tipos ocorrem dentro dos primeiros microssegundos logo após o cruzamento da corrente por zero; se a reignição do arco ocorrer logo após um tempo superior ao quarto ciclo pode-se dizer que o arco foi reacendido. No momento em que o arco se extingue, começa uma competição entre a TTA que é a tensão entre os terminais do arco e a rapidez pelo qual o meio isolante tenta impedir o posterior restabelecimento do arco e que tem o nome de recuperação dielétrica do meio. A extinção total do arco será possível somente se a partir de um cruzamento natural pelo zero da corrente, a tensão que aparece nos terminais do arco (TTA) for sempre menor que a tensão que o meio isolante suporta sem que o arco se restabeleça.

4.4 Tensão entre os Terminais do Arco.

O ar, por natureza, é um meio isolante. Para se tornar um condutor, tem que sofrer uma ruptura dielétrica. O ar tem uma elevada resistividade e então está livre de perdas dielétricas, sua rigidez cresce a medida que aumenta a pressão e decresce com a presença de fatores externos tais como umidade e o vento.

A rigidez dielétrica do ar é 30 kV/cm com pressão atmosférica e temperatura em condições normais. Isto significa que quando uma tensão superior a 30 kV por centímetro é aplicada, o ar tem alta probabilidade de ionizar. O ar é um isolador regenerativo.

A tensão entre os terminais do arco (TTA) surge quando o arco se extingue. Para que a interrupção da corrente de arco secundário seja garantida, a rigidez dielétrica do ar deve ser sempre superior à amplitude da TTA associada à distância de isolamento envolvida, caso contrário o arco será restabelecido.

Capítulo 5

Representação dos Elementos do Sistema Elétrico através de Quadripolos

Uma linha de transmissão trifásica pode ser representada por circuitos de duas portas, também chamados de quadripolos [5,8]. Os quadripolos descrevem os integrantes passivos de uma rede, tal como veremos nos próximos itens. Alguns elementos passivos da rede que são representáveis por quadripolos são: transformadores, cabos, linhas, cargas, impedâncias ou capacitâncias simples, etc. Os quadripolos não contêm fontes independentes de tensão ou de corrente, não têm excitação externa, então não há energia armazenada nos quadripolos.

Nesta pesquisa se obteve a corrente de arco secundário a frequência fundamental para diferentes configurações de linha, diversos níveis de tensão, diferentes comprimentos das linhas e diferentes níveis de compensação utilizando uma “associação cascata” de quadripolos dos elementos dos diferentes sistemas analisados.

Nesta análise de sensibilidade feita à frequência industrial, procurou-se identificar a amplitude da corrente de arco secundário quando o reator de neutro é otimizado. O arco foi modelado simplesmente através de uma impedância pequena para se medir a amplitude da corrente de arco secundário I_{sec} e uma impedância elevada para se medir a amplitude da tensão entre os terminais do arco TTA, sempre a frequência industrial, no caso 60 Hz.

Um quadripolo de potência é esquematizado na Figura 5.1, e a equação (5.1) representa a matriz do quadripolo equivalente.

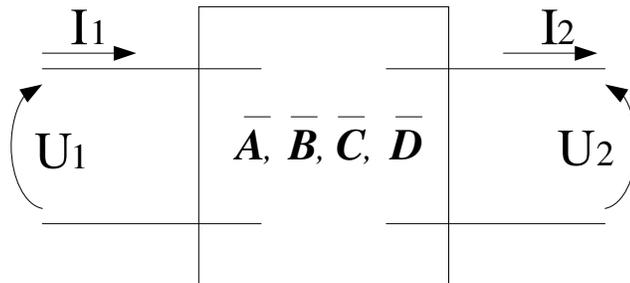


Figura 5.1: Quadripolo típico de potência.

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

O comportamento elétrico do circuito para cada elemento é descrito em função das tensões e correntes nas portas do quadripolo, que se relacionam entre si mediante um conjunto de parâmetros característicos. Os parâmetros característicos que ajudam no desenvolvimento dos circuitos e na representação dos elementos da rede estão descritos a seguir.

a) Parâmetros Impedância:

$$\bar{U} = Z \cdot \bar{I} \rightarrow \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} \\ z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

b) Parâmetros Admitância:

$$\bar{I} = Y \cdot \bar{U} \rightarrow \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} \\ y_{21} & y_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

c) Parâmetros de linha de Transmissão:

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

d) Parâmetros Híbridos (H):

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = H \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} U_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_{11} & h_{12} \\ h_{21} & h_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

e) Parâmetros Híbridos (G):

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = G \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} I_1 \\ U_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{11} & g_{12} \\ g_{21} & g_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

Para uma rede trifásica equilibrada, as impedâncias que aparecem nas distintas fases são iguais entre si. A representação neste caso de uma única fase é suficiente para descrever a rede. Os terminais de cada lado do quadripolo representam uma fase e o neutro do sistema; onde as tensões são de fase e as correntes são de linha.

Existem regras de reciprocidade e simetria para quadripolos. Nos quadripolos recíprocos, se verificam as relações:

$$\begin{aligned} z_{12} = z_{21} \quad , \quad y_{12} = y_{21} \\ h_{12} = -h_{21} \quad , \quad g_{12} = -g_{21} \quad , \quad ad - bc = 1 \end{aligned} \quad (5.8)$$

Um quadripolo é dito simétrico se a resposta a uma excitação em um dos lados for igual quando a mesma excitação for aplicada ao outro lado. Nos quadripolos simétricos se verificam as seguintes relações:

$$\begin{aligned} z_{11} = z_{22} \quad , \quad y_{11} = y_{22} \\ h_{11}h_{22} - h_{12}h_{21} = 1 \quad , \quad g_{11}g_{22} - g_{12}g_{21} = 1 \quad , \quad a = d \end{aligned} \quad (5.9)$$

Os parâmetros de transmissão, são apresentados nas equações (5.4) e (5.5). Na equação (5.4) tomam-se como variáveis independentes as amplitudes U_2 e I_2 , deixando como variáveis dependentes as amplitudes U_1 e I_1 , e na equação (5.5) toma-se como variáveis independentes as amplitudes U_1 e I_1 , e como variáveis dependentes U_2 e I_2 .

Estes parâmetros são muitos úteis na análise de cascata de quadripolos de um sistema elétrico já que U_2 e I_2 vão se tornar os parâmetros de entrada do quadripolo seguinte. As variáveis de entrada e saída da equação (5.5) são levadas em conta para o desenvolvimento de nossos algoritmos elaborados em Matlab.

5.1 Representação da Linha de Transmissão.

A representação do quadripolo da linha de transmissão teve como base os cálculos prévios dos parâmetros elétricos para cada sistema em estudo, seguindo a teoria exposta no Apêndice A. As linhas de transmissão foram supostas idealmente transpostas e os parâmetros elétricos foram obtidos no domínio modal, sendo necessário transformá-los para o domínio das fases para interagir com o restante do sistema. Para este propósito foi utilizada a Transformação de Clarke [42].

Tomando como referência os parâmetros de transmissão definidos na equação (5.5), apresentamos as equivalências das constantes gerais do quadripolo para uma linha de transmissão, e que estão baseadas na propagação de onda e no comprimento da linha. A seguir, mostram-se as equivalências das constantes:

$$A = \cosh(\gamma l) \quad , \quad B = Z_c \cdot \sinh(\gamma l) \quad , \quad C = (Z_c)^{-1} \cdot \sinh(\gamma l) \quad , \quad D = \cosh(\gamma l)$$

Onde:

$$\gamma : \text{constante de propagação da linha de transmissão [km}^{-1}\text{]}$$

l : comprimento da linha [km]

Z_c : impedância característica da linha. [Ω]

Com estas equivalências obtivemos a seguinte matriz de representação de linha monofásica.

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & Z_c \cdot \sinh(\gamma l) \\ (Z_c)^{-1} \cdot \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Já nos sistemas trifásicos pode-se representar o quadripolo da linha no domínio dos modos e efetuar a transformação fase-modo para se obter o quadripolo equivalente no domínio das fases. No domínio dos modos as submatrizes $\|A\|$, $\|B\|$, $\|C\|$, $\|D\|$ são diagonais e podem-se aplicar as mesmas operações algébricas das linhas monofásicas (5.10).

Então, o quadripolo “Q” de representação da linha trifásica em domínio modal é uma matriz 6 x 6, como na equação (5.11).

$$Q = \begin{bmatrix} \|A\|_{3 \times 3} & \|B\|_{3 \times 3} \\ \|C\|_{3 \times 3} & \|D\|_{3 \times 3} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$Z = [Z]_{3 \times 3} \quad Y = [Y]_{3 \times 3} \quad \gamma = [\gamma] = \sqrt{[Z] \cdot [Y]}$$

As matrizes de representação da propagação da onda na linha e a impedância característica são apresentadas como as matrizes das equações (5.12) e (5.13), em modos.

$$[\gamma] = \begin{bmatrix} \sqrt{Z_\alpha \cdot Y_\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & \sqrt{Z_\beta \cdot Y_\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \sqrt{Z_h \cdot Y_h} \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

$$[Z_c] = \begin{bmatrix} \sqrt{Z_\alpha/Y_\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & \sqrt{Z_\beta/Y_\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \sqrt{Z_h/Y_h} \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

Até aqui, a representação modal da linha de transmissão não permite uma associação correta na interação com os outros elementos do sistema. Para conseguir que o quadripolo da linha seja associado em cascata, o quadripolo precisa ser transformado para o domínio das fases, ou seja, caracterizado por uma matriz cheia com seus elementos que descrevem o acoplamento eletromagnético entre fases. Esta matriz cheia é de vital importância para a obtenção dos resultados nas tensões e correntes a cada trecho ao longo da linha.

A matriz de transformação de Clarke [42] é utilizada para transformar os parâmetros da linha idealmente transposta de componentes de modo para fase. Assim conseguimos que a linha interaja com os outros elementos do sistema. A matriz de transformação de Clarke e sua inversa são descritas nas matrizes (5.14) e (5.15) respectivamente.

$$T_{Cl} = \begin{bmatrix} 2/\sqrt{6} & -1/\sqrt{6} & -1/\sqrt{6} \\ 0 & 1/\sqrt{2} & -1/\sqrt{2} \\ 1/\sqrt{3} & 1/\sqrt{3} & 1/\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

$$T_{Cl}^{-1} = \begin{bmatrix} 2/\sqrt{6} & 0 & 1/\sqrt{3} \\ -1/\sqrt{6} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{3} \\ -1/\sqrt{6} & -1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

Aplicando a matriz de Clarke nos parâmetros de transmissão definidos na equação (5.4); temos as seguintes equivalências que vão da equação (5.16) até (5.19).

$$A_{abc} = T_{Cl}^{-1} \cdot A_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \quad (5.16)$$

$$B_{abc} = T_{Cl}^{-1} \cdot B_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \quad (5.17)$$

$$C_{abc} = T_{Cl}^{-1} \cdot C_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \quad (5.18)$$

$$D_{abc} = T_{Cl}^{-1} \cdot D_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \quad (5.19)$$

Para a transformação a fase/modo/fase, se procede com as matrizes de transformação seguintes:

$$M = \begin{bmatrix} T_{Cl} & 0 \\ 0 & T_{Cl} \end{bmatrix} \quad M^{-1} = \begin{bmatrix} T_{Cl}^{-1} & 0 \\ 0 & T_{Cl}^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

$$Q_{\text{modos}}(Q_m) \leftrightarrow Q_{\text{fase}}(Q_f)$$

$$Q_f = M^{-1} \cdot Q_m \cdot M$$

$$Q_f = \begin{bmatrix} T_{Cl}^{-1} & 0 \\ 0 & T_{Cl}^{-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A_{\alpha\beta 0} & B_{\alpha\beta 0} \\ C_{\alpha\beta 0} & D_{\alpha\beta 0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} T_{Cl} & 0 \\ 0 & T_{Cl} \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

$$Q_f = \begin{bmatrix} T_{Cl}^{-1} & 0 \\ 0 & T_{Cl}^{-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} & B_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \\ C_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} & D_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

$$Q_f = \begin{bmatrix} T_{Cl}^{-1} \cdot A_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} & T_{Cl}^{-1} \cdot B_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \\ T_{Cl}^{-1} \cdot C_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} & T_{Cl}^{-1} \cdot D_{\alpha\beta 0} \cdot T_{Cl} \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

Na Figura 5.2 é representada a energização da linha trifásica através de quadripolos.

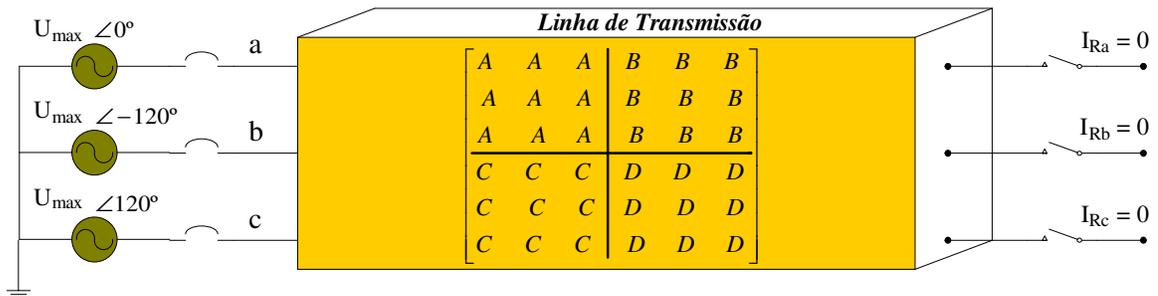


Figura 5.2: Representação trifásica da linha de transmissão através de quadripolo.

5.1.1 Representação do Sistema de Transmissão em Regime Permanente.

No estudo de sensibilidade analisamos sistemas trifásicos em regime permanente, com níveis de tensão da ordem de EHV, com diferentes comprimentos. Para linhas com comprimentos curtos não consideramos compensação reativa, então para este tipo de linhas a representação em redes de duas portas será descrito pelo esquema da Figura 5.3. Para linhas longas utilizamos o esquema da Figura 5.4, onde consideramos compensação reativa em derivação.

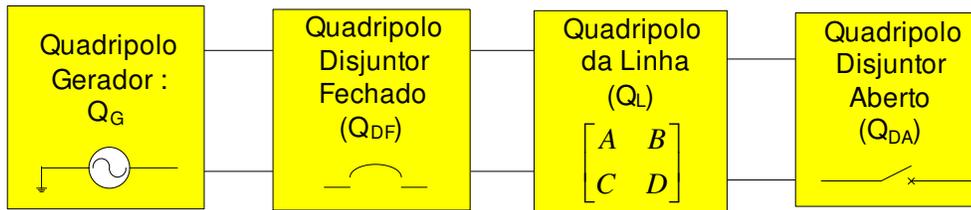


Figura 5.3: Representação em quadripolos de uma linha sem compensação em regime permanente.

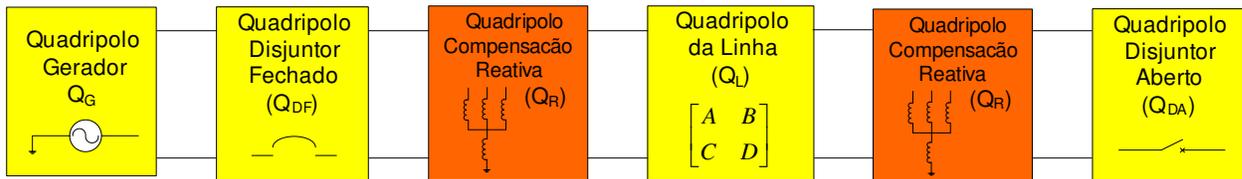


Figura 5.4: Representação em quadripolos de uma linha com compensação reativa em derivação e em regime permanente.

O quadripolo do gerador Q_G é representado como barra infinita, ou seja, sem tomar em conta as reatâncias equivalentes da geração nem do transformador elevador. A representação das variáveis de saída e entrada dos quadripolos representativos do disjuntor aberto e fechado (Q_{DF} e Q_{DA}) estão descritas nos itens 5.6.1 e 5.6.2. A representação das constantes equivalentes do quadripolo da compensação reativa em derivação (Q_R) está descrita no item 5.4.

Para a representação da linha em regime permanente utilizamos quadripolos com suas constantes gerais descritas na equação (5.10), e que dependem da constante de propagação (γ) e sua impedância característica (Z_c). Cada quadripolo representa dez quilômetros de linha, então tivemos uma tensão de saída no primeiro quadripolo, que se converte na tensão de entrada para o

próximo quadripolo também de dez quilômetros, assim sucessivamente a cada dez quilômetros até o final da linha (associação cascata).

5.1.2 Representação do Sistema com Falta ao Longo da Linha.

Para analisarmos o arco secundário estudamos a condição de energização da linha sob falta monofásica não permanente. O reator de neutro é otimizado para a condição de energização e deve ser verificado o nível da corrente de arco secundário para as diversas condições de carga do sistema. Representamos o sistema elétrico em regime permanente como descrito no item 5.1.1 e aplicamos falta ao longo da linha. Adicionamos o quadripolo de curto circuito que representa a falta monofásica para terra (Figura 5.5).

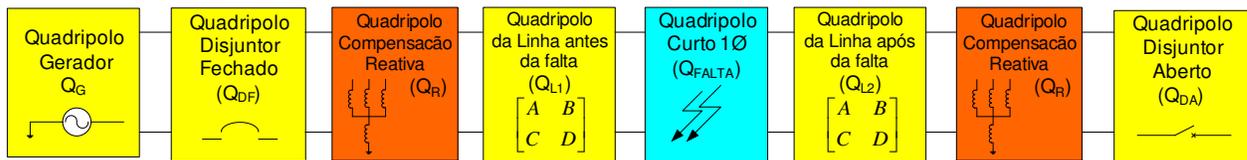


Figura 5.5: Representação em quadripolos da linha em estudo com falta monofásica.

Para cada valor de reator de neutro calculamos a corrente de arco secundário supondo falta monofásica deslizante. Isto quer dizer que o quadripolo que representa a falta vai se deslocando a cada intervalo de medição, então inicia perto do terminal emissor e da compensação reativa, depois se desloca ao longo da linha, e termina próximo da compensação reativa no terminal receptor do sistema. O primeiro trecho perto do terminal inicial é representado pelo quadripolo da linha antes da falta (Q_{L1}), com comprimentos de intervalo fixo a cada vinte quilômetros. Então, a cada ponto de falta vamos gerar outro comprimento após a falta e que vai ser representado pelo quadripolo (Q_{L2}), com características similares de Q_{L1} para suas constantes gerais de propagação de linha, mas com comprimentos que são dados pela diferença do comprimento total e do comprimento de falta ($L_{total} - L_{falta}$).

Nos casos de linhas muito longas que precisem compensação reativa capacitiva em série, vamos adicionar o quadripolo de compensação capacitiva série, e cuja formação é descrita no item 5.4. Para a obtenção da corrente de arco secundário, nós vamos medir a corrente no ponto

após o quadripolo de falta, e subtraí-la da corrente antes da falta. Daqui vamos obter a corrente de arco secundário, assim como a tensão nos terminais do arco.

Na Figura 5.6, apresenta-se o esquema da formação trifásica dos dois comprimentos após a aplicação da falta não permanente na fase A durante a manobra de energização.

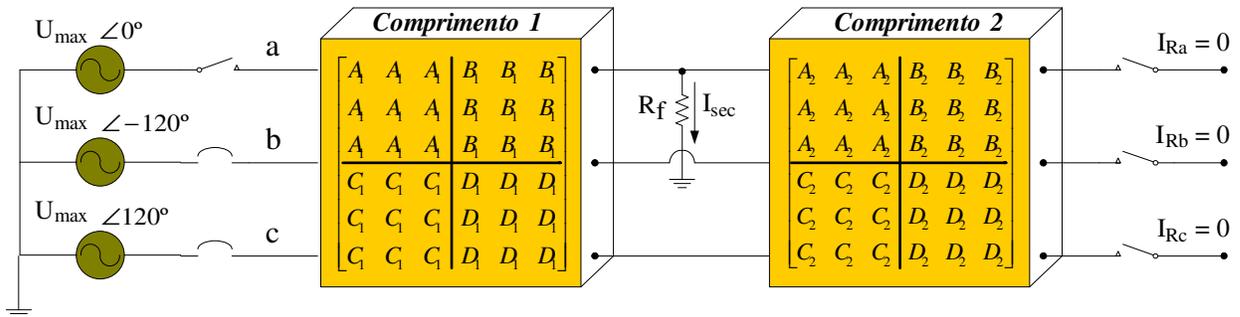


Figura 5.6: Esquema de representação da falta monofásica na fase A sob condição de energização.

5.2 Representação do Curto Circuito Monofásico.

O quadripolo de um curto-circuito monofásico descreve a falta para terra não permanente. Um curto monofásico é representado pelo fluxo de corrente para terra através de uma pequena resistência (Z_f). O circuito equivalente da Figura 5.7 mostra a trajetória da corrente de curto circuito monofásico.

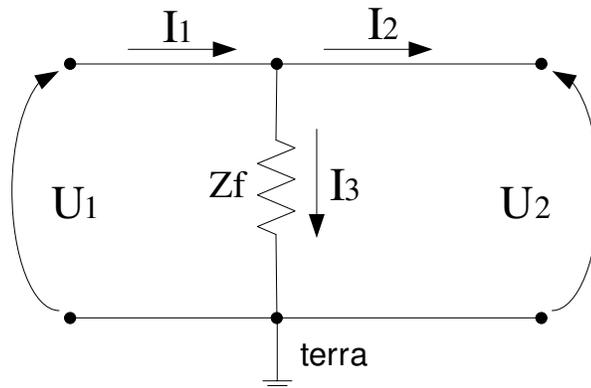


Figura 5.7: Circuito equivalente de um curto monofásico.

A partir do circuito equivalente da Figura 5.7, poderemos expressar as equações (5.24), (5.25) e (5.26) que vão determinar as constantes para a matriz do quadripolo de curto circuito monofásico para terra. Para representar o curto de maneira mais perto do real, a resistência Z_f deve ser muito pequena ($0,1 \Omega$, 1Ω , 5Ω), então a corrente que flui vai ser muito grande, da ordem de kiloampères.

A partir das correntes I_1 e I_2 obtemos a corrente de curto circuito monofásico através de Z_f , como mostra a equação (5.24). Na situação sem falta a corrente I_1 e a corrente I_2 são iguais.

$$I_3 = I_1 - I_2 \quad (5.24)$$

As tensões U_1 e U_2 são iguais, então a corrente de falta I_3 pode se igualar a U_1/Z_f . Logo a equação (5.24) fica como a equação (5.26).

$$U_2 = U_1 \quad (5.25)$$

$$I_2 = I_1 - \frac{U_1}{Z_f} \quad (5.26)$$

Então, a representação das constantes do quadripolo de curto monofásico para terra fica como segue:

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/Z_f & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (5.27)$$

5.3 Representação da Compensação Reativa em derivação.

A compensação reativa em derivação por fase é representada como uma reatância X_R composta por uma reatância entre fase e neutro (X_f) e uma reatância de neutro para terra (X_n). O reator de neutro é importante para reduzir a corrente de arco secundário. Na representação trifásica da compensação reativa em derivação temos um reator de quatro pernas como na Figura 4.7. O esquema da Figura 5.8, mostra a representação unifilar da compensação reativa em derivação.

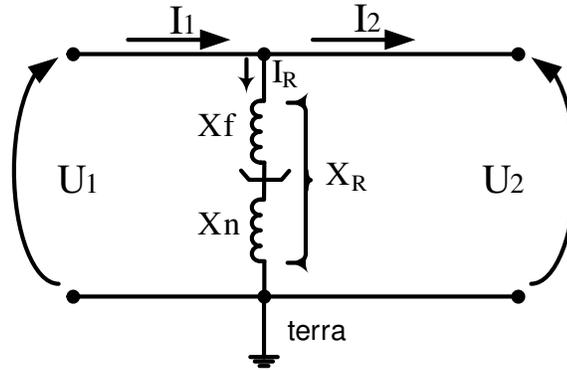


Figura 5.8: Representação unifilar da compensação reativa em derivação.

Onde:

$$U_2 = U_1 \quad (5.28)$$

$$I_2 = I_1 - \frac{U_1}{X_R} \quad (5.29)$$

Daí temos as constantes do quadripolo de representação:

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/X_R & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (5.30)$$

Onde:

1 – Matriz unitária de ordem 3.

$1/X_R$ – Matriz diagonal da compensação reativa em modos (ordem 3).

X_R é a representação modal da compensação reativa em derivação, então X_R representa os elementos X_f e X_n . Para a compensação reativa em derivação, os reatores foram representados através de admitâncias. O quadripolo da admitância em modos (Y_d) foi transformado para fase em cada ponto de compensação da linha, para isto foi utilizada a transformada de Clarke. As equivalências das equações (5.31) e (5.32) dão conta da transformação de modo para fase:

$$\begin{aligned} Xd &= Xf \\ Yd &= \frac{1}{Xd} \end{aligned} \quad (5.31)$$

Onde:

Xd : reatância não homopolar da linha em estudo.

Yd : admitância não homopolar da linha em estudo.

$$\begin{aligned} X_0 &= Xf + 3Xn \\ rh &= \frac{Xd}{X_0} = \frac{Xd}{Xd + 3Xn} \\ rh &= \frac{1/Yd}{1/Y_0} = \frac{Y_0}{Yd} \end{aligned} \quad (5.32)$$

Onde:

rh : relação da impedância não homopolar e homopolar da linha em estudo.

Y_0 : admitância homopolar da linha em estudo.

Yd : admitância não homopolar da linha em estudo.

Xn : reatância de neutro na compensação reativa em derivação.

X_0 : reatância homopolar da linha em estudo.

A continuação mostra-se a matriz da equação (5.33) de representação trifásica do quadripolo de compensação reativa em derivação.

$$Q_{R(\text{mod os})} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -Yd & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -Yd & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -Y_0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.33)$$

Transformando de modo para fase:

$$Q_R = Tcl^{-1} \cdot Q_{R(mod os)} \cdot Tcl \quad (5.34)$$

5.4 Representação da Compensação Capacitiva Série.

Para os casos de linhas muito longas, às vezes não só é necessário a compensação reativa em derivação, como também se precisa compensar parte da impedância longitudinal da linha através de um capacitor em série. Na Figura 5.9 mostramos a representação unifilar para um capacitor série (5.35) e (5.36).

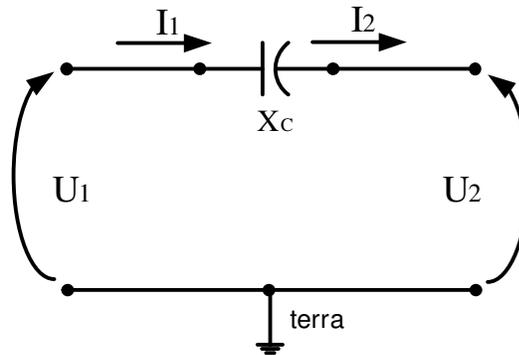


Figura 5.9: Representação unifilar do capacitor em série.

Segundo o circuito equivalente mostrado na Figura 5.9, obtivemos as seguintes equações:

$$U_2 = U_1 - X_c \cdot I_1 \quad (5.35)$$

$$I_2 = I_1 \quad (5.36)$$

Daí montarmos, nossa matriz de quadripolos para um capacitor série em uma fase.

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -X_c \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (5.37)$$

Para a representação trifásica da compensação capacitiva série, a matriz de quadripolos fica como a matriz (5.38).

$$Q_c = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -X_c & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -X_c & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -X_c \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.38)$$

5.5 Representação dos Disjuntores.

5.5.1 Disjuntor Fechado.

A matriz do quadripolo que representa um disjuntor fechado é equivalente a uma matriz identidade de ordem três como a equação (5.39); isto porque num disjuntor fechado o fluxo da corrente não é interrompido. Para nosso caso, o disjuntor só vai abrir na fase que acontece uma falta monofásica para terra não permanente. Então nas outras duas fases sãs, podemos montar um circuito equivalente no qual não ocorre a abertura do disjuntor, que pode ser representado por uma resistência nula ($Z_R = 0$), assim se mostra na Figura 5.10.

$$\text{Matriz Identidade: } \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

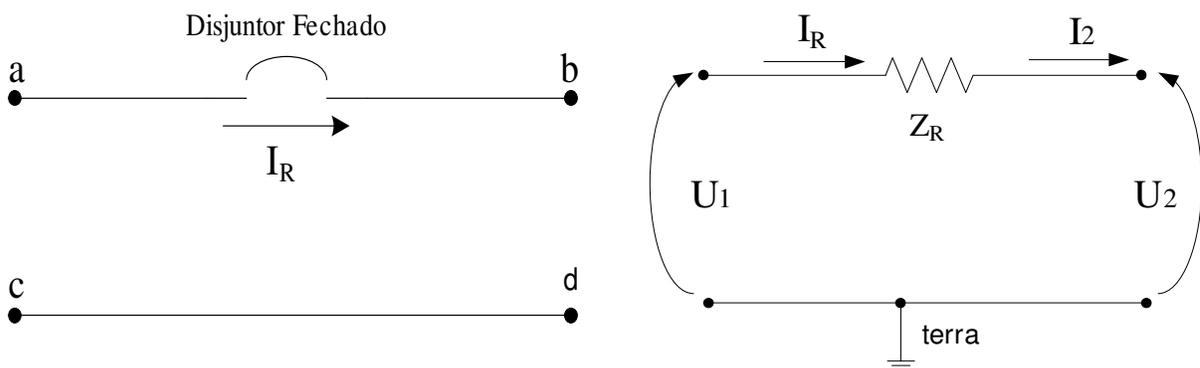


Figura 5.10: Representação unifilar do disjuntor fechado.

Do circuito equivalente da Figura 5.10, temos as equações seguintes.

$$U_2 = U_1 - Z_R \cdot I_R \quad (5.40)$$

$$I_2 = I_R \quad (5.41)$$

Daí se obtém o quadripolo representativo monofásico do disjuntor fechado.

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -Z_R \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (5.42)$$

Já para a fase que vai abrir, por exemplo, a fase A, o Z_{RA} vai ser muito grande ($Z_{RA} = \infty$), então pode ser representado como um pólo aberto citado no item 5.5.2.

O quadripolo trifásico do disjuntor fechado com abertura do pólo com falta é como segue:

$$Q_{DF} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -Z_{RA} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -Z_R & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -Z_R \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.43)$$

5.5.2 Disjuntor Aberto.

Da mesma forma que no item 5.5.1, a representação do quadripolo do disjuntor aberto é a representação da interrupção do fluxo da corrente em um circuito, através de uma resistência com um alto valor ($Z_{RA} \approx \infty$). Na Figura 5.11, mostra-se o circuito unifilar correspondente onde a corrente no disjuntor é nula.

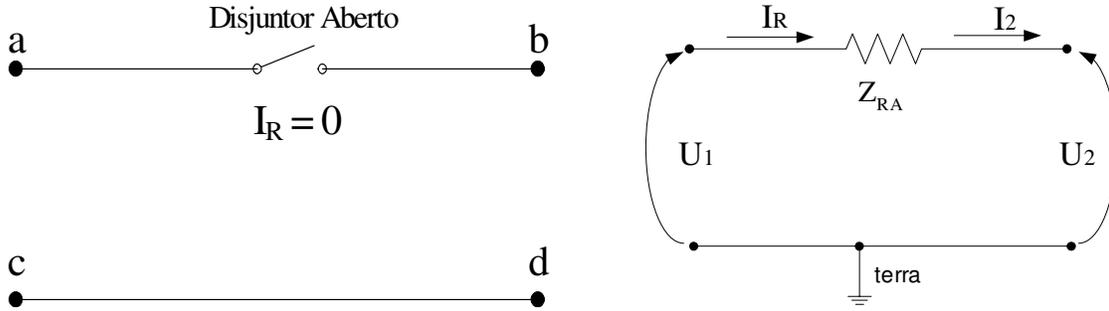


Figura 5.11: Representação unifilar do disjuntor aberto.

$$U_2 = U_1 - Z_{RA} \cdot I_R \quad (5.44)$$

$$I_2 = I_R \quad (5.45)$$

Daí tem-se:

$$\begin{bmatrix} U_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -Z_{RA} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (5.46)$$

Então a matriz do quadripolo trifásico de representação de um disjuntor aberto nas suas três fases é como a matriz da equação (5.47) onde $Z_{RA} = 10^6 \Omega$

$$Q_{DA} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -Z_{RA} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -Z_{RA} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -Z_{RA} \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.47)$$

5.6 Tensão em Barra Infinita e Recepção em Vazio.

Após apresentar as representações em quadripolos de todos os elementos do sistema em estudo, precisamos representar as tensões e correntes nos terminais inicial e final da linha. A tensão inicial vai ser representada como barra infinita para terra, ou seja, como fontes de tensões ideais, onde cada tensão de fase é desfasada 120 graus da outra fase. Já para o terminal receptor

(terminal final) a tensão terminal também é representada por uma barra infinita, mas como o terminal se encontra aberto este sinal não influencia no resultado.

A tensão inicial vai ser uma variável independente de entrada no primeiro quadripolo da associação cascata no início das simulações. Os valores da tensão inicial são valores de fase (V_f), (5.48).

$$V_f = \frac{V_L}{\sqrt{3}}, \text{ onde } : V_L \rightarrow \text{Tensão de linha (fase-fase)} \quad (5.48)$$

A tensão inicial é um sinal senoidal que é representado em termos da função coseno.

$$v(t) = A \cos(\omega t + \phi) \quad (5.49)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \omega &= 2 \cdot \pi \cdot f \quad [\text{rad}] \\ f &= 60 \quad [\text{Hz}] \end{aligned}$$

A representação fasorial de um sinal senoidal resulta da aplicação do teorema de Euler.

$$e^{\pm j\theta} = \cos \theta \pm j \text{sen} \theta \quad (5.50)$$

Onde:

$$A \cos(\omega t + \phi) = A \text{Re}[e^{j(\omega t + \phi)}] = \text{Re}[A e^{j\phi} \cdot e^{j\omega t}] \quad (5.51)$$

O termo fasor entre colchetes pode ser visto como um vetor em rotação, no plano complexo, cujos eixos são a parte real (abscissa) e imaginária (ordenada), conforme ilustrado na Figura 5.12:

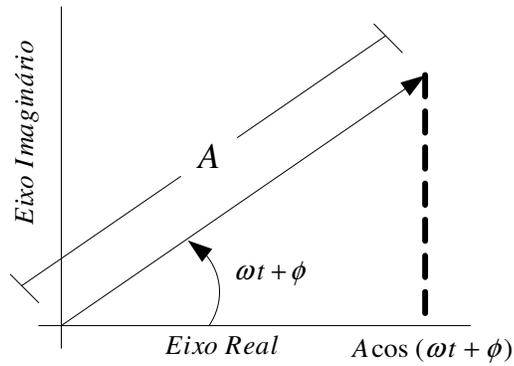


Figura 5.12: Representação do plano complexo: amplitude, ângulo de fase e frequência rotacional.

Vamos trabalhar com uma entrada senoidal trifásica onde cada fase é defasada de 120° . Por conseguinte a matriz de tensão na barra infinita é definida como (5.52).

$$U_{ger}: \begin{bmatrix} V \cdot \cos(\omega t + 0) \\ V \cdot \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ V \cdot \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (5.52)$$

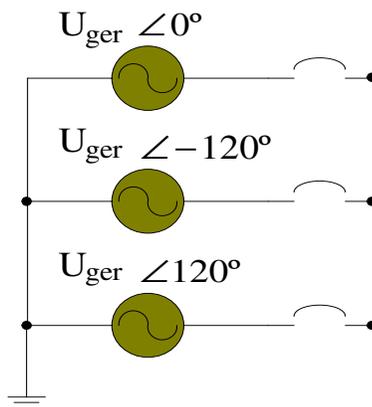


Figura 5.13: Esquema de geração trifásica em barra infinita.

Capítulo 6

Descrição dos Sistemas de Transmissão Analisados.

Para um melhor entendimento dos sistemas de transmissão que vamos analisar, no presente capítulo descrevemos os modelos das torres dos sistemas analisados, as disposições dos feixes e os cabos dos feixes, assim como as características dos cabos de fase e pára-raios para obtenção dos parâmetros elétricos. Neste capítulo também descrevemos os tipos de compensação requeridos para os sistemas simulados. Vamos dividi-los em sistemas de linhas compensadas e sistemas de linhas não compensadas. Subdividimos os sistemas de linhas compensadas em sistemas com compensação reativa em derivação e sistemas que além da compensação reativa em derivação precisam de compensação capacitiva série.

Cabe sugerir a leitura do Apêndice B, onde se faz uma avaliação da compensação reativa indutiva nas linhas de transmissão. Não abordaremos a parte mecânica das estruturas nas linhas de transmissão nos restringindo a parte elétrica.

6.1 Descrição do Sistema de Transmissão em EHV 345 kV.

6.1.1 Estruturas da Linha de Transmissão em 345 kV.

Na simulação de falta ao longo de uma linha de transmissão começamos o estudo para sistemas sem compensação alguma. As estruturas de linhas de Transmissão EHV de 345 kV em estudo são estruturas autoportantes rígidas de circuito simples, com configuração horizontal dos seus condutores e com dimensionamento para as distâncias disruptivas entre as partes energizadas e as partes das estruturas. Neste nível de tensão analisamos linhas de transmissão com comprimento médio (150 km) e comprimento longo (450 km) para nossas simulações.

6.1.2 Dados Elétricos da Linha de Transmissão em 345 kV.

Para este sistema, tomamos 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 Ω .m .

Tabela 6.1: Características dos cabos condutores no sistema de 345 kV.

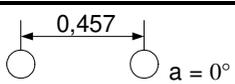
Dados dos cabos da Linha 345 kV	
Condutor de fase tipo: Rail	
Nº de condutores em feixe.	2
Distância dos feixes (m)	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,0281432
Diâmetro do condutor interno (m).	0,00739
Resistência a 60 Hz (Ω /km)	0,08004972
Temperatura (°)	45
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	14,6

Tabela 6.2: Características do cabo pára-raios no sistema de 345 kV.

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

A representação da torre e distâncias dos cabos e feixes condutores é apresentada na Figura 6.1.

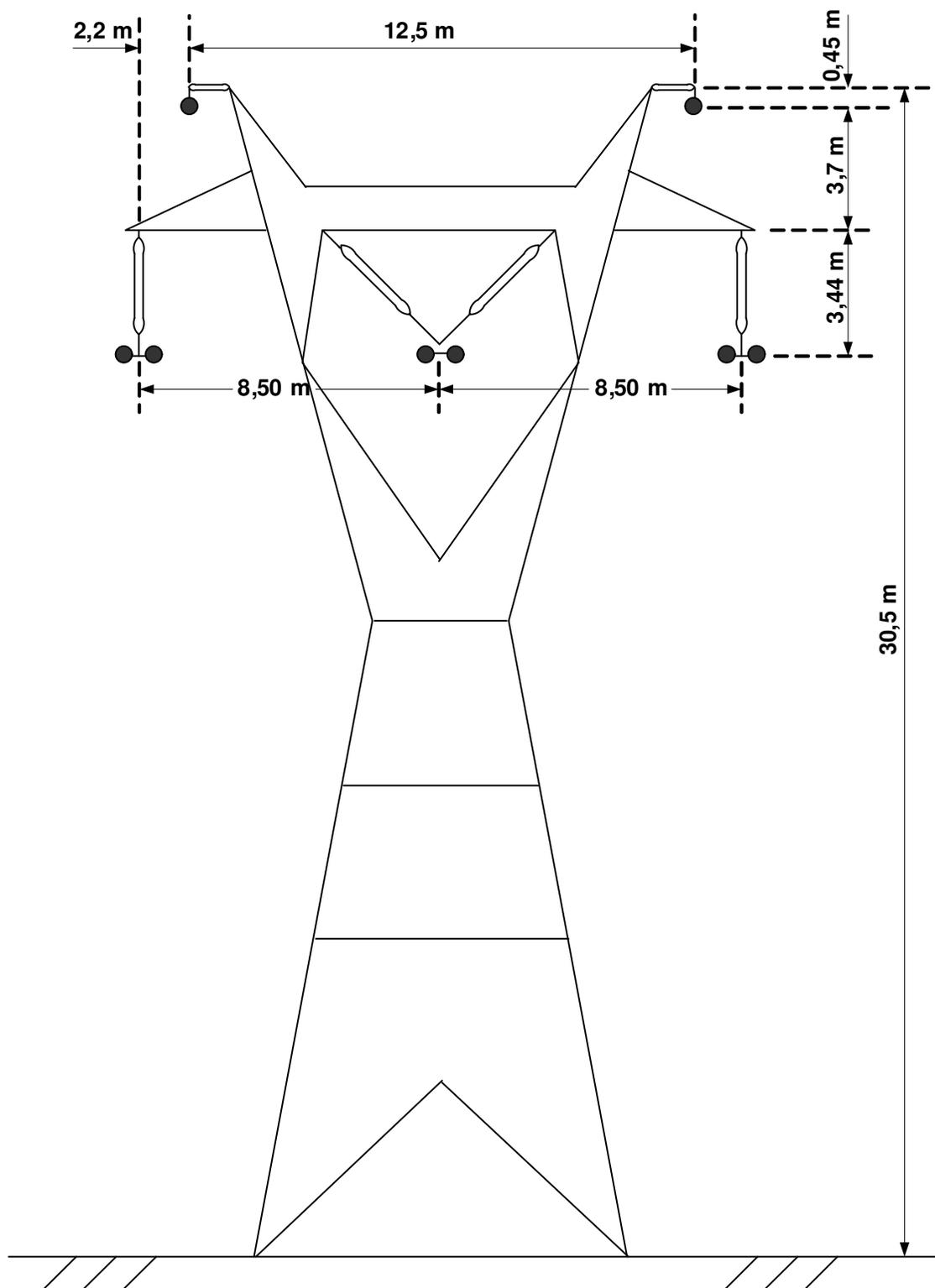


Figura 6.1: Silhueta de torre da linha de 345 kV.

6.1.3 Parâmetros Elétricos

Os parâmetros elétricos obtidos para o sistema de 345 kV (Jaguará - Taquaril) são mostrados na Tabela 6.3 e foram calculados através de um programa desenvolvido em ambiente Matlab @ 7.0.1, tomando como referência os dados elétricos e baseado na teoria apresentada no Apêndice A. A potência natural desta linha de transmissão é de 412,25 MW.

Tabela 6.3: Parâmetros elétricos da linha de 345 kV a 60 Hz.

Parâmetros Elétricos do Sistema em 345 kV		
	Linha Convencional	
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3487
	X₀ (Ω/km)	1,5495
	Y₀ (μF/km)	3,354
Seqüência positiva	R (Ω/km)	0,0306
	X_d (Ω/km)	0,3753
	Y_d (μS/km)	4,517

Para conhecer o grau de compensação adequado para reduzir o efeito Ferranti, devemos calcular o ganho de tensão no final da linha em vazio. Então, primeiro calculamos o ganho de tensão para linhas sem nenhum tipo de compensação; seguidamente fazemos o cálculo para os sistemas com diferentes níveis de compensação e que formam parte da análise de sensibilidade. Através de um cálculo em ambiente Matlab, conseguimos encontrar esses dados tendo como entrada de dados os parâmetros elétricos do sistema, nível de tensão e comprimento de linha simulado. Nas Figuras 6.2 e 6.3 esboçamos o diagrama de blocos correspondente a esses cálculos.

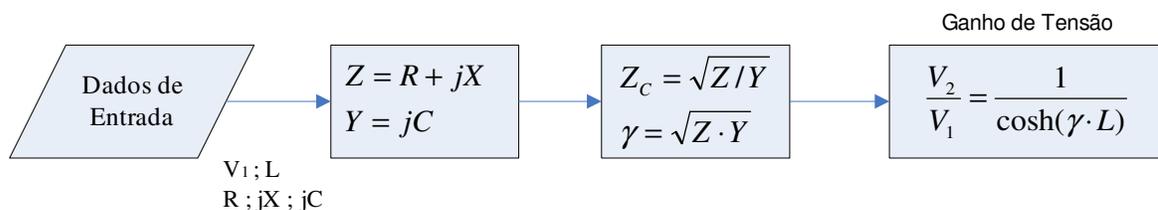


Figura 6.2: Diagrama de blocos do Processo para obtenção do ganho de tensão nas linhas sem compensação.

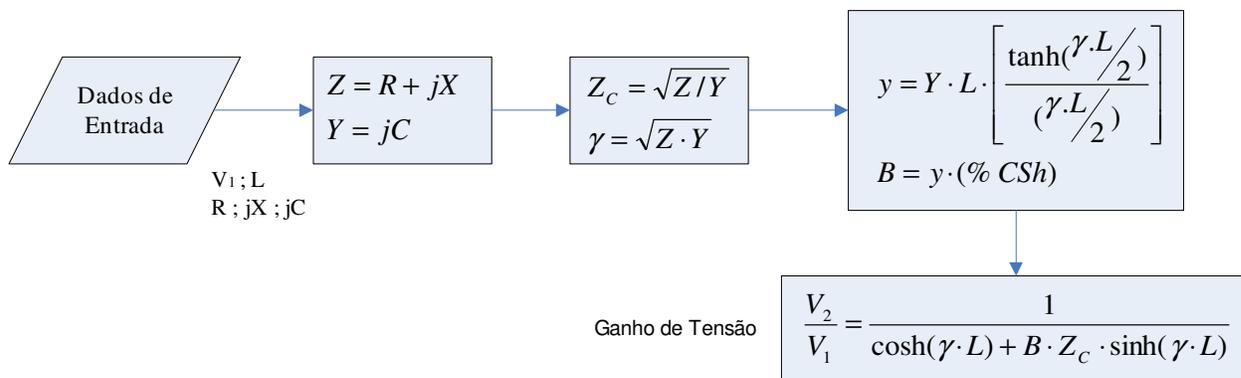


Figura 6.3: Diagrama de blocos do Processo para obtenção do ganho de tensão nas linhas com compensação em derivação.

Na Tabela 6.4 mostramos os ganhos de tensão para o sistema de 345 kV simulado com diferentes níveis de compensação reativa nos extremos da linha e para o caso da linha sem compensação.

Tabela 6.4: Ganho de tensão da linha de 345 kV com compensação reativa nos extremos.

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação							
Sistema Convencional		Ganho de tensão sem compensação $\frac{V_2}{V_1}$	Ganho de Tensão com Compensação				
Nível de Tensão (kV)	L (km)		Compens. 40%	Compens. 70%	Compens. 80%	Compens. 90%	Compens. 100%
345	150	1,019378	1,011536	1,005733	1,003813	1,001900	0,999995
	450	1,200069	1,111146	1,052622	1,034456	1,016904	0,999937
	900	2,560687	1,577990	1,224016	1,138765	1,064588	0,999464

Na Tabela 6.5 mostramos um resumo dos ganhos de tensão para o sistema de 345 kV simulado com compensação capacitiva no meio da linha (50 %), compensação reativa nos extremos da linha e compensação reativa antes e depois do capacitor série.

Tabela 6.5: Ganho de tensão da linha de 345 kV com compensação em derivação (quatro bancos) e com capacitor série no meio da linha.

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação e Compensação Série							
Sistema Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de Tensão com Compensação				
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Compens. 40%	Compens. 70%	Compens. 80%	Compens. 90%	Compens. 100%
345	900	2,560687	1,311235	1,133464	1,084835	1,040430	0,999747

Junto com o ganho de tensão, é também importante conhecer os dados dos reativos totais nos sistemas em estudo, assim como os dados dos reativos para os diferentes níveis de compensação em derivação analisados. Na Tabela 6.6 são apresentados os valores dos reativos que foram calculados através do Matlab (Ver Figura 6.4) para o caso do sistema simulado com dois bancos de compensação reativa em derivação alocados nos extremos da linha.

Tabela 6.6: Reativo total no sistema de 345 kV com compensação reativa nos extremos da linha.

Reativo total no caso de compensação em derivação nos extremos da linha						
Sistema Convencional		Nível de compensação				
Nível de Tensão (kV)	L (km)	Reator: 40% (MVAR)	Reator: 70% (MVAR)	Reator: 80% (MVAR)	Reator: 90% (MVAR)	Reator: 100% (MVAR)
345	150	32,3610	56,6318	64,7221	72,8124	80,9027
	450	99,6409	174,3716	199,2818	224,1921	249,1023
	900	219,2101	383,6177	438,4202	493,2227	548,0252

Na Figura 6.4 esboçamos o diagrama de blocos correspondente aos cálculos dos reativos para linhas com compensação em derivação e a linha com compensação reativa série

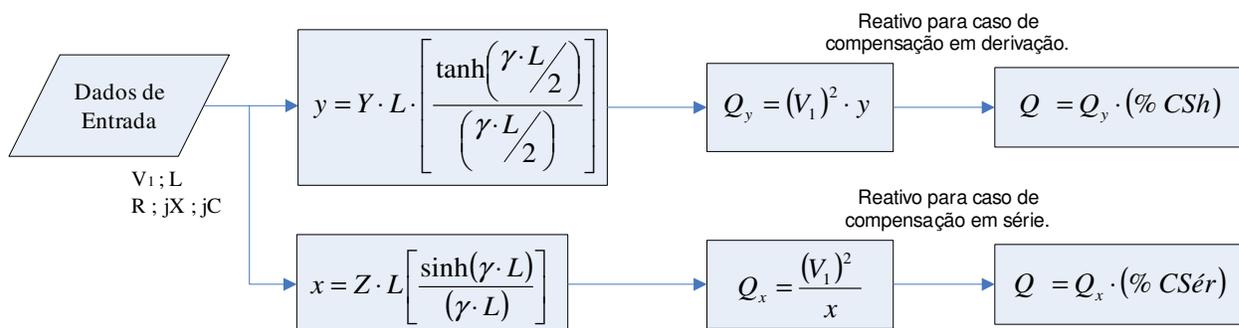


Figura 6.4: Diagrama de blocos do Processo para obtenção da Potência reativa (Q) em cada nível de compensação simulado (derivação e série).

Na Tabela 6.7 mostramos os reativos para os diferentes níveis de compensação no caso do sistema de 345 kV simulado com quatro bancos de compensação reativa instalados nos extremos da linha assim como antes e depois do capacitor série.

Tabela 6.7: Reativo total no sistema de 345 kV com compensação em derivação (quatro bancos)

Reativo total para o caso de quatro bancos de compensação reativa						
Sistema Convencional		Nível de compensação				
Nível de Tensão (kV)	L (km)	Reator: 40% (MVAR)	Reator: 70% (MVAR)	Reator: 80% (MVAR)	Reator: 90% (MVAR)	Reator: 100% (MVAR)
345	900	199,2818	348,7432	398,5637	448,3842	498,2047

Para linhas muito longas, além de compensar a reatância transversal da linha é compensada também a reatância longitudinal da linha através de um capacitor série. Para os nossos sistemas mais longos compensamos a reatância longitudinal em 50 %, que é um nível muito utilizado nos sistemas reais. Na Tabela 6.8, mostra-se o total da reatância longitudinal da linha em estudo, assim como o reativo série a compensar. Também se mostra o reativo compensado em 50 % e o valor do capacitor série utilizado.

Tabela 6.8: Reatância longitudinal e compensação série no sistema de 345 kV a 60 Hz.

Reatância longitudinal e compensação série					
Sistema Convencional					
Nível de tensão (kV)	L (km)	X (Ω)	Reativo série (MVAR)	Reativo: comp. série 50% (MVAR)	$ X_c $ (Ω)
345	900	266,0210	352,3847	223,7135	133,0105

6.2 Descrição do Sistema de Transmissão em EHV 500 kV.

6.2.1 Sistemas Equivalentes para Simulações da Linha de 500 kV.

Para este tipo de sistema, tomamos como referência a estrutura estaiada da torre Cross-Rope de 500 kV da linha Tucuruí – Marabá. Este tipo de estrutura é menos pesado e mais fácil de construir que estruturas tradicionais. Para simulação da Isec e TTA da linha de 500 kV convencional e não convencional com comprimento 900 km e compensação reativa em derivação utilizamos os seguintes arranjos de compensação, cujos resultados podem ser analisados no capítulo 7 e no Apêndice C.

- Arranjo de dois bancos reativos em derivação nos extremos da linha. Ver Figura 7.8 do item 7.2, no capítulo 7.
- Arranjo de três bancos reativos em derivação. Um em cada extremo da linha e um terceiro banco alocado no meio da linha. Ver Anexo C.

Compensando 50 % da impedância longitudinal série, analisamos um novo arranjo para o sistema analisado.

- Arranjo com quatro bancos de reatores em derivação. Um em cada extremo da linha, o capacitor série no meio da linha e um banco reativo antes e depois do capacitor série. Ver Figura 7.63 do item 7.3.1.1 no capítulo 7.

6.2.2 Dados elétricos da Linha Convencional de 500kV.

A seguir mostram-se os dados elétricos dos condutores e os cabos pára-raios da linha de transmissão (Tabelas 6.9 e 6.10) com estrutura Cross-Rope do trecho Tucuruí - Marabá. Na Figura 6.5 estão apresentadas a geometria dos feixes e os dados dos condutores dos feixes, assim como as distâncias entre pára-raios e a distância vertical deles. A resistividade do solo assumida foi de 2000 $\Omega.m$.

Tabela 6.9: Características dos condutores no sistema de 500 kV.

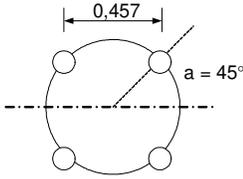
Dados dos cabos da Linha 500 kV	
Condutor de fase tipo: Rail	
N° de condutores em feixe.	4
Distância dos feixes (m)	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,02959
Diâmetro do condutor interno (m).	0,00739
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,0594
Temperatura ($^{\circ}$)	75
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	13,43

Tabela 6.10: Características do cabo pára-raios no sistema de 500 kV.

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)	6,4

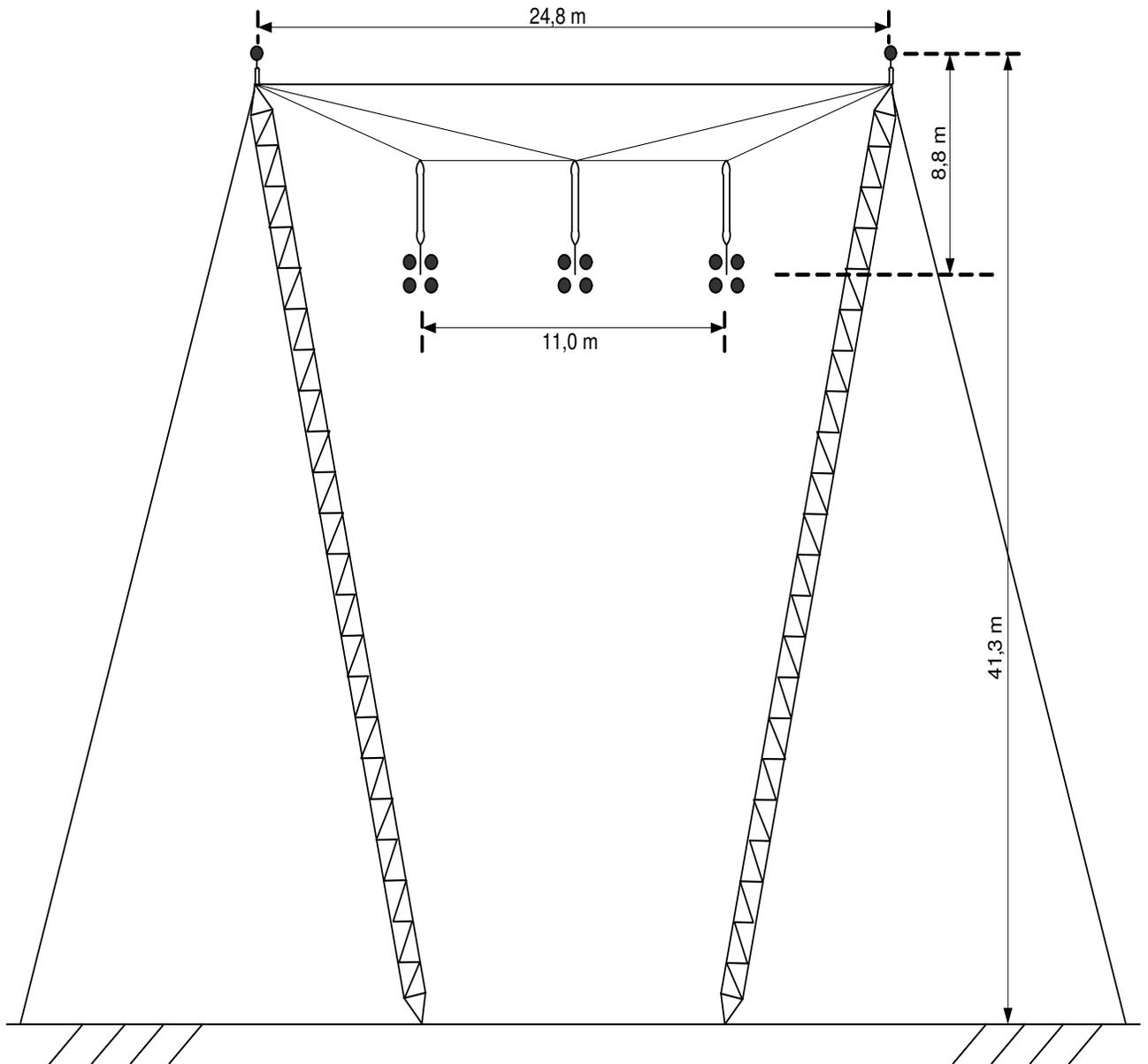


Figura 6.5: Silhueta de torre da linha de 500 kV convencional.

6.2.3 Dados elétricos da Linha não Convencional em 500 kV.

A seguir mostram-se os dados elétricos dos condutores e os cabos pára-raios da linha de transmissão com estrutura não convencional de 500 kV (Tabelas 6.11 e 6.12). Na Figura 6.6 estão descritas as distâncias verticais dos feixes de fases A, B e C; as distâncias verticais das fases B e C são iguais.

Tabela 6.11: Características dos condutores no sistema não convencional de 500 kV.

Dados dos cabos da linha não convencional de 500 kV	
Condutor de fase tipo: 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 6.12: Características do cabo pára-raios no sistema não convencional de 500 kV.

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)	6,4

6.2.4 Parâmetros Elétricos

Utilizando o programa implementado no ambiente Matlab 7.0.1, tomando como referência os dados elétricos das Tabelas 6.9, 6.10, 6.11 e 6.12, e baseado na teoria do Apêndice A, obtivemos os parâmetros elétricos descritos na Tabela 6.13, para o sistema convencional de 500 kV (Tucuruí – Marabá) e para o sistema não convencional de 500 kV também analisado no presente trabalho. A linha convencional de 500 kV tem uma potência natural de 1199,83 MW e a linha não convencional de 500 kV uma potência de 1407,032 MW.

Tabela 6.13: Parâmetros elétricos nos sistemas de 500 kV a 60 Hz.

Parâmetros Elétricos			
		Configuração da torre em 500 kV	
		Convencional	Não convencional
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3235	0,3235
	X ₀ (Ω/km)	1,5504	1,3448
	Y ₀ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	2,729	3,79
Seqüência positiva	R (Ω/km)	0,0154	0,0155
	X _d (Ω/km)	0,2670	0,2294
	Y _d ($\mu\text{S}/\text{km}$)	6,18	7,283

Segundo a Tabela 6.13, verifica-se que as reatâncias indutivas homopolar (seqüência zero) e não homopolar (seqüência positiva) no sistema não convencional diminuíram em relação à configuração do sistema convencional, enquanto que a admitância transversal da linha não convencional aumentou. Este resultado era o esperado, pois a linha não convencional tem uma maior potência característica. Com relação à corrente de arco secundário, é esperado que o seu valor seja maior para a linha não convencional quando compararmos a linha convencional e não convencional de mesmo comprimento.

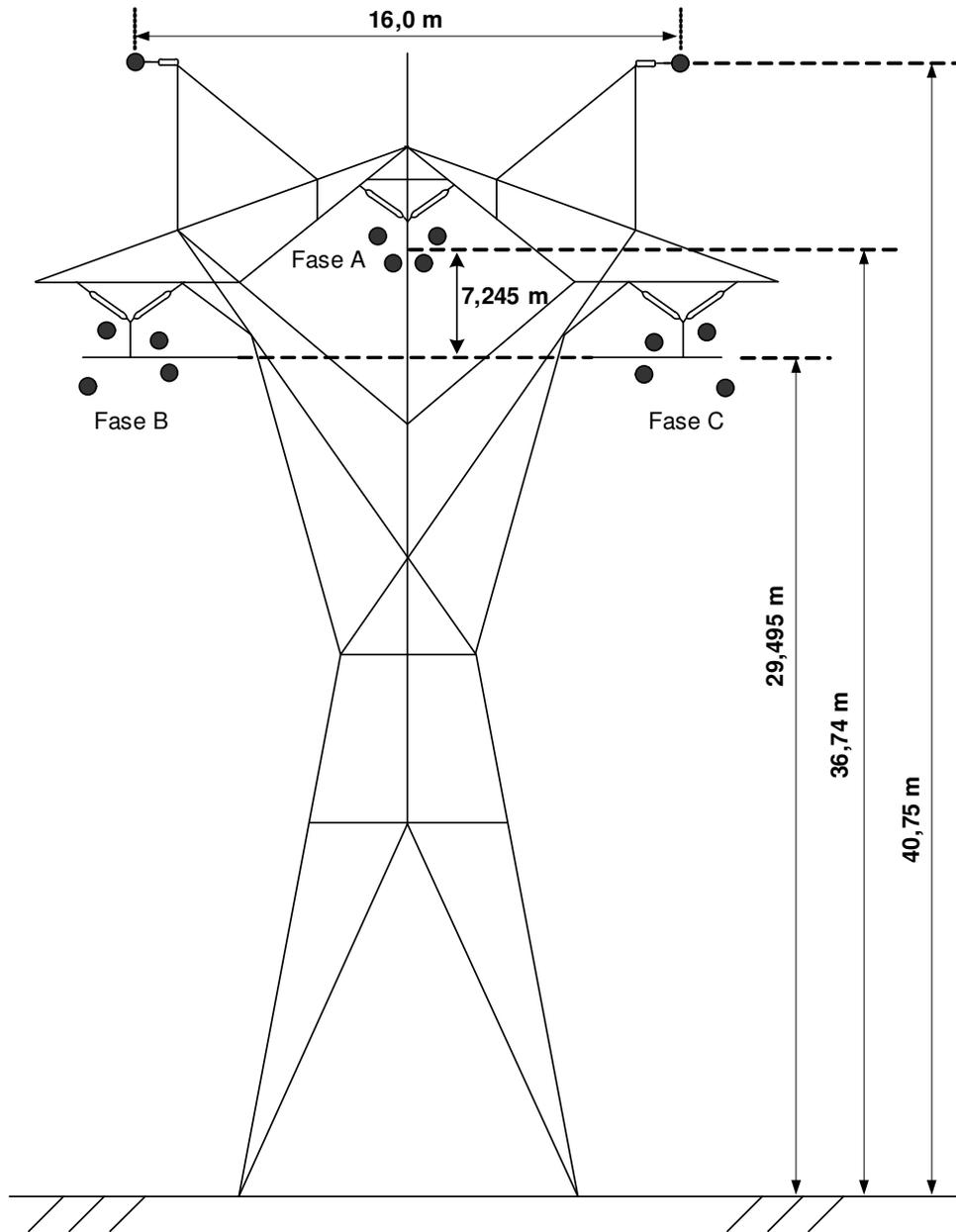


Figura 6.6: Silhueta de torre da linha não convencional de 500 kV.

Nas Tabelas 6.14 e 6.15 são apresentados os dados referenciais dos ganhos de tensão para o sistema convencional de 500 kV em vazio sem compensação e também os ganhos de tensão para este sistema com diferentes níveis de compensação e que formam parte de nossa análise geral. As Tabelas 6.16 e 6.17 mostram os ganhos de tensão para o sistema não convencional de 500 kV respectivamente.

Tabela 6.14: Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação								
Sistema Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95 %	Comp. 100%
500	150	1,018854	1,011226	1,005581	1,003712	1,001851	1,00092	0,999997
	450	1,193935	1,107981	1,051209	1,033554	1,016482	1,008155	0,999963
	900	2,476119	1,557487	1,217877	1,135312	1,063217	1,030494	0,999723

Tabela 6.15: Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com compensação em derivação (quatro bancos) e com capacitor série no meio da linha.

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação e Compensação Série								
Sistema Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95 %	Comp. 100%
500	900	2,476119	1,299988	1,129243	1,082287	1,039311	1,019168	0,999853

Tabela 6.16: Ganho de tensão da linha não convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos.

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação								
Sistema não Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95 %	Comp. 100%
500	150	1,019094	1,011368	1,005650	1,003758	1,001874	1,000934	0,999996
	450	1,196739	1,109429	1,051856	1,033968	1,016677	1,008246	0,999953
	900	2,514822	1,566885	1,220709	1,136915	1,063867	1,030748	0,999626

Tabela 6.17: Ganho de tensão da linha não convencional de 500 kV com compensação em derivação (quatro bancos) e com capacitor série no meio da linha.

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação e Compensação Série								
Sistema não Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95 %	Comp. 100%
500	900	2,514822	1,305160	1,131186	1,083463	1,039831	1,019397	0,999812

Junto com os ganhos de tensão no final da linha em análise, é também importante conhecer os dados dos reativos totais deste sistema, assim como os dados dos reativos para os diferentes níveis de compensação em derivação e para o caso com compensação série analisados. Na Tabela 6.18 são apresentados os valores dos reativos do sistema convencional em 500 kV com compensação em derivação nos extremos da linha e na Tabela 6.19 são apresentados os valores dos reativos nesse mesmo sistema, mas compensando 50 % da reatância longitudinal da linha.

Tabela 6.18: Reativo total no sistema de 500 kV com compensação reativa nos extremos da linha.

Reativo total no caso de compensação em derivação nos extremos da linha							
Sistema Convencional		Nível de compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	Reator: 40% (MVAR)	Reator: 70% (MVAR)	Reator: 80% (MVAR)	Reator: 90% (MVAR)	Reator: 95% (MVAR)	Reator: 100% (MVAR)
500	150	92,9878	162,7287	185,9757	209,2227	220,8461	232,4696
	450	286,1108	500,6940	572,2217	643,7494	679,5133	715,2771
	900	627,6994	1098,474	1255,398	1412,323	1490,786	1569,248

Tabela 6.19: Reativo total no sistema convencional de 500 kV com compensação em derivação (quatro bancos).

Reativo total para o caso de quatro bancos de compensação reativa							
Sistema Convencional		Nível de compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	Reator: 40% (MVAR)	Reator: 70% (MVAR)	Reator: 80% (MVAR)	Reator: 90% (MVAR)	Reator: 95% (MVAR)	Reator: 100% (MVAR)
500	900	572,2217	1001,3881	1144,4434	1287,4989	1359,0266	1430,5543

Na Tabela 6.20 mostram-se os valores dos reativos do sistema não convencional em 500 kV com compensação em derivação nos extremos da linha e na Tabela 6.21 são apresentados os valores dos reativos nesse mesmo sistema, mas compensando 50 % da reatância longitudinal da linha.

Tabela 6.20: Reativo total no sistema não convencional de 500 kV com compensação reativa nos extremos da linha.

Reativo total no caso de compensação em derivação nos extremos da linha							
Sistema não Convencional		Nível de compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	Reator: 40% (MVAR)	Reator: 70% (MVAR)	Reator: 80% (MVAR)	Reator: 90% (MVAR)	Reator: 95% (MVAR)	Reator: 100% (MVAR)
500	150	109,5885	191,7798	219,1770	246,5741	260,2727	273,9712
	450	337,2987	590,2710	674,5954	758,9198	801,0821	843,2443
	900	740,9397	1296,644	1481,879	1667,114	1759,732	1852,349

Tabela 6.21: Reativo total no sistema não convencional de 500 kV com compensação em derivação (quatro bancos).

Reativo total para o caso de quatro bancos de compensação reativa							
Sistema não Convencional		Nível de compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	Reator: 40% (MVAR)	Reator: 70% (MVAR)	Reator: 80% (MVAR)	Reator: 90% (MVAR)	Reator: 95% (MVAR)	Reator: 100% (MVAR)
500	900	674,5954	1180,5421	1349,1909	1517,8397	1602,1642	1686,4886

Para linhas muito longas, além de compensar a reatância transversal da linha é compensada também a reatância longitudinal da linha através de um capacitor série. Para os nossos sistemas mais longos compensamos a reatância longitudinal em 50 %, que é um nível muito utilizado nos sistemas reais. Na Tabela 6.22, mostra-se o total da reatância longitudinal da linha em estudo, assim como o reativo série a compensar. Também se mostra o reativo compensado em 50 % e o valor do capacitor série utilizado.

Tabela 6.22: Reatância longitudinal e compensação série no sistema de 500 kV a 60 Hz.

Reatância longitudinal e compensação série					
Sistema Convencional					
Nível de tensão (kV)	L (km)	X (Ω)	Reativo série (MVAR)	Reativo: comp. série 50% (MVAR)	$ X_c $ (Ω)
500	900	190,3812	1040,366	656,577	95,1906
Sistema não Convencional					
500	900	163,1168	1210,888	766,3216	81,5584

6.3 Descrição do Sistema de Transmissão em EHV 765 kV.

Para as linhas de transmissão de 765 kV, tomamos como referência o trecho Foz do Iguaçu – Ivaiporã (Paraná) administrada pela FURNAS e que interliga Itaipu com o Sistema de ELETROSUL.

6.3.1 Sistemas Equivalentes para Linhas de 765 kV.

O trecho da linha em estudo nesse nível de tensão tem estruturas estaiadas convencionais, ou seja, é flexível enrijecida por tirantes ou estais. Os tirantes absorvem parte dos esforços horizontais, transmitindo-os diretamente ao solo através de âncoras [29].

Para simulação da Isec e TTA da linha de 765 kV convencional com comprimento 900 km e compensação reativa em derivação utilizam-se os seguintes arranjos de compensação, cujos resultados podem ser analisados no capítulo 7 e o Apêndice C.

- Arranjo de dois bancos reativos em derivação nos extremos da linha. Ver Figura 7.8 do item 7.2, no capítulo 7.
- Arranjo de três bancos reativos em derivação. Um em cada extremo da linha e um terceiro banco alocado no meio da linha. Ver Anexo C.

Compensando 50 % da reatância longitudinal série, analisamos um novo arranjo para o sistema analisado.

- Arranjo com quatro bancos de reatores em derivação. Um em cada extremo da linha, o capacitor série no médio da linha e um banco reativo antes e depois do capacitor série. Ver Figura 7.63 do item 7.3.1.1 no capítulo 7.

6.3.2 Dados elétricos da Linha de Transmissão em 765 kV.

A continuação, nas Tabelas 6.23 e 6.24, mostram-se os dados elétricos dos condutores e o cabo pára-raios da linha de transmissão com estrutura de aço estaiada convencional do trecho Foz do Iguaçu – Ivaiporã. Na Figura 6.7 estão as distâncias dos feixes e condutores dos feixes, assim como as distâncias entre pára-raios e a distância vertical deles. A resistividade do solo adotada foi de 2000 Ω .m .

Tabela 6.23: Características dos condutores no sistema de 765 kV.

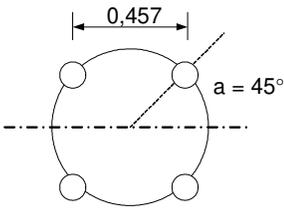
Dados dos cabos da Linha 765 kV	
Condutor de fase tipo: Bluejay	
N° de condutores em feixe.	4
Distância dos feixes (m)	
Diâmetro do condutor externo (m).	0,032
Diâmetro do condutor interno (m).	0,008
Resistência a 60 Hz (Ω/km)	0,0509
Temperatura ($^{\circ}$)	75
Permeabilidade magnética relativa	1
Permissividade Relativa	1
Flecha a meio vão (m)	13,43

Tabela 6.24: Características do cabo pára-raios no sistema de 765 kV.

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)	6,4

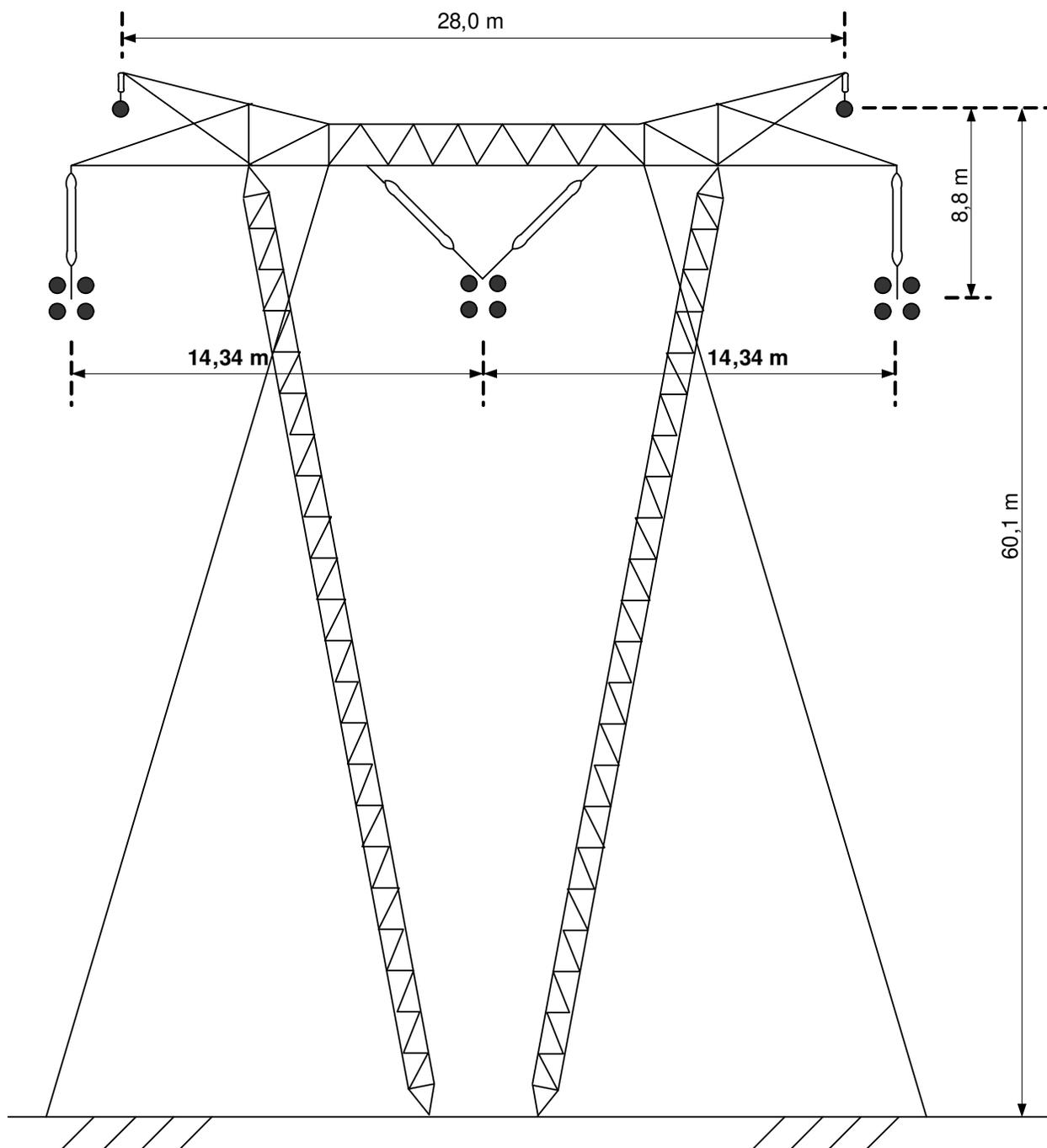


Figura 6.7: Silhueta de torre da Linha de 765 kV.

6.3.3 Parâmetros Elétricos

Segundo os cálculos obtidos no Matlab 7.0.1, e tomando como referência a teoria do Apêndice A, assim como os dados elétricos das Tabelas 6.23 e 6.24, obtivemos os parâmetros elétricos do sistema convencional de 765 kV (Foz de Iguaçu – Ivaiporã). Estes parâmetros são apresentados na Tabela 6.25. A potência característica da linha é de 2111,81 MW (aproximadamente 2 GW).

Tabela 6.25: Parâmetros elétricos no sistema de 765 kV a 60 Hz.

Parâmetros Elétricos		
Configuração da torre em 765 kV - Convencional		
Seqüência zero	R (Ω/km)	0,3478
	X₀ (Ω/km)	1,4015
	Y₀ (μF/km)	3,404
Seqüência positiva	R (Ω/km)	0,0165
	X_d (Ω/km)	0,3651
	Y_d (μF/km)	4,759

Tomando em consideração o que foi mencionado no item 6.1.3, calculamos de maneira referencial os ganhos de tensão para o sistema convencional de 765 kV em vazio sem compensação e também os ganhos de tensão para o sistema com diferentes níveis de compensação e que formam parte de nossa análise geral. A Tabela 6.26 mostra os ganhos de tensão para o sistema com compensação reativa em derivação alocados nos extremos da linha e a Tabela 6.27 mostra os ganhos de tensão para o mesmo sistema, mas compensando também 50 % da reatância longitudinal da linha.

Tabela 6.26: Ganho de tensão da linha de 765 kV com compensação reativa nos extremos.

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação								
Sistema Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95 %	Comp. 100%
765	150	1,019870	1,011827	1,005877	1,003910	1,001950	1,000973	0,999997
	450	1,205983	1,114178	1,053993	1,035350	1,017354	1,008588	0,999972
	900	2,661420	1,599343	1,230496	1,142624	1,066457	1,032056	0,999804

Tabela 6.27: Ganho de tensão da linha de 765 kV com compensação em derivação (quatro bancos) e com capacitor série no meio da linha.

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação e Compensação Série								
Sistema Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95 %	Comp. 100%
765	900	2,661420	1,323441	1,137980	1,087623	1,041776	1,020368	0,999888

Junto com os ganhos de tensão no final da linha em análise, é também importante conhecer os dados dos reativos totais deste sistema, assim como os dados dos reativos para os diferentes níveis de compensação em derivação analisados. Na Tabela 6.28 são apresentados os valores dos reativos do sistema convencional em 765 kV com bancos de compensação reativa alocados nos extremos da linha. A Tabela 6.29 apresenta os reativos do mesmo sistema, mas com quatro bancos de compensação reativa, um banco alocado em cada extremo da linha e os outros dois alocados antes e depois do capacitor série no meio da linha.

Tabela 6.28: Reativo total no sistema de 765 kV com compensação reativa nos extremos da linha.

Reativo total no caso de compensação em derivação nos extremos da linha							
Sistema Convencional		Nível de compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	Reator: 40% (MVAR)	Reator: 70% (MVAR)	Reator: 80% (MVAR)	Reator: 90% (MVAR)	Reator: 95% (MVAR)	Reator: 100% (MVAR)
765	150	167,6516	293,3904	335,3033	377,2162	398,1727	419,129
	450	516,5498	903,9622	1033,099	1162,237	1226,806	1291,374
	900	1139,488	1994,105	2278,977	2563,850	2706,286	2848,722

Tabela 6.29: Reativo total no sistema de 765 kV com compensação em derivação (quatro bancos).

Reativo total para o caso de quatro bancos de compensação reativa							
Sistema Convencional		Nível de compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	Reator: 40% (MVAR)	Reator: 70% (MVAR)	Reator: 80% (MVAR)	Reator: 90% (MVAR)	Reator: 95% (MVAR)	Reator: 100% (MVAR)
765	900	1033,0996	1807,9244	2066,1993	2324,4742	2453,6117	2582,7491

Para linhas muito longas, além de compensar a reatância transversal da linha é compensada também a reatância longitudinal da linha através de um capacitor série. Para os nossos sistemas mais longos compensamos a reatância longitudinal em 50 %, que é um nível muito utilizado nos sistemas reais. Na Tabela 6.30, mostra-se o total da reatância longitudinal da linha em estudo, assim como o reativo série a compensar. Também se mostra o reativo compensado em 50 % e o valor do capacitor série utilizado.

Tabela 6.30: Reatância longitudinal e compensação série no sistema de 765 kV a 60 Hz.

Reatância longitudinal e compensação série					
Sistema Convencional					
Nível de tensão (kV)	L (km)	X (Ω)	Reativo série (MVAR)	Reativo: comp. série 50% (MVAR)	X_c (Ω)
765	900	256,8864	1781,0188	1139,0732	128,443

Capítulo 7

Análise de Sensibilidade da Corrente de Arco Secundário.

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 for reduzido. Na nossa análise definimos por hipótese que quando a corrente eficaz do arco secundário fosse menor do que 50 A o arco teria alta probabilidade de se extinguir. Correntes maiores do que 100 A teriam alta probabilidade de não extinguir. Já para correntes entre 50 e 100 A se precisa de outros métodos para avaliar a probabilidade de extinção do arco secundário. Uma modelagem do arco nestes casos é importante para abordar o problema.

Neste trabalho efetuamos uma extensa análise de sensibilidade para diversos sistemas com diferentes níveis de tensão, comprimentos de linhas e níveis de compensação. O objetivo é identificar a maior corrente de arco secundário ao se otimizar o conjunto linha + compensação (quando existente). O principal parâmetro na otimização foi o reator de neutro, uma vez que o

reator de fase era definido pelo nível de compensação desejado. Para este propósito rodamos um primeiro programa onde variamos o valor do reator de neutro através da relação rh em uma faixa de valores de 1 até 6, com a finalidade de encontrar a I_{sec} mínima e medimos também a tensão entre os terminais do arco. Simulamos os defeitos monofásicos não permanentes para terra a cada 20 km ao longo da linha durante a manobra de energização da linha para cada valor de rh (ou seja, para cada reator de neutro). Na Figura 7.1 esboçamos o diagrama de blocos deste primeiro programa.

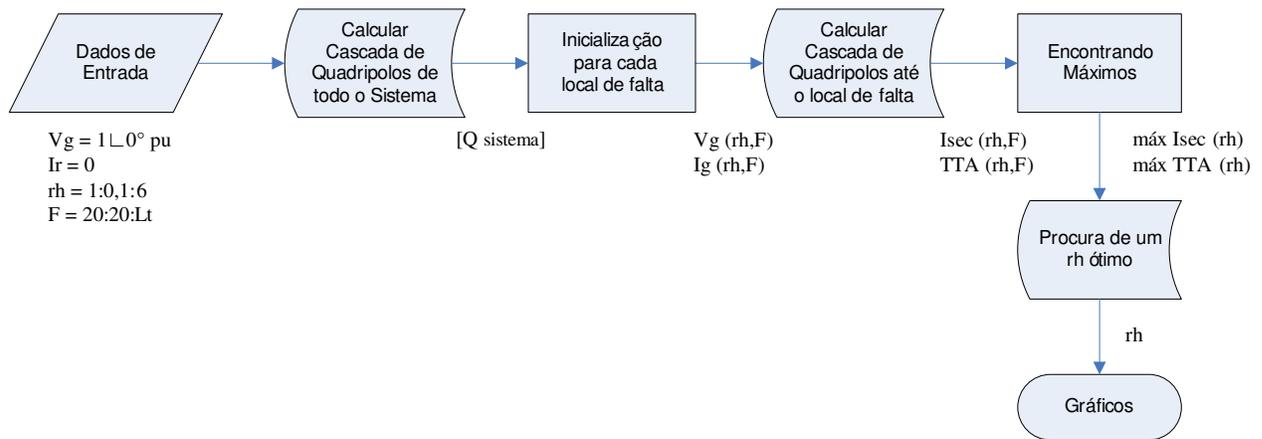


Figura 7.1 – Diagrama de blocos para encontrar um rh ótimo.

Com estes valores de rh independentes para cada nível de compensação, rodamos nosso segundo programa. Para este valor de rh ótimo calculamos a corrente de arco secundário para falta ao longo de toda a linha. Na Figura 7.2 esboçamos o diagrama de blocos deste segundo programa.

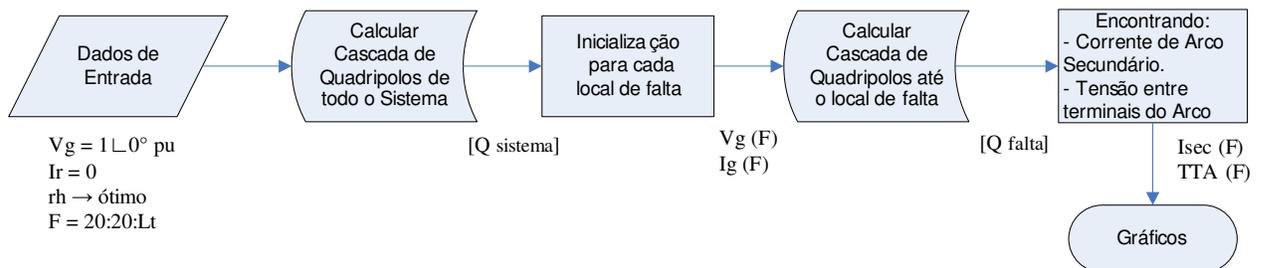


Figura 7.2 – Diagrama de blocos para encontrar I_{sec} e TTA ao longo da linha.

Então, encontramos em cada nível de compensação simulado um valor de r_h que vai resultar na menor I_{sec} . Comparamos através das tabelas para os níveis de tensão e comprimentos de linhas simulados a melhor alocação e grau de compensação adequado para obter a mínima I_{sec} .

7.1 Análise de Resultados em Linhas sem Compensação.

7.1.1 Linhas Convencionais de 345 kV, 500 kV e 765 kV.

Na análise de linhas sem nenhum tipo de compensação consideramos três níveis de tensão: 345 kV, 500 kV e 765 kV, e dois comprimentos característicos, uma linha curta (150 km) e uma linha longa (450 km). Para os casos de sistemas não convencionais tomamos em consideração só o nível de 500 kV. Na Tabela 7.1 mostram-se os resultados obtidos para estes casos. Na Figura 7.3 é apresentado o diagrama unifilar dos sistemas sem compensação, onde T1 é o terminal inicial da linha, T2 é o terminal final da linha e L é o comprimento total da linha em estudo.

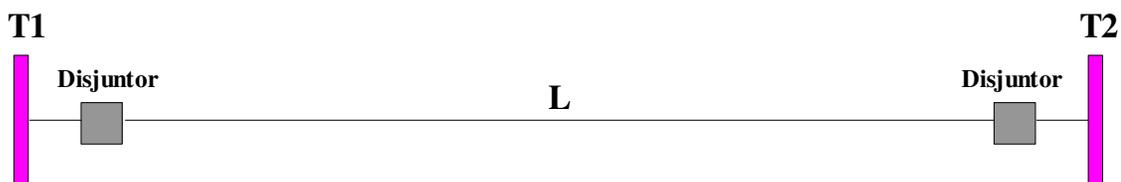


Figura 7.3 – Diagrama unifilar de uma linha sem compensação.

Tabela 7.1: Resultados de I_{sec} e TTA para linhas sem compensação.

Sistema	V	L	I_{sec}	TTA
	(kV)	(km)	(A)	(kV)
Convencional	345	150	12,1	10,8
	345	450	110	38
	500	150	50,8	42,8
	500	450	405	104
	765	150	30,9	27,5
	765	450	220	98
Não Convencional	500	150	52,1	40,3
	500	450	475	100

Na linha de 150 km com nível de tensão 345 kV, a Isec e a TTA estão em uma faixa aceitável com uma alta probabilidade de extinção da corrente de arco secundário (ver Figura 7.4). No caso dos sistemas convencionais e não convencionais de 500 kV em comprimentos de até 150 km; o arco secundário tem probabilidade de se extinguir, como vemos na Figura 7.5 e 7.7. Já para o caso das linhas de 450 km sem compensação em todos os níveis de tensão analisados, a Isec e TTA têm valores maiores e severos ($I_{sec} > 100$ A), então é muito provável que não aconteça a extinção do arco secundário para estes casos se nenhum outro método de redução da corrente de arco secundário for aplicada. Esta análise é teórica porque as linhas analisadas com este comprimento (450 km) apresentam elevado Efeito Ferranti e necessitam de compensação reativa. Para superar esse problema é recomendável aproveitar a compensação em derivação da linha e otimizar o reator de neutro, como veremos no item 7.2.

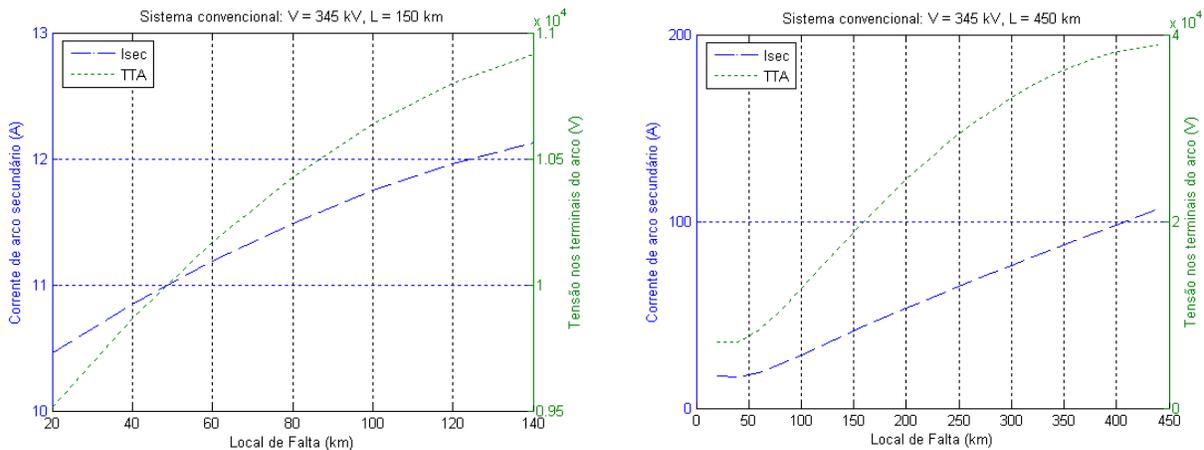


Figura 7.4 – Isec e TTA da linha convencional sem compensação. V = 345 kV, LT = 150 km e 450 km;

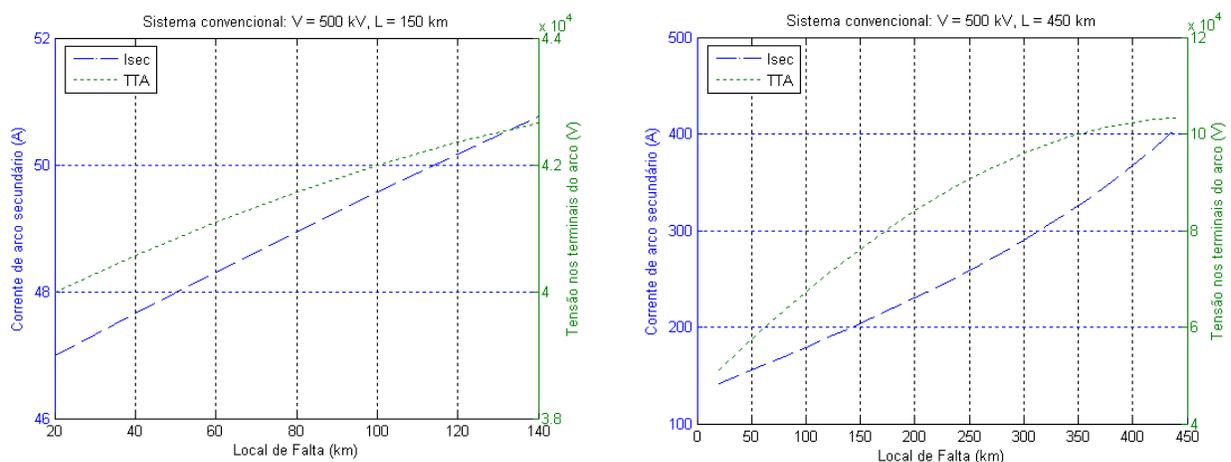


Figura 7.5 – Isec e TTA da linha convencional sem compensação. V = 500 kV, LT = 150 km e 450 km;

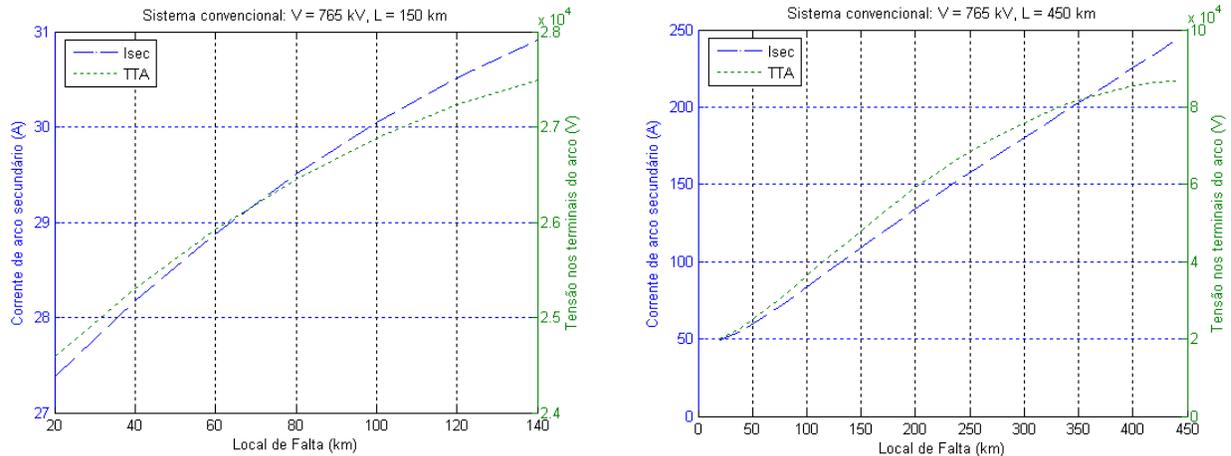


Figura 7.6 – Isec e TTA da linha convencional sem compensação. $V = 765 \text{ kV}$, $LT = 150 \text{ km}$ e 450 km ;

No caso da linha de 765 kV com comprimentos de 150 km o arco secundário tem alta probabilidade de extinguir porque a Isec e TTA têm valores aceitáveis com sua Isec máxima próxima a 50 A. Ver Figura 7.6.

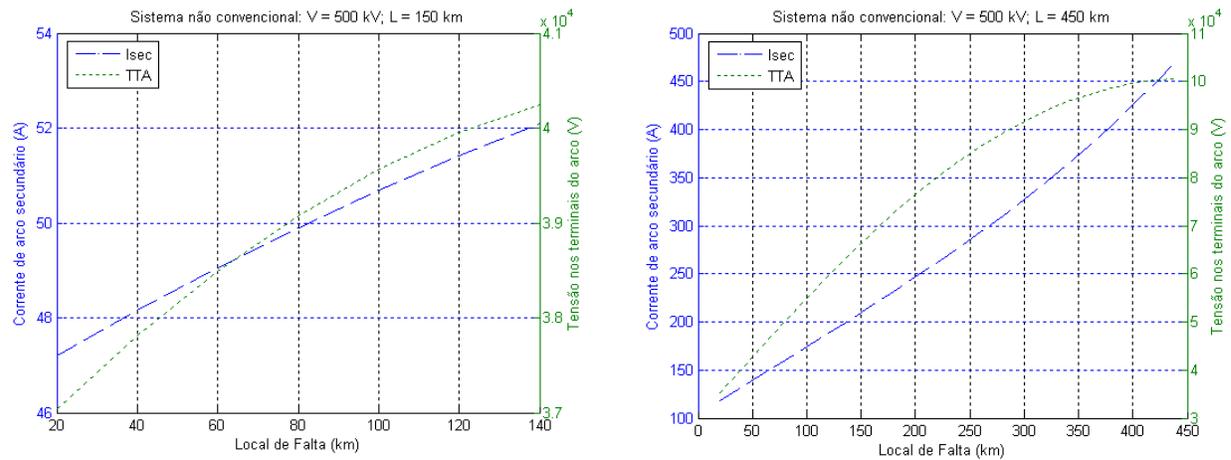


Figura 7.7 – Isec e TTA da linha não convencional sem compensação. $V = 500 \text{ kV}$, $LT = 150 \text{ km}$ e 450 km ;

7.2 Análise de Resultados em Linhas com Compensação Reativa Indutiva em Derivação.

A Figura 7.8 apresenta o diagrama unifilar dos sistemas com compensação reativa em derivação, onde L é o comprimento total da linha e os bancos de reatores em derivação (C.Sh) estão alocados nos extremos da linha.

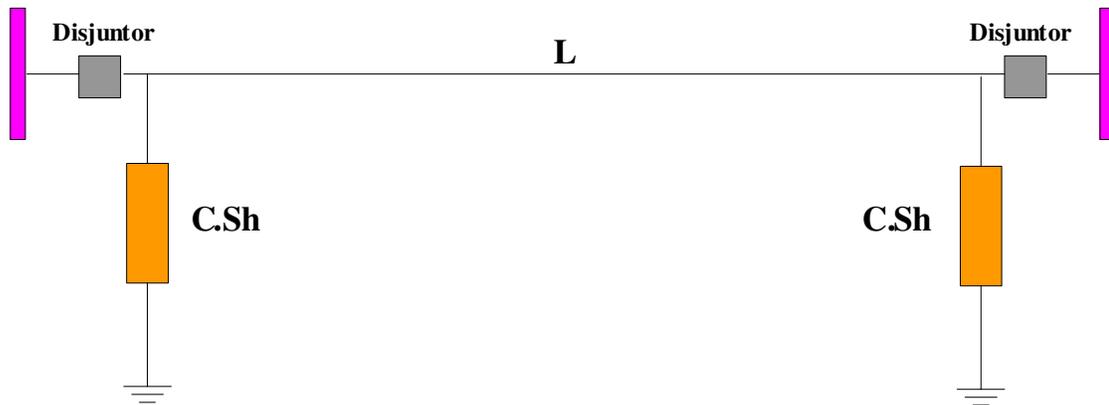


Figura 7.8 – Diagrama unifilar de uma linha com compensação reativa em derivação nos extremos.

7.2.1 Linhas Convencionais de 345 kV.

Começamos a análise de linhas com compensação reativa indutiva em derivação simulando a linha em estudo do item 7.1, de nível 345 kV e comprimento de 450 km. Nesta simulação adicionamos a representação do quadripolo correspondente ao banco de compensação reativa em derivação.

Neste caso temos que procurar o valor da r_h que gere a menor amplitude de corrente de arco secundário. Com o valor de r_h encontrado, rodamos um segundo programa cujo diagrama de blocos encontra-se esboçado na Figura 7.2, e que gerou a corrente de arco secundário em função da localização da falta ao longo da linha.

Na Tabela 7.2 mostramos os resultados obtidos da simulação da linha de 345 kV e 450 km de comprimento, primeiro sem compensação e depois com compensação reativa em derivação.

Tabela 7.2: Resultados da linha de 450 km e 345 kV convencional, com CSh nos extremos.

Sistema	V (kV)	L (km)	C.Sh (%)	rh (Zh/Zd)	Isec (A)	TTA (kV)
Convencional	345	150	-	-	12,1	10,8
	345	450	-	-	110,0	38
	345	450	40	2,1	17,8	11
	345	450	70	1,4	5,2	5,2
	345	450	100	1,3	2,95	3,6

Notamos que a partir de 40 % de compensação em derivação ocorre uma considerável redução na corrente de arco secundário, porém somente com 70 % de compensação o ganho de tensão atinge valores aceitáveis, conforme apresentado na Tabela 6.6.

As Figuras 7.9, 7.10 e 7.11 mostram a Isec e TTA para cada valor de rh simulado nos casos das linhas de 450 km com grau de compensação em derivação de 40%, 70% e 100%. Os mínimos valores de Isec correspondem a valores de rh ótimos para cada grau de compensação. Com estes valores de rh, rodamos o segundo programa que vai localizar o trecho de linha onde a falta pode ser mais severa.

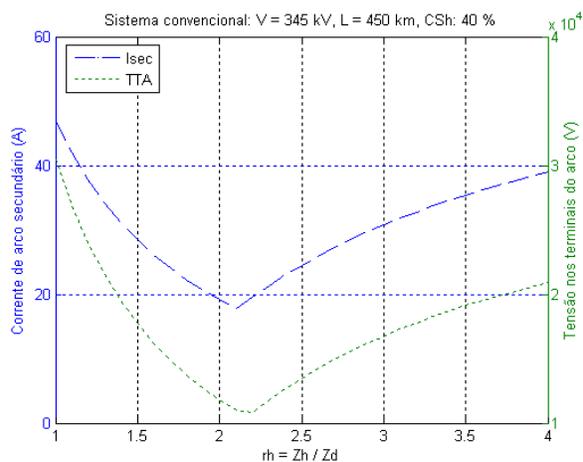


Figura 7.9 – Variação de rh para linha de 345 kV com 450 km de comprimento e CSh 40 %

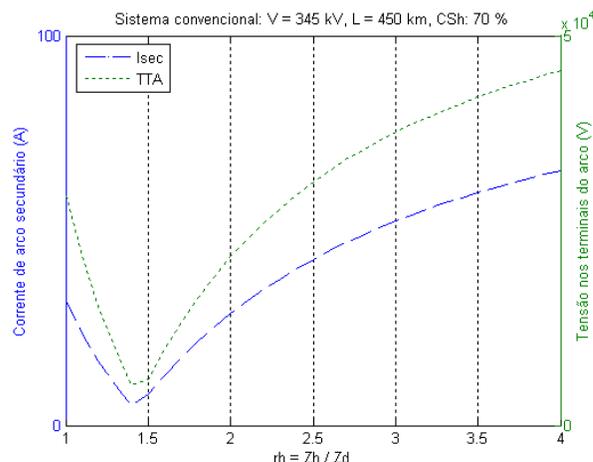


Figura 7.10 – Variação de rh para linha de 345 kV com 450 km de comprimento e CSh 70 %.

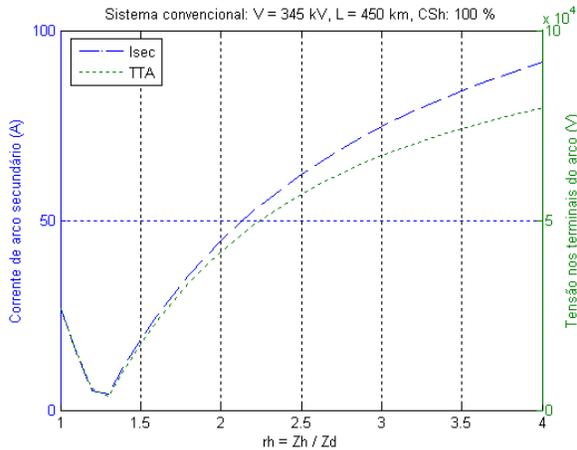


Figura 7.11 – Variação de rh para linha de 345 kV com 450 km de comprimento e CSh 100 %

Nesta segunda análise, rodamos o programa que simula o comportamento da Isec e a TTA ao longo da linha adotando o reator de neutro ótimo (ótimo rh), como se pode ver nas Figuras 7.12, 7.13 e 7.14. Neste sistema não se têm trechos comprometidos com uma severa corrente de arco secundário.

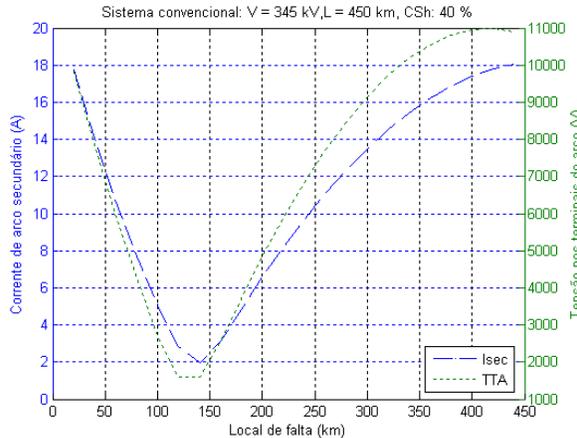


Figura 7.12 – Isec e TTA da linha de 345 kV, 450 km de comprimento, CSh 40 % e rh ótimo

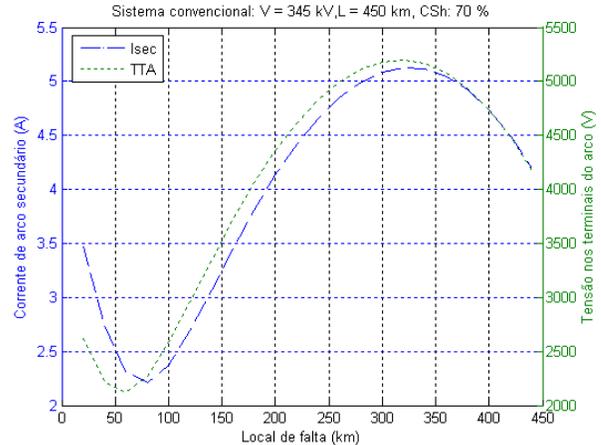


Figura 7.13 – Isec e TTA da linha de 345 kV, 450 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo

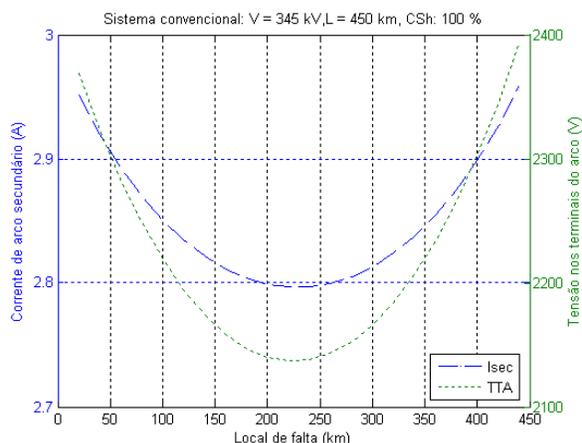


Figura 7.14 – Isec e TTA da linha de 345 kV, 450 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo

7.2.2 Linhas Convencionais de 500 kV.

7.2.2.1 Linhas Convencionais de 500 kV e comprimento 450 km.

Para linhas convencionais de 500 kV e comprimento de 450 km com compensação reativa de 40 % (Figura 7.8) não foi encontrado um valor de rh mínimo dentro da faixa estabelecida (Figura 7.15), ou seja, de 1 até 6. As Figuras 7.16, 7.17 e 7.18 mostram os valores mínimos da Isec e a TTA para níveis de compensação acima de 40 % e na Tabela 7.3 estão listados os valores obtidos para cada grau de compensação simulado na linha, assim como os valores dos reatores apropriados para conseguir reduzir o arco secundário. Cabe destacar que neste caso pode-se compensar a linha a partir de 70 % porque os valores de Isec e TTA estão numa faixa aceitável e o ganho de tensão é também aceitável (Tabela 6.14).

Tabela 7.3: Resultados da linha de 450 km e 500 kV convencional, com CSh nos extremos.

Sistema	V	L	CSh	rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(Zh/Zd)	(μ S)	(ohm)	(A)	(kV)
Convencional	500	450	40	-	1,91 - j 572,21	-	>100	>50
	500	450	70	4,08	3,33 - j 1001,38	1025,24	13	13
	500	450	80	2,85	3,81 - j 1144,43	540,64	6	11
	500	450	100	2,18	4,76 - j 1430,54	274,95	2	3

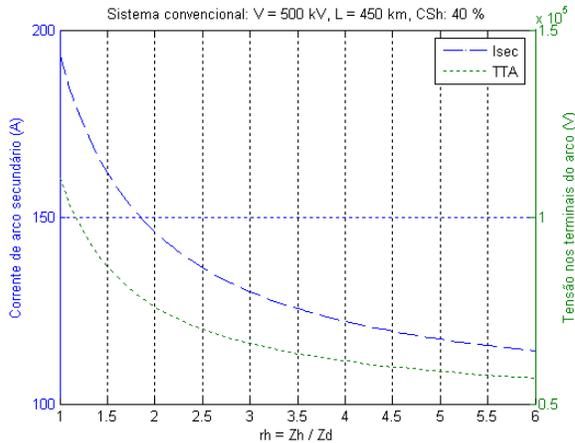


Figura 7.15 – Variação de r_h para linha de 500 kV com 450 km de comprimento e CSh 40 %.

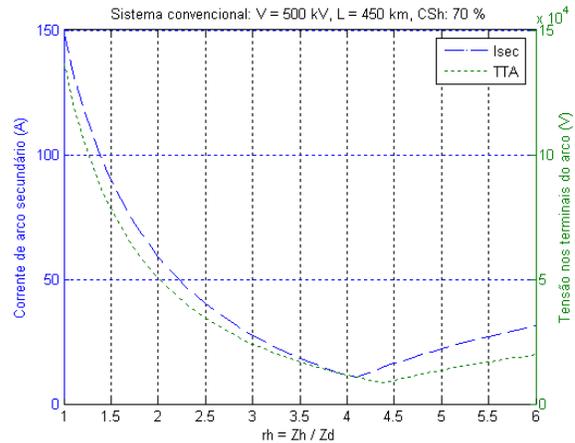


Figura 7.16 – Variação de r_h para linha de 500 kV com 450 km de comprimento e CSh 70 %.

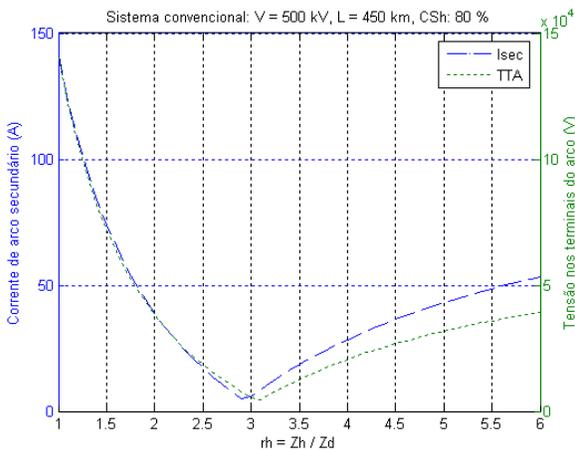


Figura 7.17 – Variação de r_h para linha de 500 kV com 450 km de comprimento e CSh 80 %.

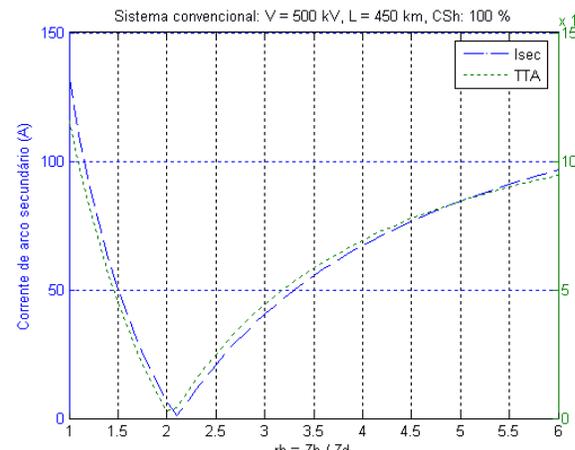


Figura 7.18 – Variação de r_h para linha de 500 kV com 450 km de comprimento e CSh 100 %.

Com os valores mínimos de r_h ótimos obtidos das Figuras 7.16, 7.17 e 7.18 e que estão descritos na Tabela 7.3, rodamos o segundo programa para localizar o trecho de linha onde a I_{sec} e a TTA são mais severos. Para a linha com CSh: 70 % as faltas mais severas são localizadas perto dos terminais 1 e 2 (Figura 7.20). Para a linha com CSh:80% as faltas mais severas são perto do terminal 2 (Figura 7.21). Já para a linha com CSh:100% a I_{sec} e TTA têm valores muito baixos (Ver Figura 7.22).

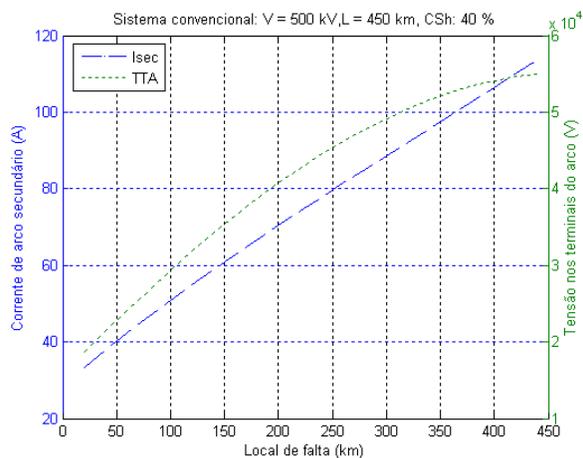


Figura 7.19– Isec e TTA da linha de 500 kV, 450 km de comprimento, CSh 40 % e rh ótimo.

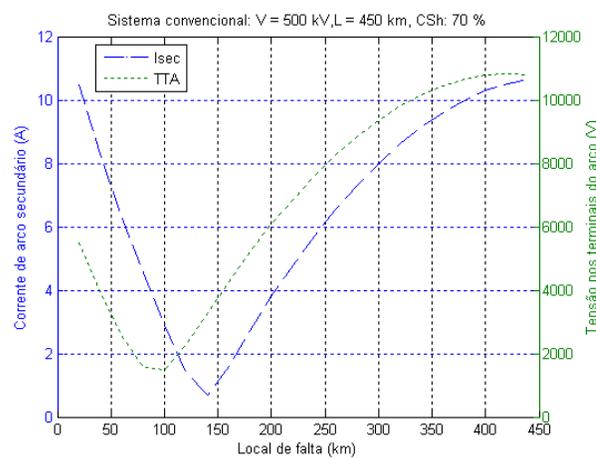


Figura 7.20 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 450 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo.

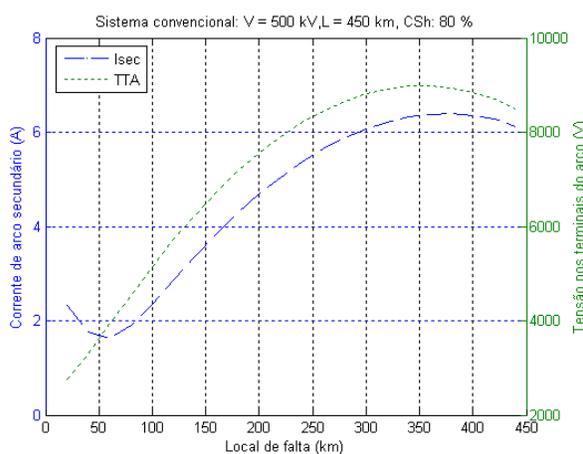


Figura 7.21 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 450 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo.

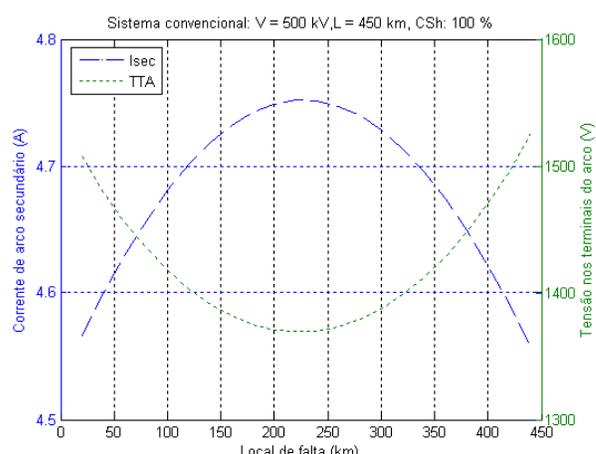


Figura 7.22 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 450 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.

7.2.2.2 Linhas Convencionais de 500 kV e comprimento 900 km. Banco de reatores nos extremos da linha.

Para comprimentos longos em linhas de 500 kV tivemos que tomar cuidado com a Tabela 6.14 onde são mostrados o ganho de tensão da linha com compensação reativa em derivação. Segundo esta tabela só a partir de um nível de compensação de 95 % o ganho de tensão (1,0304 pu) seria aceitável para diminuir consideravelmente o Efeito Ferranti. Então, com esta restrição analisamos a linha com 95 % de compensação como é mostrado na Tabela 7.4.

Tabela 7.4: Resultados da linha de 900 km e 500 kV convencional, com CSh nos extremos.

Sistema	V	L	C.Sh	rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(Zh/Zd)	(μ S)	(ohm)	(A)	(kV)
Convencional	500	900	70	2,7	7,32 - j 2196,9	257,94	170	70
	500	900	80	2,2	8,37 - j 2510,7	159,32	65	40
	500	900	95	1,8	9,94 - j 2981,4	89,44	29,7	26,5
	500	900	100	1,8	10,46 - j 3138,4	84,97	30	25

As Figuras 7.23 até 7.26 mostram a corrente Isec e tensão TTA em função de uma faixa pré-determinada da relação rh. Adotando o valor de rh ótimo onde o valor de Isec é mínimo, podemos determinar o trecho de linha onde a corrente de arco é mais severa como é mostrado nas Figuras 7.27 até 7.30.

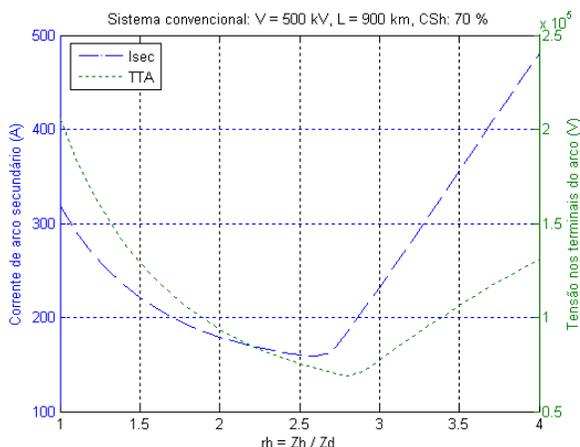


Figura 7.23 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 70 %.

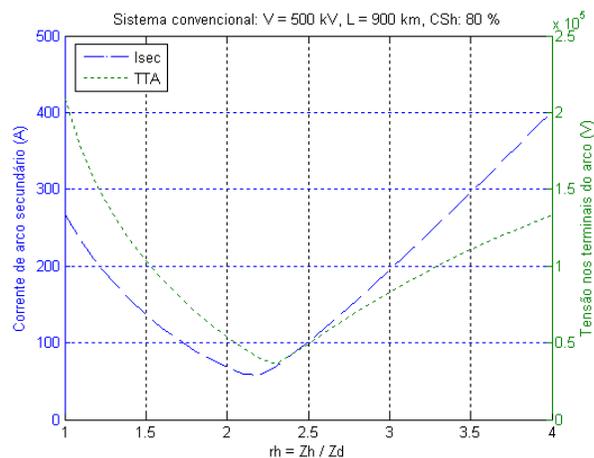


Figura 7.24 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 80 %.

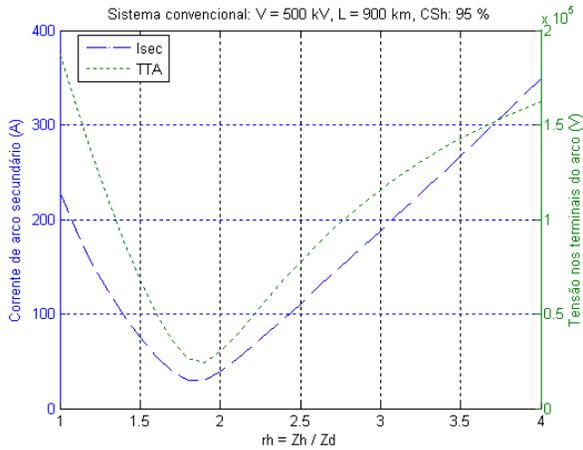


Figura 7.25 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 95 %.

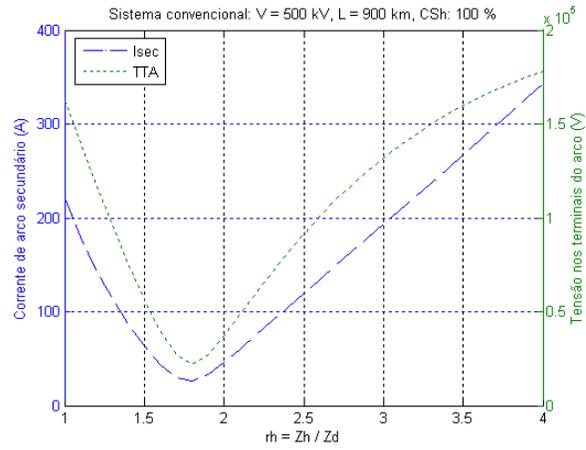


Figura 7.26 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 100 %.

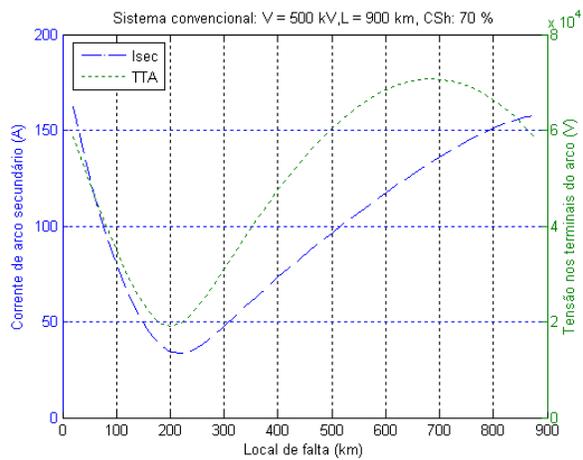


Figura 7.27 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo.

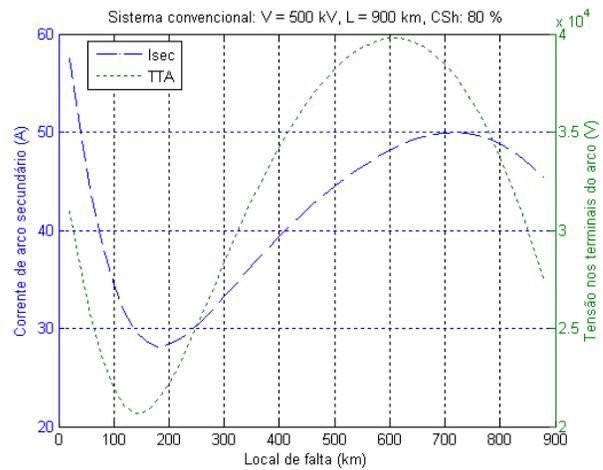


Figura 7.28 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo.

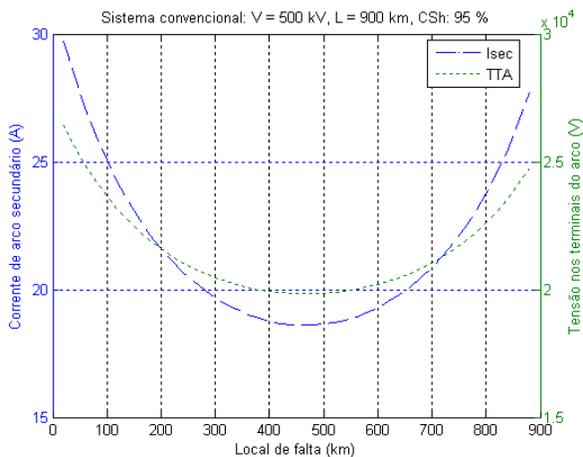


Figura 7.29 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 95 % e rh ótimo.

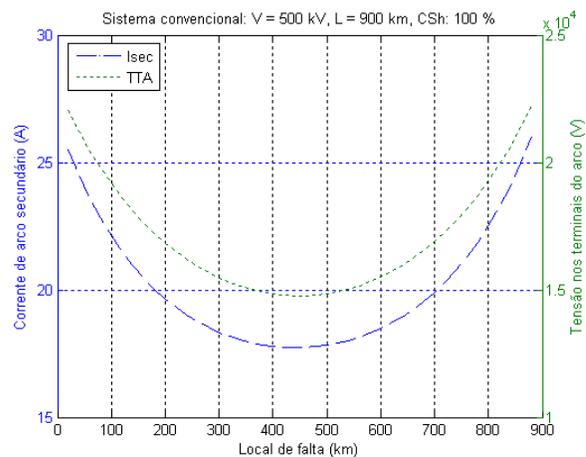


Figura 7.30 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.

7.2.3 Linhas Convencionais de 765 kV.

7.2.3.1 Linhas Convencionais de 765 kV e comprimento 450 km.

Como para os sistemas de 500 kV, no caso de linhas de 765 kV e comprimentos de 450 km analisamos os valores de rh obtidos das Figuras 7.31 até 7.34, e que são mostrados na Tabela 7.5 a partir do nível de compensação de 70 %. É preciso lembrar que nesse nível de compensação o ganho de tensão é 1,053 considerado um valor aceitável (Tabela 6.26). Para a linha com CSh 70 % segundo a Figura 7.36 a corrente de arco secundário não é severa ao longo da linha e pode ser extinta sem problemas (esta alternativa não é viável devido ao elevado ganho de tensão no extremo da linha).

Tabela 7.5: Resultados da linha de 450 km e 765 kV convencional, com CSh nos extremos.

Sistema	V	L	C.Sh	rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(Zh/Zd)	(μ S)	(ohm)	(A)	(kV)
Convencional	765	450	40	2,5	1,47 – j 441,32	1132,96	39,9	24
	765	450	70	1,5	2,57 – j 772,31	215,80	11,4	11,6
	765	450	80	1,4	2,94 – j 882,64	151,06	8,8	10,2
	765	450	100	1,3	3,68 – j 1103,3	90,64	5,4	6,34

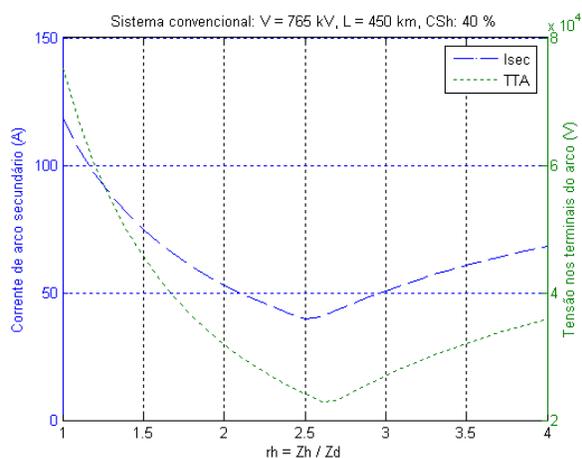


Figura 7.31 – Variação de rh para linha de 765 kV com 450 km de comprimento e CSh 40 %.

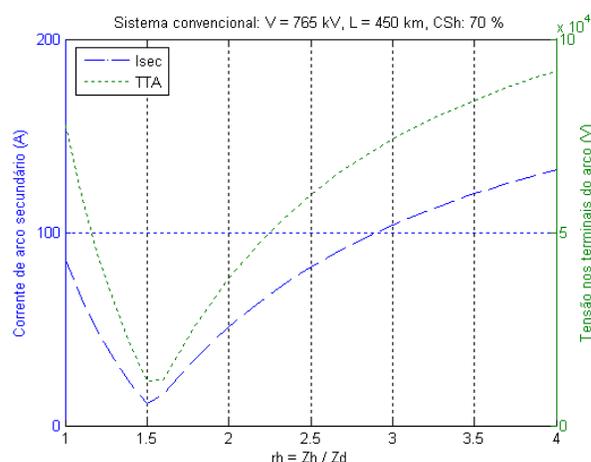


Figura 7.32 – Variação de rh para linha de 765 kV com 450 km de comprimento e CSh 70 %.

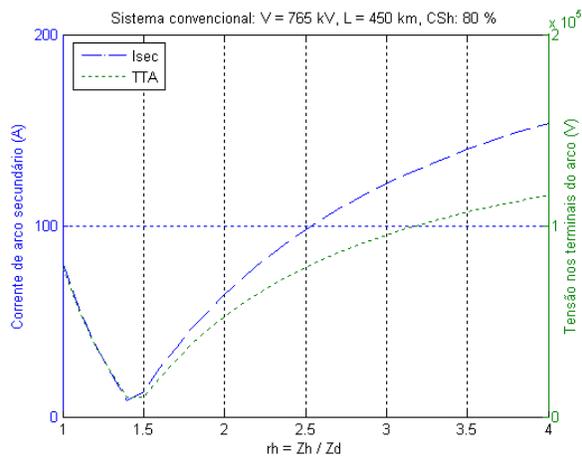


Figura 7.33 – Variação de rh para linha de 765 kV com 450 km de comprimento e CSh 80 %

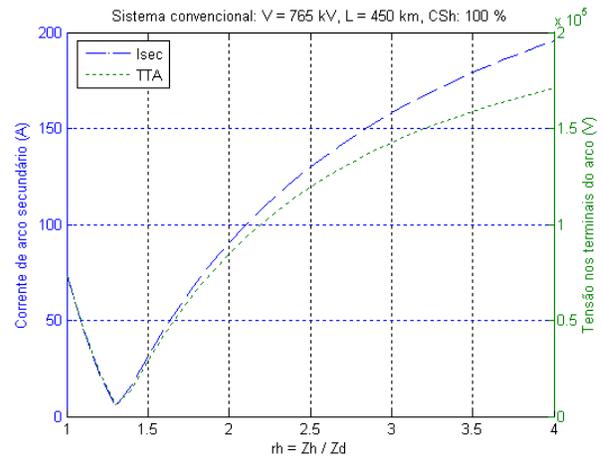


Figura 7.34 – Variação de rh para linha de 765 kV com 450 km de comprimento e CSh 100 %

Nas Figuras 7.35 a 7.38 são apresentadas Isec e TTA obtidas para faltas ao longo das linhas como os reatores de neutro ótimos encontrados.

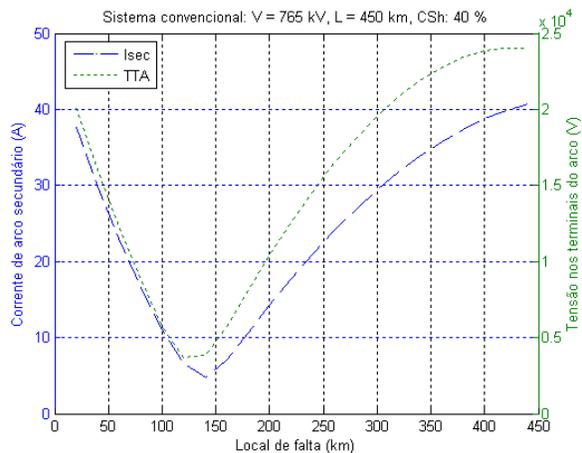


Figura 7.35 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 450 km de comprimento, CSh 40 % e rh ótimo.

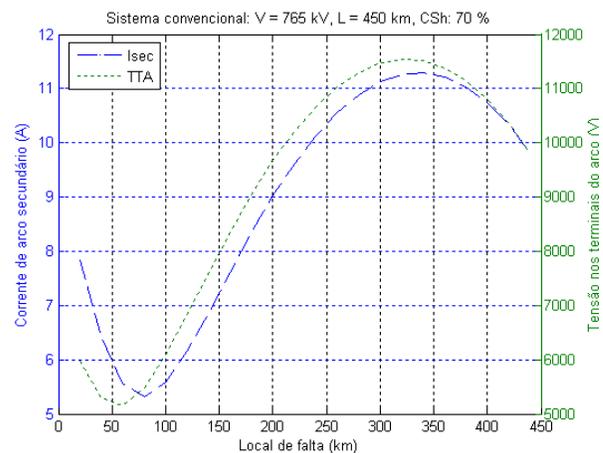


Figura 7.36 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 450 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo.

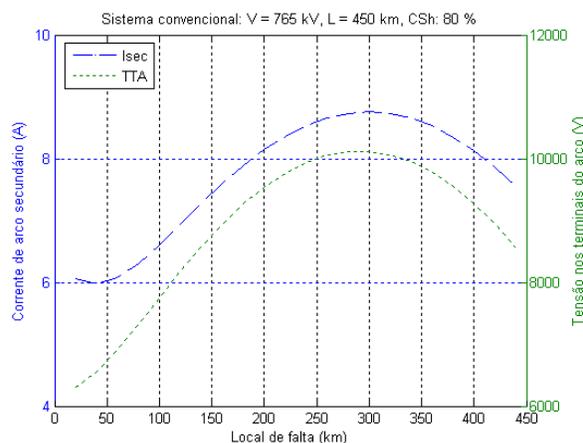


Figura 7.37 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 450 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo.

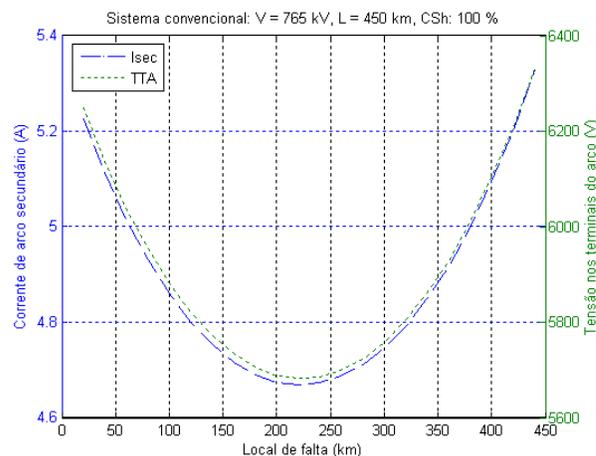


Figura 7.38 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 450 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.

7.2.3.2 Linhas Convencionais de 765 kV e comprimento 900 km. Banco de reatores nos extremos da linha.

Para analisar comprimentos longos (900 km) em linhas de 765 kV tomamos em consideração a Tabela 6.26 onde são mostrados o ganho de tensão da linha com compensação reativa em derivação. Segundo esta tabela só a partir de um nível de compensação de 95 % o ganho de tensão (1,032 pu) seria aceitável para diminuir consideravelmente o Efeito Ferranti. Neste caso as correntes obtidas de arco secundário são muito severas e pelas nossas hipóteses a probabilidade de extinção da corrente de arco secundário é baixa.

Tabela 7.6: Resultados da linha de 900 km e 765 kV convencional, com CSh nos extremos.

Sistema	V	L	CSh	rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(Zh/Zd)	(μ S)	(ohm)	(A)	(kV)
Convencional	765	900	70	1,01	5,68 – j 1703,66	1,96	144	97,5
	765	900	80	1,01	6,49 – j 1947,03	1,71	118	78,5
	765	900	90	1,1	7,3 – j 2190,41	15,22	101,2	74,4
	765	900	95	1,1	7,7 – j 2312,1	14,41	94,0	73,4
	765	900	100	1,1	8,11 – j 2433,79	13,69	89	71

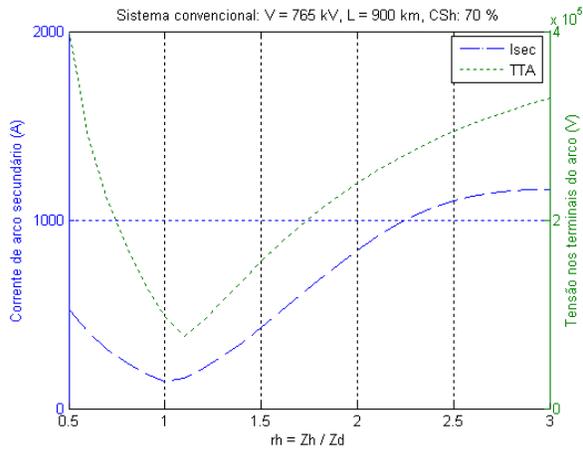


Figura 7.39 – Variação de rh para linha de 765 kV com 900 km de comprimento e CSh 70 %

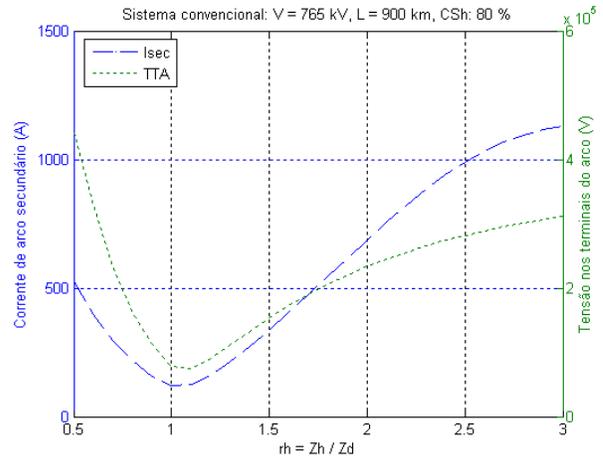


Figura 7.40 – Variação de rh para linha de 765 kV com 900 km de comprimento e CSh 80 %

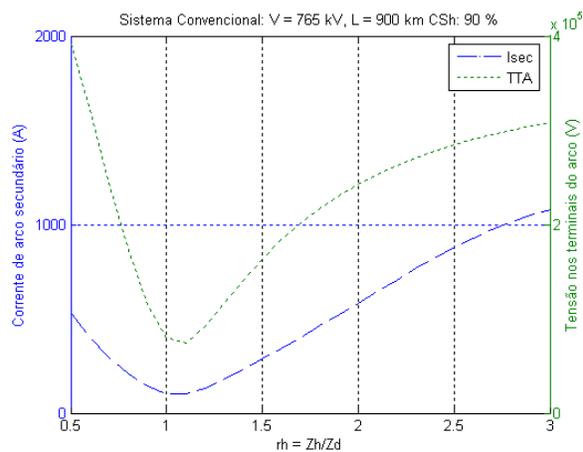


Figura 7.41 – Variação de rh para linha de 765 kV com 900 km de comprimento e CSh 90 %

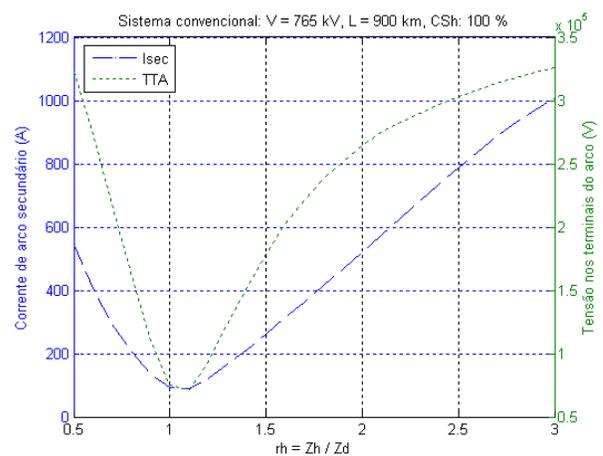


Figura 7.42 – Variação de rh para linha de 765 kV com 900 km de comprimento e CSh 100 %

Nas Figuras 7.43 a 7.46 são apresentados Isec e TTA obtidos para faltas ao longo da linha com os reatores de neutro ótimos encontrados (rh ótimo).

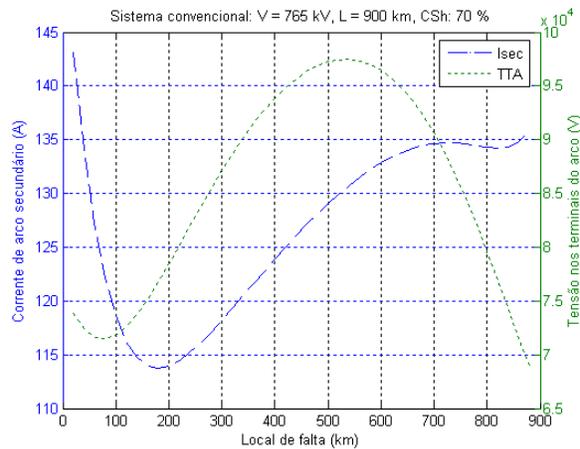


Figura 7.43 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh70 % e rh ótimo.

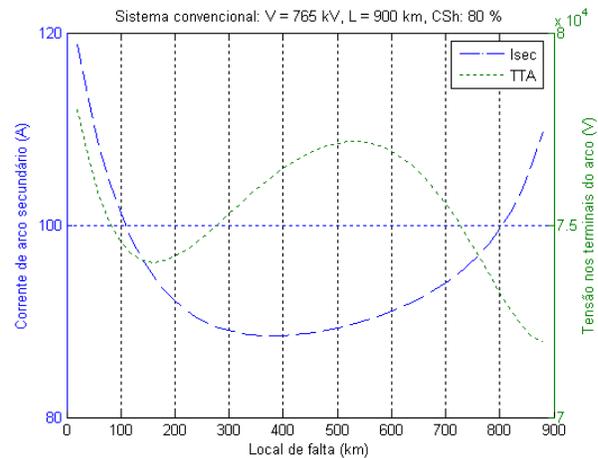


Figura 7.44 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo.

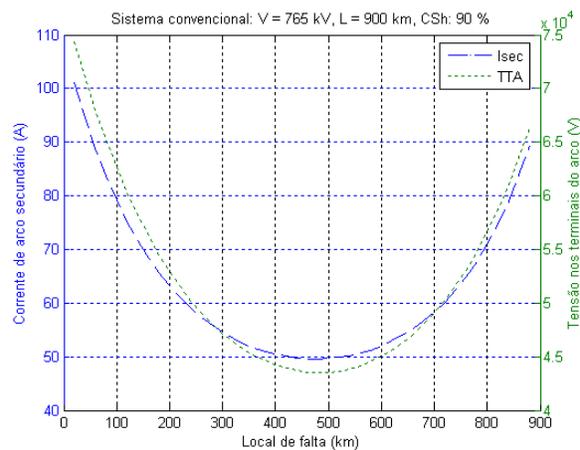


Figura 7.45 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 90 % e rh ótimo.

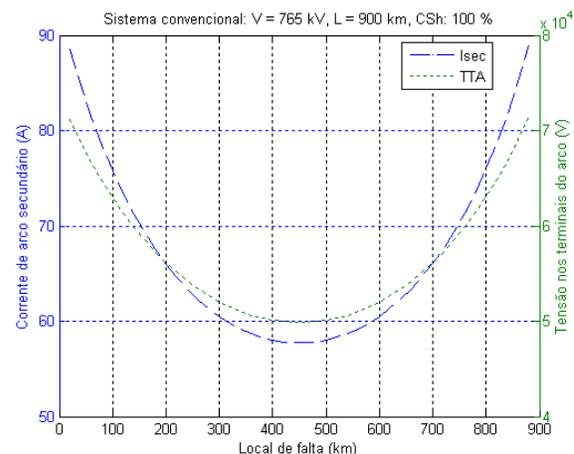


Figura 7.46 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.

7.2.4 Linha não Convencional de 500 kV.

7.2.4.1 Linha não convencional de 500 kV e comprimento 450 km.

Como para sistemas convencionais de 500 kV, no caso de linhas de 500 kV não convencionais e comprimentos de 450 km analisamos os valores obtidos das Figuras 7.47 até 7.50, e que são mostrados na Tabela 7.7 a partir do nível de compensação de 70 %. É preciso lembrar que nesse nível de compensação o ganho de tensão é 1,051 pu e que é um valor aceitável (Tabela 6.16). Para a linha com CSh: 70 % segundo a Figura 7.52 a corrente de arco secundário não é severa ao longo da linha e pode ser extinta sem problemas.

Tabela 7.7: Resultados da linha de 450 km e 500 kV não convencional, com CSh nos extremos.

Sistema	V	L	C.Sh	rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(Zh/Zd)	(μS)	(ohm)	(A)	(kV)
Não Convencional	500	450	40	-	2,25 - j 674,59	-	>100	>30
	500	450	70	2,7	3,93 - j 1180,53	465,89	15	13
	500	450	80	2,23	4,49 - j 1349,17	303,88	10	9
	500	450	100	1,8	5,62 - j 1686,47	148,24	10	5

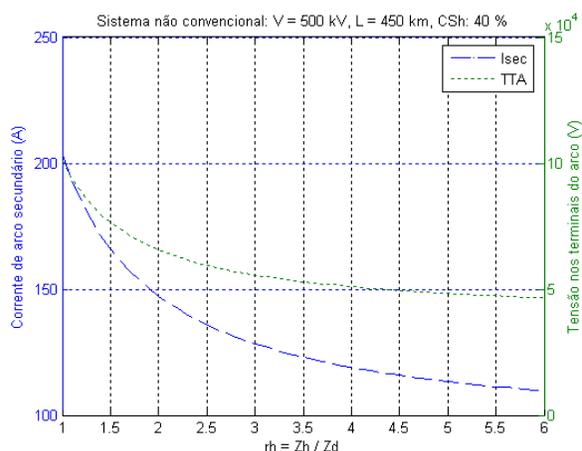


Figura 7.47 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 450 km e CSh 40 %

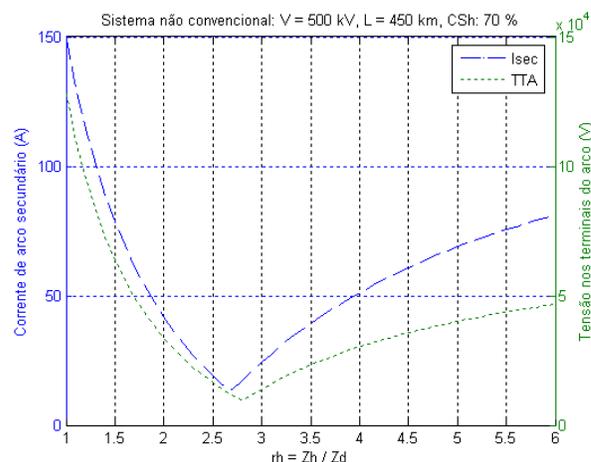


Figura 7.48 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 450 km e CSh 70 %

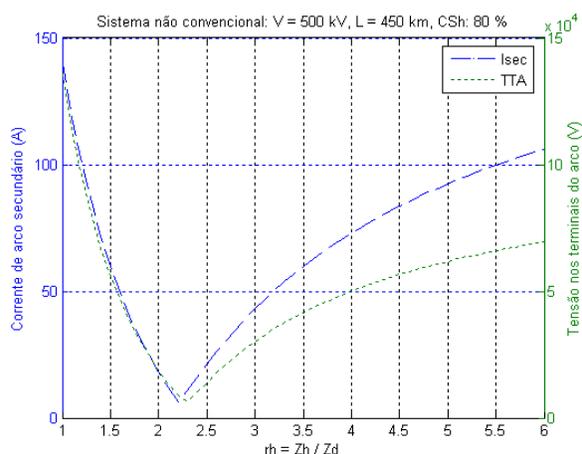


Figura 7.49 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 450 km e CSh 80 %

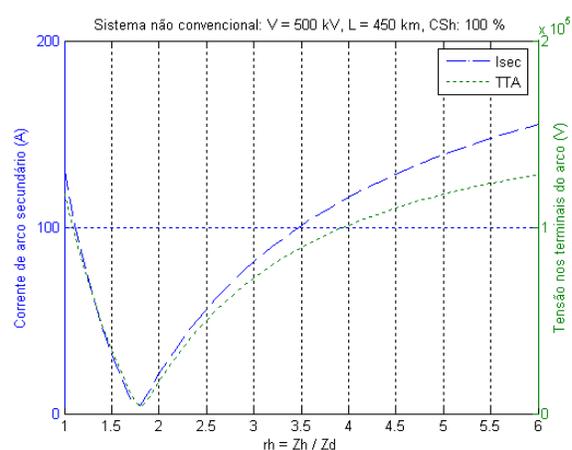


Figura 7.50 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 450 km e CSh 100 %

Nas Figuras 7.51 a 7.54 são apresentadas I_{sec} e TTA obtidas para faltas ao longo da linha com os reatores de neutro ótimos encontrados.

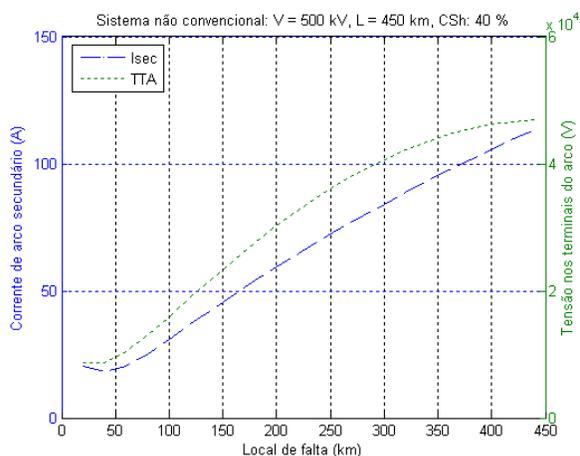


Figura 7.51 – I_{sec} e TTA da linha não convencional de 500 kV, 450 km, CSh 40 % e r_h ótimo.

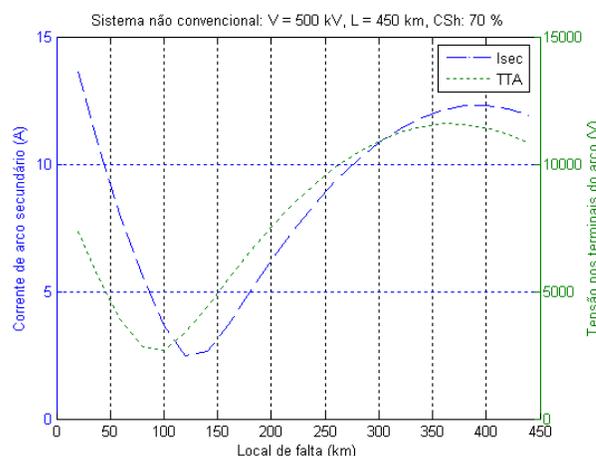


Figura 7.52 – I_{sec} e TTA da linha não convencional de 500 kV, 450 km, CSh 70 % e r_h ótimo.

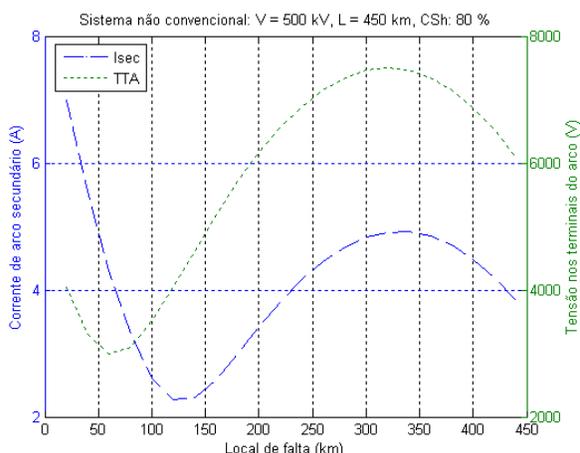


Figura 7.53 – I_{sec} e TTA da linha não convencional de 500 kV, 450 km, CSh 80 % e r_h ótimo.

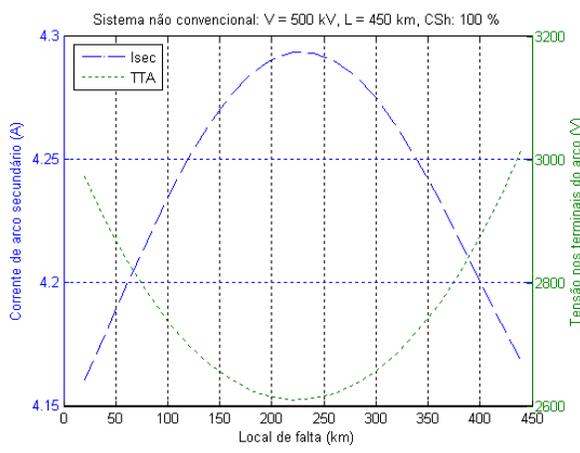


Figura 7.54 – I_{sec} e TTA da linha não convencional de 500 kV, 450 km, CSh 100 % e r_h ótimo.

7.2.4.2 Linha não Convencional de 500 kV e comprimento 900 km. Banco de reatores nos extremos da linha.

Neste caso, para analisar comprimentos longos (900 km) em linhas não convencionais de 500 kV tomamos em consideração a Tabela 6.16 onde são mostrados o ganho de tensão da linha com compensação reativa em derivação. Segundo esta tabela só a partir de um nível de compensação de 95 % o ganho de tensão seria aceitável (1,03 pu) para diminuir

consideravelmente o Efeito Ferranti. Neste caso as correntes mínimas obtidas de arco secundário são muito severas e para as nossas hipóteses a probabilidade de extinção da corrente de arco secundário é baixa. Ver Tabela 7.8.

Tabela 7.8: Resultados da linha de 900 km e 500 kV não convencional, com CSh nos extremos.

Sistema	V	L	C.Sh	rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(Zh/Zd)	(μ S)	(ohm)	(A)	(kV)
Não Convencional	500	900	70	1,6	8,64 - j 2593,15	77,13	175	85
	500	900	80	1,41	9,88 - j 2963,61	46,11	105	72
	500	900	90	1,4	11,11 - j 3334,1	39,99	80	55
	500	900	95	1,4	11,73 - j 3519,3	37,88	71	53,2
	500	900	100	1,4	12,34 - j 3704,5	35,99	75	50

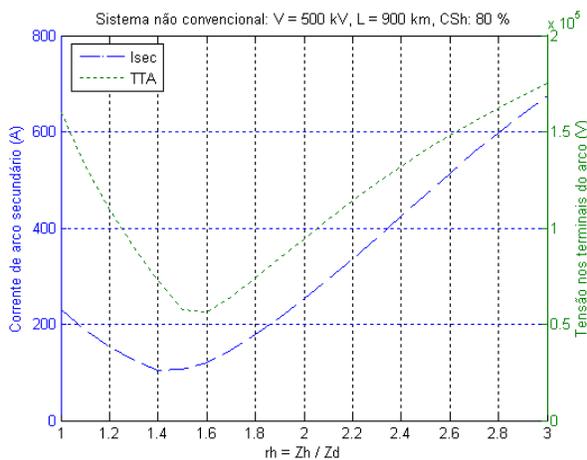


Figura 7.55 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 80 %

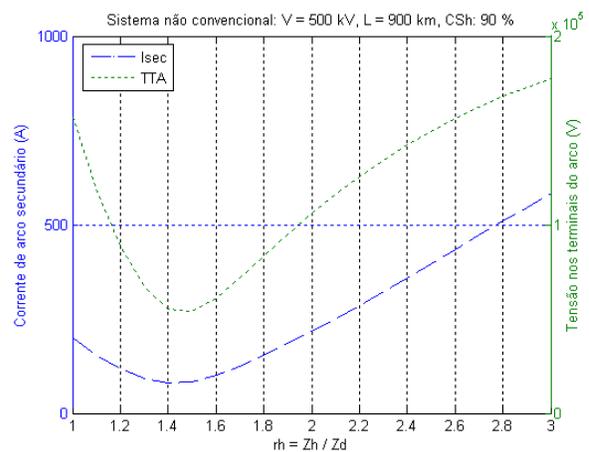


Figura 7.56 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 90 %

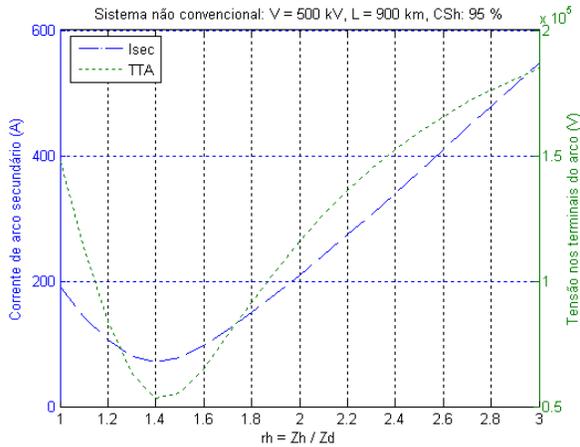


Figura 7.57 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 95 %

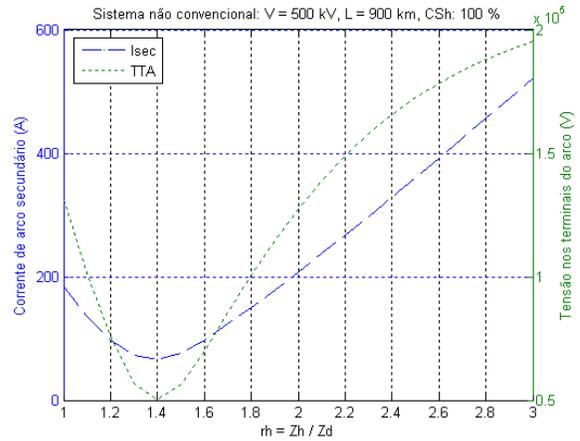


Figura 7.58 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 100 %

Nas Figuras 7.59 a 7.62 são apresentados Isec e TTA obtidas para faltas ao longo da linha com os reatores de neutro ótimos encontrados.

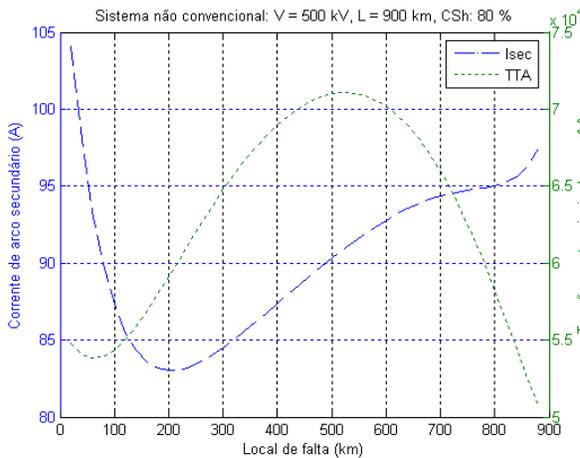


Figura 7.59 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 80 % e rh ótimo.

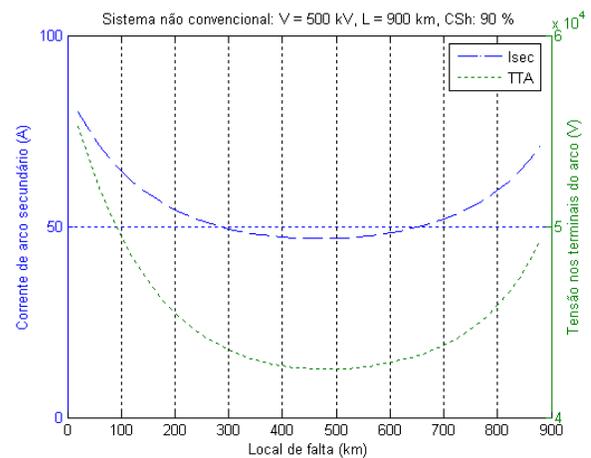


Figura 7.60 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 90 % e rh ótimo.

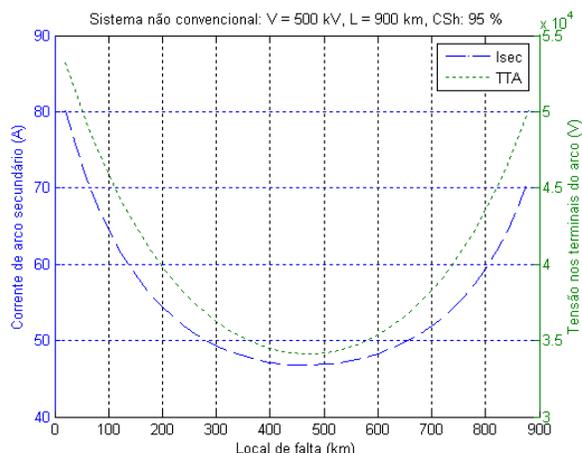


Figura 7.61 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 95 % e rh ótimo.

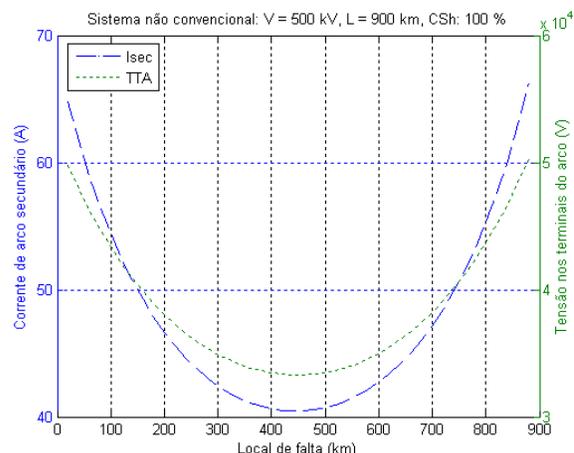


Figura 7.62 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 100 % e rh ótimo.

7.3 Análise de Resultados em Linhas com Compensação Reativa em Derivação e Compensação Capacitiva Série.

Para o caso de linhas muito longas é conveniente compensar além da reatância transversal parte da reatância longitudinal da linha através de um capacitor em série. Foi adicionado um quadripolo de representação da compensação série no meio da linha. Da mesma forma que no item anterior procuramos um valor da rh que gere uma mínima amplitude de corrente de arco secundário e tensão entre os terminais do arco. Então variamos o valor de rh e obtivemos a mínima corrente de arco secundário. Com o valor rh ótimo, calculamos a corrente de arco secundário em função da localização da falta ao longo da linha (Ver Figura 7.2).

O grau de compensação série deve ser estabelecido de modo que o sistema de transmissão apresente um desempenho satisfatório em regime permanente e não permanente, durante condições normais de operação e em emergências. Para nosso caso foi estabelecido compensar 50 % da reatância longitudinal através de um capacitor série.

7.3.1 Linhas Convencionais de 500 kV e comprimento 900 km.

7.3.1.1 Arranjo com quatro bancos de reatores e um banco capacitivo.

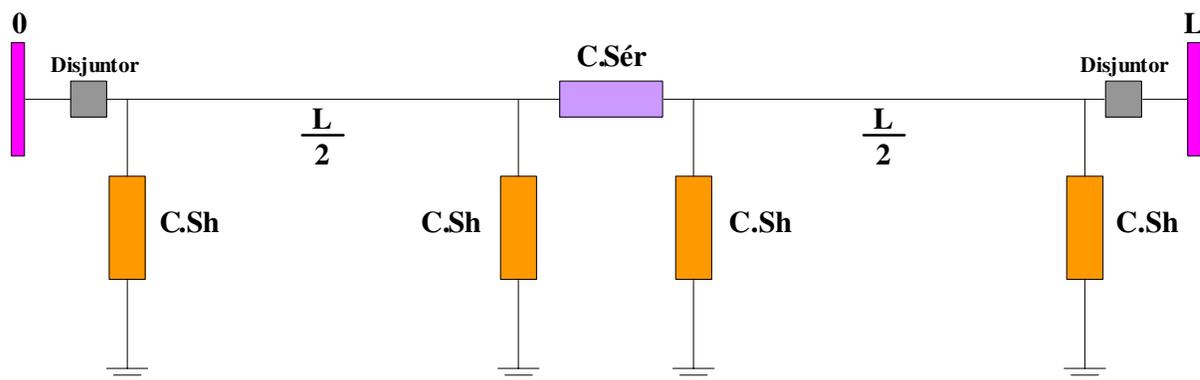


Figura 7.63 – Diagrama unifilar da linha com quatro bancos em derivação e um capacitor série no meio da linha

Foi analisada a hipótese de compensação que consistiu especificamente na instalação de um capacitor série no meio da linha e que cumpre a função de reduzir a reatância indutiva da linha aumentando a capacidade de transporte de potência (ver Figura 7.63). Neste sistema se conseguiu uma redução considerável da I_{sec} e da TTA. Na Tabela 7.9 são apresentados os resultados das simulações neste tipo de linhas.

Tabela 7.9: Resultados da linha de 900 km e 500 kV convencional, com 4 reatores em derivação e 1 capacitor série.

Sistema	V	L	C.Sh	C.Sér	rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(%)	(Zh/Zd)	(μS)	(ohm)	(A)	(kV)
Convencional	500	900	70	50	3,6	3,34 - j 1001,4	865,47	225	80
	500	900	80	50	2,8	3,81 - j 1144,4	524,28	62	38
	500	900	90	50	2,4	4,29 - j 1287,5	362,46	12,4	14,5
	500	900	95	50	2,3	4,53 - j 1359,0	318,86	6,3	3,8
	500	900	100	50	2,1	4,77 - j 1430,5	256,32	4,8	7,4

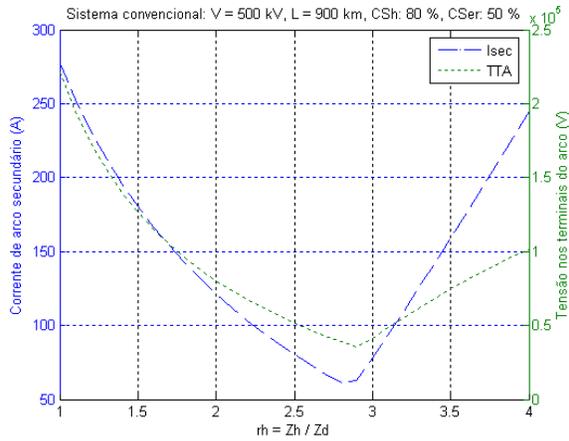


Figura 7.64 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km, CSh 80 % e CSér 50 %

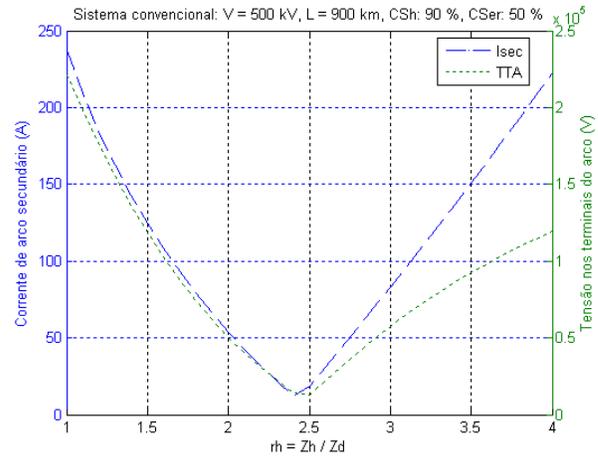


Figura 7.65 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km, CSh 90 % e CSér 50 %

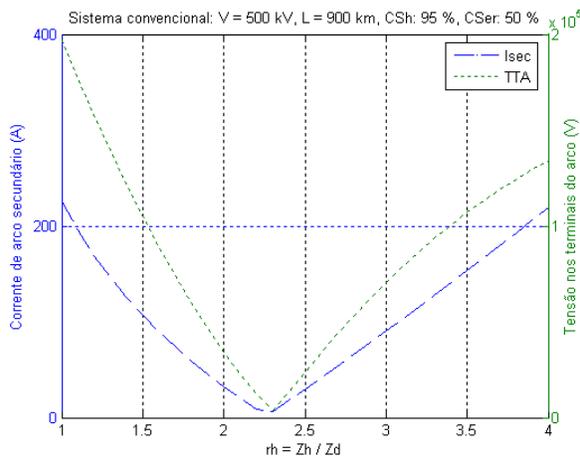


Figura 7.66 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km, CSh 95 % e CSér 50 %

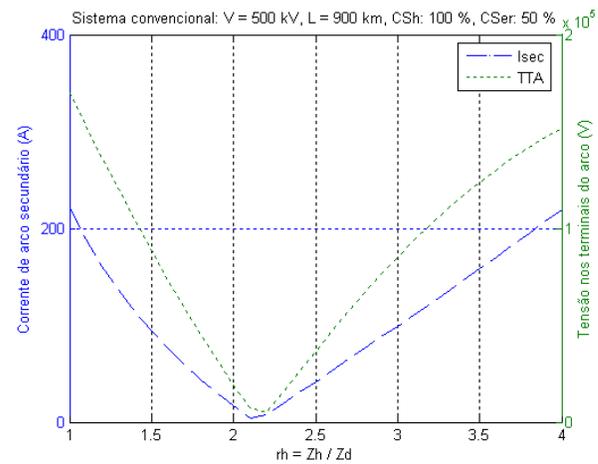


Figura 7.67 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km, CSh 100 % e CSér 50 %

Localização do trecho de linha mais severo.

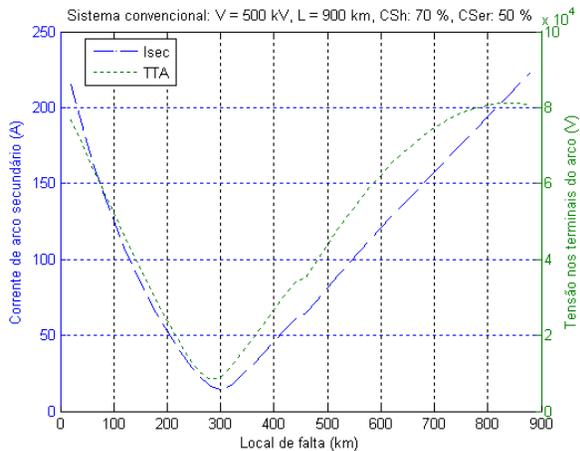


Figura 7.68 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km, com CSh 70 %, rh ótimo e CSér 50 %.

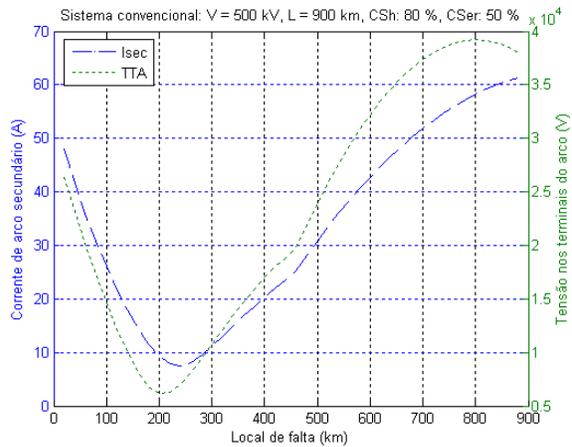


Figura 7.69 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km, com CSh 80 %, rh ótimo e CSér 50 % .

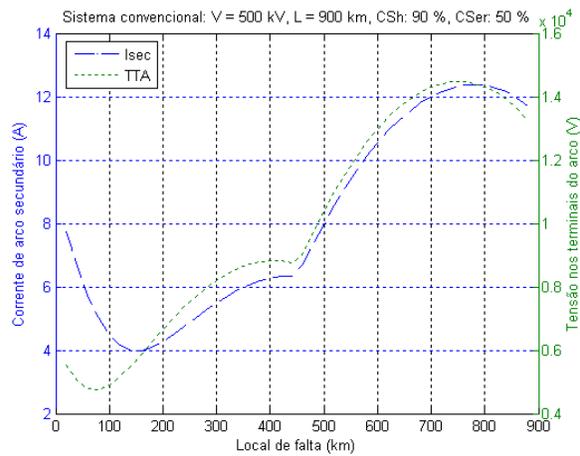


Figura 7.70 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km, com CSh 90 %, rh ótimo e CSér 50 %

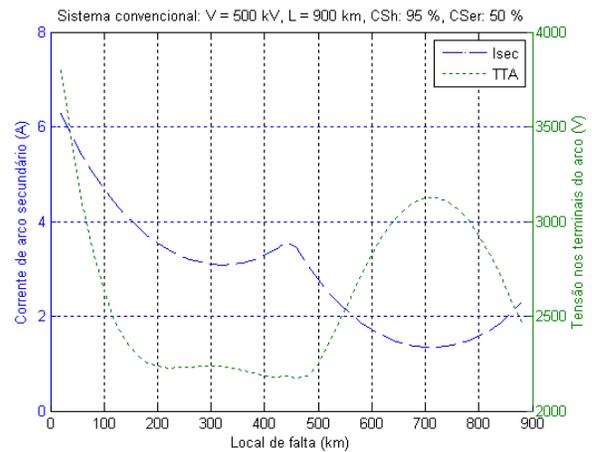


Figura 7.71 – Isec e TTA da linha de 500kV, 900 km, com CSh 95 %, rh ótimo e CSér 50 %

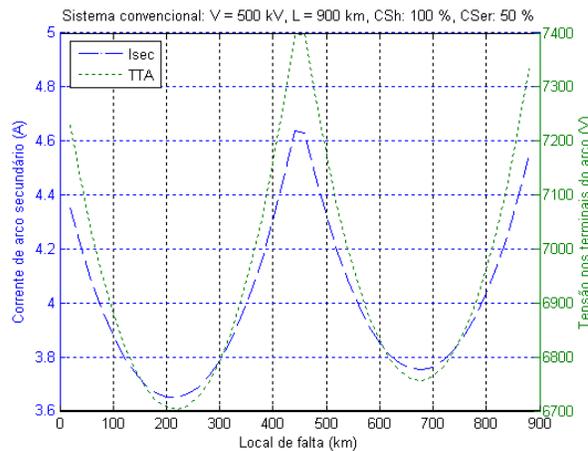


Figura 7.72 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km, com CSh 100 %, rh ótimo e CSér 50 %

A partir de uma compensação do 90 % para as hipóteses consideradas pode-se garantir uma auto-extinção da corrente de arco secundário para o nível de tensão 500 kV e comprimento 900 km com ganho de tensão (1,0393) em uma faixa aceitável para esse nível de compensação (Ver Tabela 6.15).

7.3.2 Linhas Convencionais de 765 kV e comprimento 900 km.

7.3.2.1 Arranjo com quatro bancos de reatores e um banco capacitivo.

Para 765 kV foi analisada outra hipótese de compensação, como um capacitor série instalado no meio da linha. Assim pode-se reduzir a reatância indutiva da linha aumentando a capacidade de transporte de potência. Neste tipo de linha compensada longitudinalmente através de um capacitor e transversalmente através de quatro reatores (Figura 7.63) se conseguiu uma redução considerável da Isec e da TTA. Na Tabela 7.10 são apresentados os resultados das simulações para este caso onde se pode observar que uma compensação transversal do 90 % pode garantir uma auto-extinção da corrente de arco secundário com valor aceitável e também com ganho de tensão aceitável no final da linha (Ver Tabela 6.27).

Tabela 7.10: Resultados da linha de 900 km e 765 kV convencional, com 4 reatores em derivação e 1 capacitor série.

Sistema	V	L	C.Sh	C.Sér	Rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(%)	(Zh/Zd)	(μ S)	(ohm)	(A)	(kV)
Convencional	765	900	70	50	1,4	2,57 - j 772,31	172,64	117	68
	765	900	80	50	1,4	2,94 - j 882,64	151,06	39	31,5
	765	900	90	50	1,4	3,31 - j 992,97	134,27	24,8	20,0
	765	900	95	50	1,3	3,49 - j 1048,1	95,41	18,4	19,1
	765	900	100	50	1,3	3,68 - j 1103,3	90,64	11,5	12,4

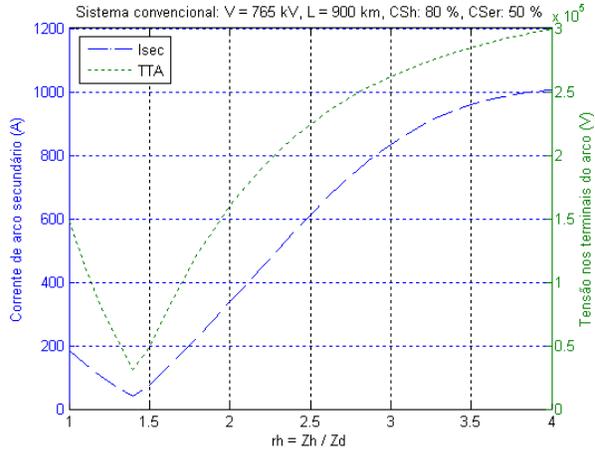


Figura 7.73 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km, CSh 80 % e CSér 50 %

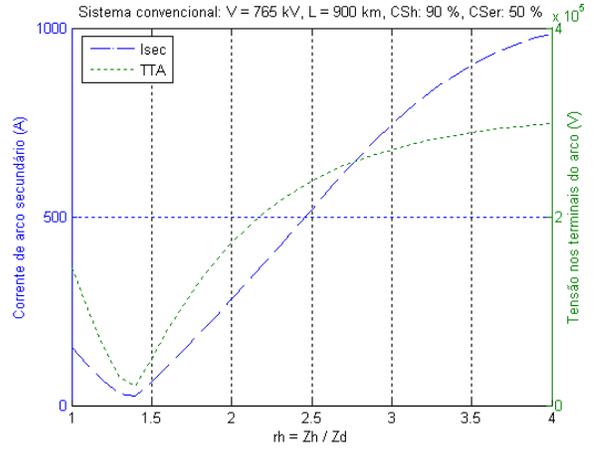


Figura 7.74 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km, CSh 90 % e CSér 50 %

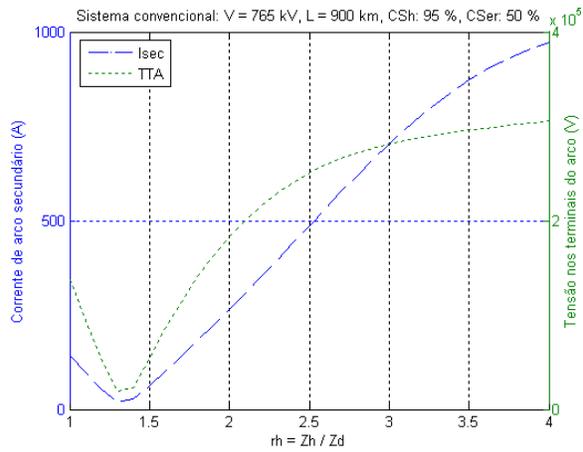


Figura 7.75 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km, CSh 95 % e CSér 50 %

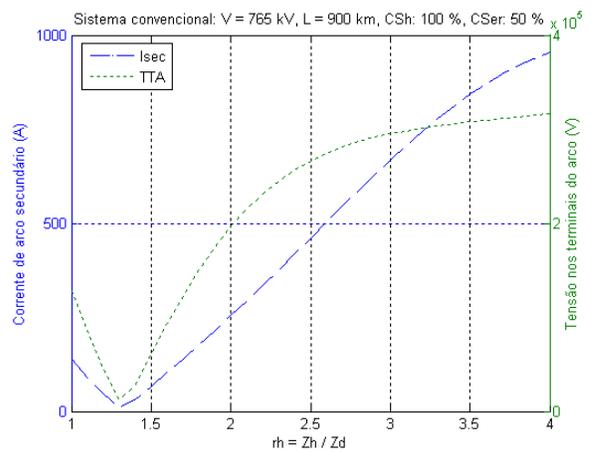


Figura 7.76 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km, CSh 100 % e CSér 50 %

Localização do trecho de linha mais severo.

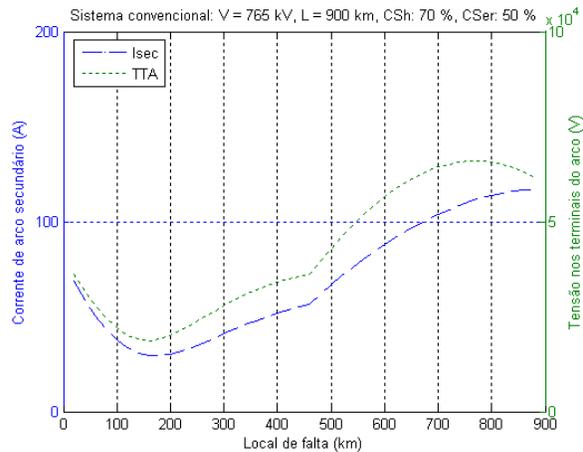


Figura 7.77 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 70 %, rh ótimo e CSér 50 %

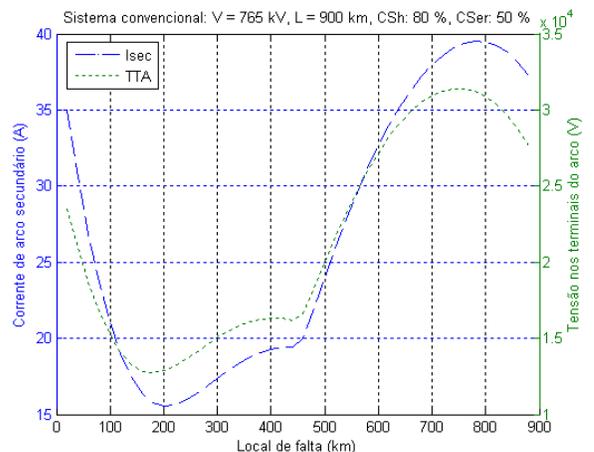


Figura 7.78 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 80 %, rh ótimo e CSér 50 %

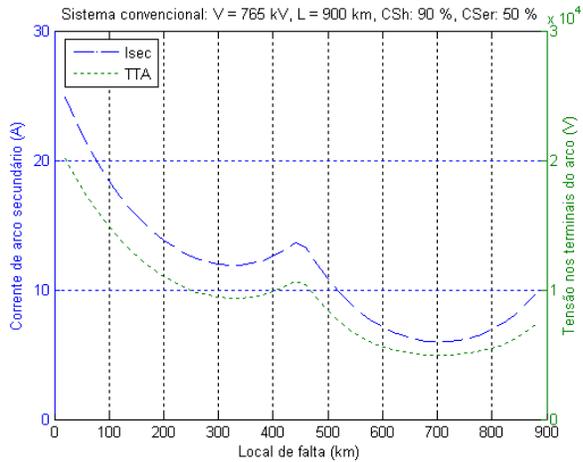


Figura 7.79 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 90 %, rh ótimo e CSér 50 %

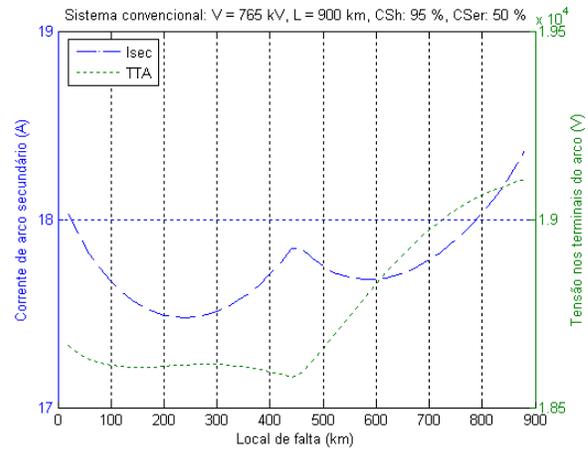


Figura 7.80 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 95 %, rh ótimo e CSér 50 %

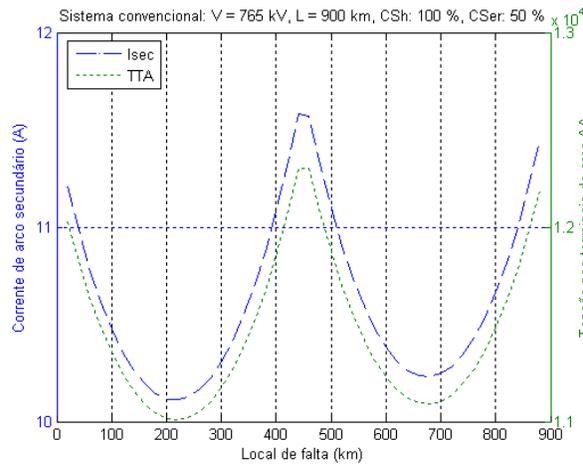


Figura 7.81 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km, CSh 100 %, rh ótimo e CSér 50 %

7.3.3 Linha não Convencional de 500 kV e comprimento 900 km.

7.3.3.1 Arranjo com quatro bancos de reatores e um banco capacitivo.

Para a linha não convencional de 500 kV foi analisada outra hipótese de compensação, com um capacitor série instalado no meio da linha. Desta maneira pode-se reduzir a reatância indutiva da linha aumentando a capacidade de transporte de potência. Neste tipo de linha compensada longitudinalmente através de um capacitor e transversalmente através de quatro reatores (Figura 7.63) se conseguiu uma redução considerável da Isec e da TTA. Na Tabela 7.11 são apresentados os resultados das simulações neste tipo de linhas onde se pode observar que uma compensação transversal de 90 % pode garantir uma auto-extinção da corrente de arco secundário com valores de TTA numa faixa aceitável e também com ganho de tensão aceitável no final da linha (Ver Tabela 6.17).

Tabela 7.11: Resultados da linha de 900 km e 500 kV não convencional, com 4 reatores em derivação e 1 capacitor série.

Sistema	V	L	C.Sh	C.Sér	rh	Yd	Xn	Isec	TTA
	(kV)	(km)	(%)	(%)	(Zh/Zd)	(μ S)	(ohm)	(A)	(kV)
Não Convencional	500	900	70	50	2,4	3,94 - j 1180,53	395,3	255	82
	500	900	80	50	2,1	4,49 - j 1349,17	271,8	75	38
	500	900	90	50	1,9	5,06 - j 1517,82	197,7	21,3	21,4
	500	900	95	50	1,9	5,34 - j 1602,14	187,3	12,0	8,9
	500	900	100	50	1,8	5,62 - j 1686,47	158,1	8	5,8

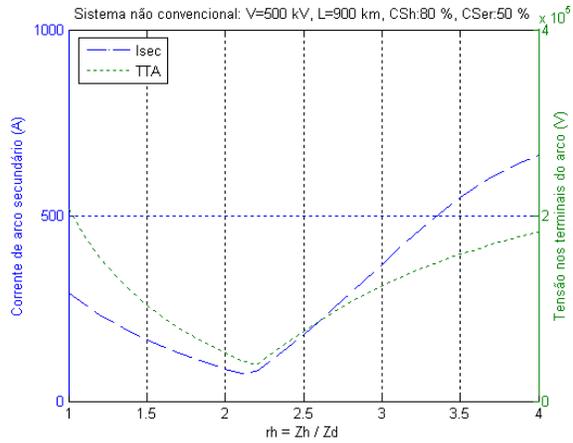


Figura 7.82 – Variação de rh para linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 80 % e CSér 50 %

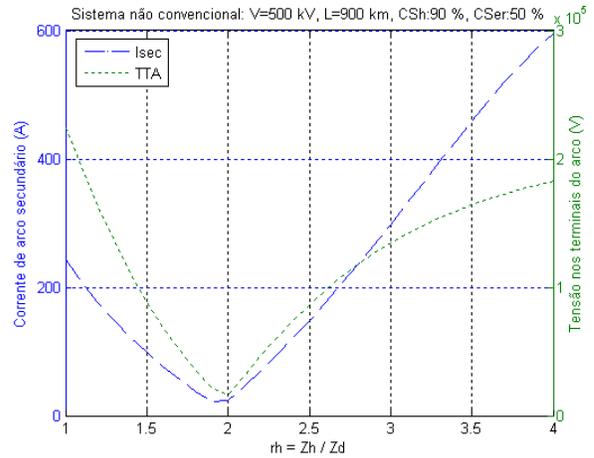


Figura 7.83 – Variação de rh para linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 90 % e CSér 50 %

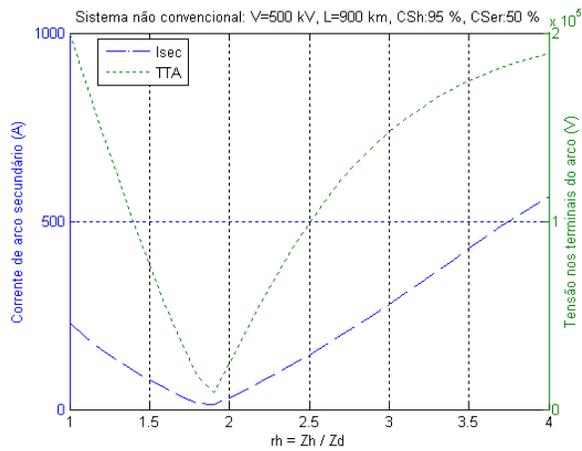


Figura 7.84 – Variação de rh para linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 95 % e CSér 50 %

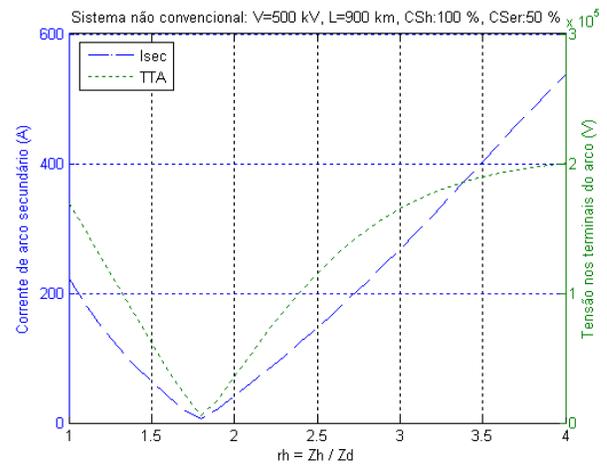


Figura 7.85 – Variação de rh para linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 100 % e CSér 50 %

Localização do trecho de linha mais severo.

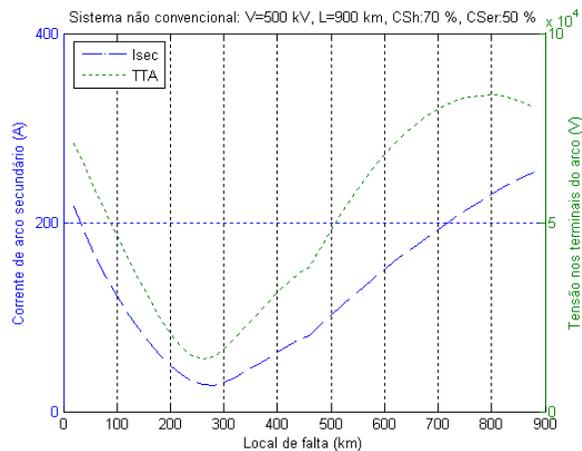


Figura 7.86 – Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 70 %, rh ótimo e CSér 50 %

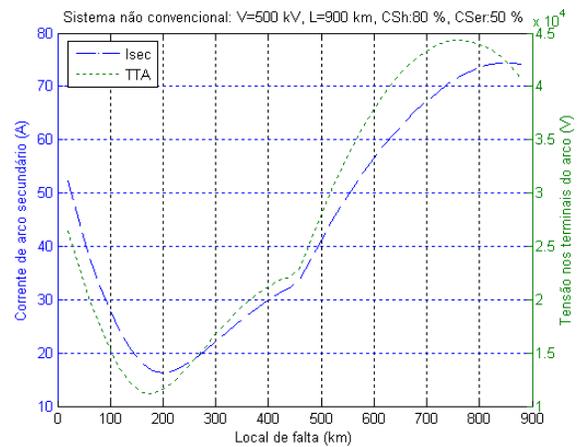


Figura 7.87 – Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 80 %, rh ótimo e CSér 50 %

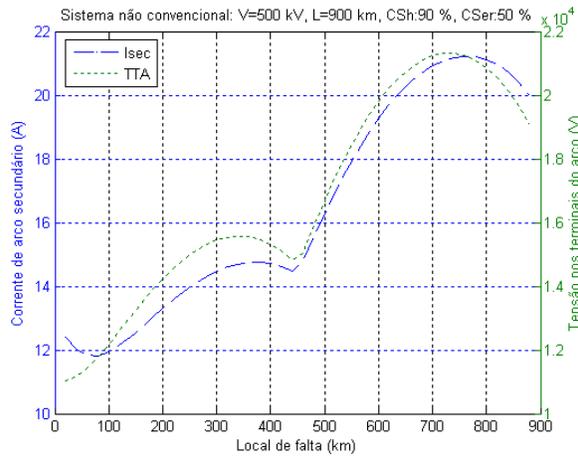


Figura 7.88- Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 90 %, rh ótimo e CSér 50 %

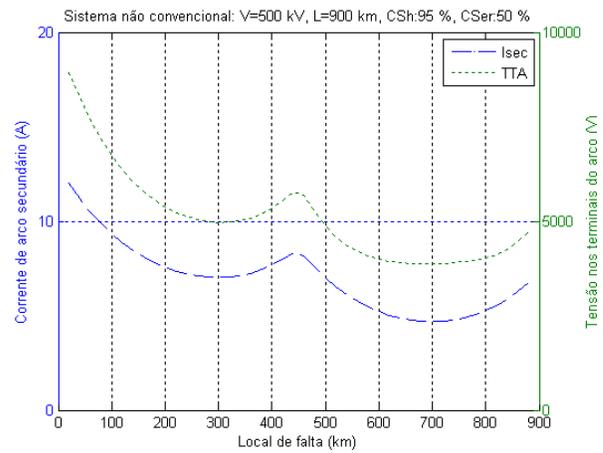


Figura 7.89 – Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 95 %, rh ótimo e CSér 50 %

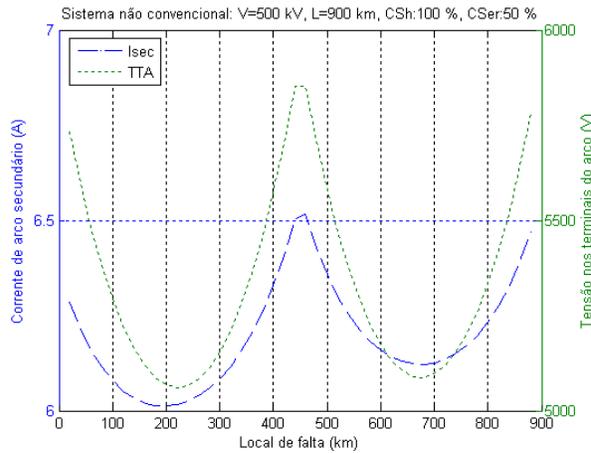


Figura 7.90 – Isec e TTA da linha não convenc. de 500 kV, 900 km, CSh 100 %, rh ótimo e CSér 50 %

Capítulo 8

Conclusões

A eliminação da falta monofásica não permanente em linhas de transmissão pode ser efetuada através da manobra de abertura e religamento monofásica ou trifásica. A manobra monofásica acarreta menores perturbações ao sistema, permitindo que parte da energia continue a ser transmitida pelas fases sãs durante toda a manobra. Por conseguinte a manobra monofásica aumenta a confiabilidade do sistema.

Para que a manobra monofásica seja bem sucedida é necessário que a corrente de arco secundário se extinga antes do religamento da fase sob falta. Neste trabalho foi efetuada uma extensa análise de sensibilidade da amplitude da corrente de arco secundário para diversos sistemas de transmissão (conjunto linha e compensação reativa) de diferentes níveis de tensão e comprimento. O método aplicado para reduzir o acoplamento transversal entre fases e, por conseguinte, reduzir a amplitude da corrente de arco secundário foi o aproveitamento da configuração “reator de quatro pernas” para a compensação reativa em derivação dos sistemas em análise.

Os novos sistemas de transmissão precisam de muito cuidado na abordagem dos seus problemas, principalmente quando alguns parâmetros são tomados em conta assumindo semelhança de parâmetros com outras linhas já construídas. É necessário que todos os elementos relacionados à transmissão sejam melhorados para conseguir um maior desempenho e confiabilidade do sistema.

Os estudos da análise de sensibilidade aqui desenvolvidos envolvem sistemas de transmissão reais e de grande importância para o SIN brasileiro. Cada sistema foi tratado com suas características particulares, isto é com os dados reais das alturas dos cabos em suas torres e distâncias entre feixes.

Para um alto desempenho nos sistemas de transmissão, todos os elementos do sistema têm que estar ajustados de maneira ótima. Procurar reatores de neutro com valores adequados é importante e necessário para melhorar o desempenho total do Sistema. Através destes reatores de neutro otimizados foi possível reduzir a amplitude de corrente de arco secundário (Isec) e a tensão entre seus terminais (TTA) para valores que permitam um religamento monofásico seguro e sem necessidade de equipamento adicional para mitigar o problema.

Cada linha de transmissão deve ter um estudo particular na procura de valores ótimos de reator de neutro. Não pode ser considerado um intervalo da relação “rh” para linhas com a mesma classe de tensão, ou linhas de igual comprimento; tem que se tomar em conta todas as características da linha, assim como os dispositivos imersos nelas, e desta maneira procurar um intervalo correto de “rh” que resulte na redução adequada da corrente de arco secundário para permitir uma provável manobra monofásica com sucesso.

A partir dos resultados da análise desenvolvida pode-se afirmar que:

- As linhas curtas de 150 km, analisadas em níveis de tensão de EHV e UHV, não precisaram de compensação reativa em derivação. Neste comprimento de linha, o ganho de tensão final foi menor que 1,02 pu em todos os níveis analisados.

- As simulações para as linhas de 450 km em todos os níveis de tensão de EHV e UHV analisados mostraram a necessidade da compensação reativa em derivação para reduzir o Efeito Ferranti.
- Em sistemas de 345 kV e comprimentos de 450 km, a compensação de 80 % da reatância transversal da linha gerou um ganho de tensão equivalente a 1,03 pu, por conseguinte a partir deste nível de compensação em derivação foi viável calcular um valor ótimo do reator de neutro. Neste caso com o reator de neutro ótimo, a corrente de arco secundário a frequência 60 Hz foi reduzida a valores muito baixos, indicando uma alta probabilidade de auto-extinção do arco.
- Nos casos de sistemas convencionais e não convencionais de 500 kV e o sistema convencional de 765 kV, para comprimento de 450 km sem compensação, o ganho de tensão é 1,2 pu. Nos três casos se precisou adicionar uma compensação reativa em derivação de 80 % para que o ganho de tensão atingisse valores aceitáveis. Nesse nível de compensação se reduz a amplitude da corrente de arco secundário a níveis com elevada probabilidade de auto-extinção.
- Para os casos de sistemas convencionais de 500 e 765 kV, e o sistema não convencional de 500 kV, em comprimentos de 900 km; a elevação da tensão devida ao efeito Ferranti é muito mais acentuada que em comprimentos menores, podendo chegar até 2,5. Segundo as análises respectivas precisamos compensar toda a reatância transversal para que o ganho de tensão seja aceitável. Para o sistema de 500 kV convencional se reduziu a corrente de arco secundário a níveis com elevada probabilidade de auto-extinção otimizando o reator de neutro para a compensação de 95 %. Para o sistema de 500 kV não convencional e 765 kV a menor corrente de arco secundário obtida com o reator de neutro otimizado não atendeu às hipóteses de alta probabilidade de auto-extinção.
- Em comprimentos de 900 km, nos sistemas de UHV analisados com compensação reativa em derivação, testamos compensar também a metade da reatância longitudinal total da linha. Foi instalado um capacitor em série no meio da linha. Neste caso a compensação reativa em derivação foi instalada em quatro pontos: no início e no final da linha, antes do capacitor e depois do capacitor série. Segundo as análises nestes casos, foi necessário

compensar 80 % da reatância transversal da linha junto com 50 % da reatância longitudinal, para encontrar uma amplitude reduzida da corrente de arco secundário com um ganho de tensão aceitável no final da linha. No caso da linha não convencional de 500 kV a compensação transversal necessária para obter valores reduzidos de corrente de arco secundário foi de 90 %.

- A resistência de falta representada nas simulações não mudou os resultados, isto é, para valores de 0,01 Ω até 10 Ω , não houve variação na amplitude da corrente de arco secundário. Para medir a amplitude da tensão nos terminais do arco, os valores da resistência de falta foram mudados para 1000 Ω . Em todos os casos foram encontrados valores de TTA razoáveis.

A partir dos resultados obtidos pode-se afirmar que o correto dimensionamento do reator de neutro da compensação reativa existente na linha permitiu reduzir a corrente de arco secundário a valores baixos e assegurar uma alta probabilidade de auto-extinção do arco secundário. Mesmo nos casos onde foi necessário compensar o reativo longitudinal da linha a corrente de arco secundário foi reduzida satisfatoriamente.

A seguir são apresentados alguns tópicos que poderão ser desenvolvidos dando continuidade à presente pesquisa:

- Variar o comprimento das linhas para identificar limite de linha sem compensação que pode realizar o religamento. Analisar a influência do nível de tensão da linha.
- Analisar a influência do nível de tensão das linhas compensadas com a viabilidade de efetuar a manobra monopolar.
- Analisar o efeito da compensação não convencional nas linhas muito longas. Nesta hipótese compensamos a reatância longitudinal da linha através de um reator em série e compensamos a reatância transversal através de capacitores em derivação.
- A partir de um reator de neutro ótimo verificar outras manobras que possam incluir cargas nos extremos.

- Avaliar a manobra de religamento monofásico em linhas de circuito duplo e linhas não transpostas.

Referências Bibliográficas

- [1] Roberto Vaisman, “Transitórios Elétricos e Coordenação de isolamento – Aplicação em Sistemas de Potencia de Alta Tensão”, Capítulo 2: Estudos de sobretensões, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, EDUFF, 1987.
- [2] Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (2006 - 2015) – MME – Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- [3] A.J. Gonzales, G.C. Kung, C. Raczkowski, C.W. Tylor, D. Thonn, “Effects of Single and Three Pole Switching and High Speed Reclosing on Turbine Generator Shafts and Blades” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, nº 11, pp. 3218-3228, Novembro 1984.
- [4] Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A - Eletrosul, “Análise de Viabilidade do uso de Religamento Monopolar – Condições de Extinção do Arco Secundário”, Nota Técnica: NTC No 006/83, Dezembro 27, Brasil, 1983.
- [5] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., “Análise de Sistemas de Potencia”, McGraw-Hill, 1994, USA.
- [6] Alessandra de Sá e Benevides Câmara, “Extinção do Arco Secundário com Manobras Monofásicas. Conceitos Fundamentais e Critérios de Análise”; Tese de Mestrado; Universidade Federal de Rio de Janeiro (UFRJ); pp: 7 – 30, Março 2003.
- [7] “Modelización de Interruptores Eléctricos de Potencia”, Capítulo 2 (páginas 5 - 8); Tese de Doutorado; Walter Fernando Gimenez Gutierrez; Universitat Politècnica de Catalunya (Espanha); setembro 1999.
- [8] “Curso de Circuitos Elétricos”, L.Q. Orsini, D. Consonni, Editora Edgard Blücher LTDA, Volume 1 e 2, 2ª edição, 2002.
- [9] “Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas; teoria das Linhas em Regime Permanente”, R.D. Fuchs, Livros Técnicos e Científicos Editora S.A, Rio de Janeiro, R.J., 1977.

- [10] Antonio C. C. de Carvalho, Carlos M. Portela, Marta Lacorte, e Roberto Colombo “Disjuntores e Chaves – Aplicação em Sistemas de Potência”, Capítulo 11: A Teoria do Arco Elétrico nos Disjuntores de Alta-tensão, CE 13 do CIGRÉ – Brasil, FURNAS / UFF, 1996.
- [11] C.M. Portela, "A Study of Problems Related to Switching of Relatively Small Currents". PTEL – Projetos e Estudos de Engenharia Ltda. 13-05, Brasil, CIGRE, Anexo 6.2-2003, session 27 August / 04 Setembro 1980.
- [12] R.W.S. Garcia, N.H.C. Santiago, C.M. Portela, “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, Setembro 12 – 16, Rio de Janeiro, Brasil, 1988.
- [13] C.M. Portela, N.H.C. Santiago, O.B. Oliveira, C.J. Dupont, “Modeling of Arc Extinction in Air Insulation”, IEEE Transaction on Electrical Insulation, vol. 27, nº 3, pp: 457 – 463; June 1992.
- [14] O. Simonin, C. Delalondre, P-L Viollet, “Modelling in thermal plasma and electric arc column”, X International Symposium on Plasma Chemistry, Pure & Applied. Chemistry, Vol. 64, Nº 5, pp. 623-628, Agosto 4 – 9, Bochum – Alemanha, 1991.
- [15] S. Goldberg, W.F. Horton, D. Tziouvaras, “A computer model of the Secondary Arc in Single-Phase Operation of Transmission Lines”, IEEE, Transactions on Power Delivery, vol. 4, No. 1, pp: 586 – 595; Janeiro 1989.
- [16] D. Woodford, “Secondary Arc Effects in AC/DC Hybrid Transmission”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, Nº 2, pp: 704 – 711; Abril 1993.
- [17] M. Kizilcay, G. Bán, L. Prikler, “Interaction of the Secondary Arc with the Transmission System during Single-Phase Autoreclosure”, IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, Junho 23-26, 2003.
- [18] Víctor Becerra, “Implementación de un Modelo Computacional del Arco Secundario en el EMTP y comparación con pruebas de campo”, Nota Técnica IP-03 1990, Março 1990.
- [19] Y. Goda, S. Matsuda, T. Inaba, Y. Ozaki, “Forced Extinction Characteristics of Secondary Arco on UHV(1000 kV Class) Transmission Lines”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, Nº 3, pp: 1322 – 1330; Julho 1993.
- [20] S.P. Ahn, H.J. Ju, “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, paper Nº IPST05-096, June 19 – 23, Montreal, Canada, 2005.

- [21] J.H. Vivas, V. Mendoza, “Metodologia de Corrección de los tiempos de Extinción del Arco Secundario en Sistemas de Transmisión”, III Congresos venezolano de Eng. Eléctrica (CVIE), Universidad Central de Venezuela, Caracas -Venezuela, Novembro 2002.
- [22] J.H. Vivas, V. Mendoza, A. Villamar, “Estudio de Sensibilidad de Factores que influyen en el tiempo de extinción del arco secundario”, Memorias da I Jornada de Eng. Eléctrica (JIELECT), Barquisimeto – Venezuela; pp: 1-6, Dezembro 2000.
- [23] C.M. Portela, M.C. Tavares, “Proposing a New Methodology to Optimize the Transient Study of a Transmission System”, International Conference on Power Systems Transients – IPST’01, Junho 24 – 28, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [24] M.C. Tavares, C.M. Portela, “Transmission System Parameters Optimization-Sensitivity Analysis of Secondary Arc Current and Recovery Voltage”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, nº 3, pp. 1464 -1471, Julho 2004.
- [25] E.W. Kimbark, “Suppressions of Ground-Fault Arcs on Single-Pole-Switched EHV lines by Shunt Reactors” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. 83, pp. 285-290, Março 1964.
- [26] H.A. Peterson, N.V. Dravid, “A Method for Reducing Dead Time for Single-Phase Reclosing in EHV Transmission”, IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. 88, pp. 286-292, Abril 1969.
- [27] B.R. Shperling, A. Fakheri, B.J. Ware, “Compensation Scheme for Single-Pole Switching on Untransposed Transmission Lines”, IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, nº 4, pp. 1421-1429, Julho/Agosto. 1978.
- [28] B.R. Shperling, A. Fakheri, “Single-Phase Switching Parameters for Untransposed EHV Transmission Lines”, IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, nº 2, pp. 643-654, Março / Abril 1979.
- [29] A. Fakheri, T.C. Shuter, J. Schneider, Ch. Shih, "Single-Phase Switching Tests on the AEP. 765 kV System – Extinction Time for Large Secondary Arc Currents" IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, nº 8, pp. 2775-2783, Agosto 1983.
- [30] E.W. Kimbark, “Selective-Pole Switching of Long Double-Circuit EHV Line” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-95, nº 1, pp. 219-230, Jan./Feb. 1976.
- [31] A.M. Al-Rawi, M. Devaney, “Measurement of Secondary Arc Current in Transmission Lines Employing Single Phase Switching”, IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, pp: 297 – 301; Ottawa - Canada, Maio 19-21, 1997.
- [32] Wei Shi, Fan Li, Yanhua Han, Yunge Li, “The Effect of Ground Resistance on Secondary Arc Current on an EHV Transmission Line”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, nº 2, pp. 1502 – 1506, Abril 2005.

- [33] M.M. Eissa, O.P. Malik, “Experimental Results of a Supplementary Technique for Auto-Reclosing EHV/UHV Transmission Lines”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, Nº 3, pp: 702 – 707; Julho 2002.
- [34] J.H.Vivas, R.A. Rivas, A.J. Urdaneta, “A Probabilistic Approach for Secondary Arc Risk Assessment”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, Nº 2, pp: 657 – 662; Abril 2004.
- [35] IEEE Power System Relaying Committee Working Group, “Single-Phase Tripping and Auto Reclosing of Transmission Lines – IEEE Committee Report”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7, nº 1, pp. 182-192, Janeiro 1992.
- [36] D.S. Fitton, R.W. Dunn, R.K. Aggarwal, A.T. Johns, “Design and Implementation of an Adaptive Single Pole Auto-Reclosure Technique for Transmission Lines using Artificial Neural Networks”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, nº 2, pp.748-756, Abril 1996.
- [37] S.P. Ahn, C.H. Kim, R.K. Aggarwal, A.T. Johns, “An Alternative Approach to Adaptive Single Pole Auto-Reclosing in High Voltage Transmission Systems Based on Variable Dead Time Control”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, nº 4, pp.676-686, Outubro 2001.
- [38] W.M. de Souza, C.S.P.Filho, “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 Junho, 2003.
- [39] EPRI, “Transmission line reference book 345 kV and above”, Second Edition, Palo Alto, Califórnia, 1982.
- [40] Roberto Colombo, “Disjuntores de Alta Tensão”, Série Brasileira de Tecnologia, Primeira Edição, 1986 da Siemens S.A São Paulo - Brasil.
- [41] “Gaseous Conductors – Theory and Engineering Applications”, James Dillon Cobine, McGraw-Hill, 1941, USA.
- [42] Tavares, M.C.D “Modelo de Linha de Transmissão Polifásica utilizando Quase-Modos”, Tese de Doutorado, UNICAMP, Brasil, 255 paginas, 1998.

Apêndice A

Cálculo dos Parâmetros Elétricos de uma Linha de Transmissão.

NOS programas de simulações de transitórios eletromagnéticos existem rotinas que fazem o cálculo dos parâmetros elétricos de linhas de transmissão. No ATP-EMTP existem duas sub-rotinas que fazem esses cálculos, a *Line Constants* e a *Cable Parameters*. O *Cable Parameters* pode ser utilizado para calcular os parâmetros elétricos de cabos subterrâneos e de linhas aéreas. Já a *Line Constants* faz o cálculo dos parâmetros elétricos de linhas aéreas.

Com ajuda do software Matlab 7.1.1, criamos um programa para calcular os parâmetros elétricos das linhas aéreas de transmissão, tendo em consideração as seguintes simplificações:

- O solo plano é homogêneo na vizinhança e ao longo da linha;
- Os condutores são paralelos entre si e paralelos ao solo;
- Os condutores se encontram a uma altura média em relação ao solo igual a altura na torre subtraída de $2/3$ da flecha a meio do vão.
- Desprezam-se os efeitos do campo eletromagnético nas estruturas e nos terminais da linha.

- A permeabilidade magnética é constante para os cabos pára-raios de aço da linha.

No capítulo seis estão listados todos os dados elétricos obtidos para as diversas linhas analisadas, junto com as silhuetas das respectivas torres. A seguir apresenta-se resumidamente a teoria utilizada para obtenção dos parâmetros longitudinais e transversais da linha.

A.1 Parâmetros Longitudinais.

A matriz de parâmetros longitudinais unitários de uma linha de transmissão é formada pelos seguintes elementos:

$$Z = Z_{int} + Z_{ext} + Z_{solo} \quad (A.1)$$

Onde:

Z_{int} = impedância interna por unidade de comprimento [Ω/m]

Z_{ext} = impedância externa por unidade de comprimento supondo solo ideal [Ω/m]

Z_{solo} = impedância externa por unidade de comprimento corrigindo o efeito do solo [Ω/m]

A.1.1 Impedância Externa.

$$Z_{ext} = j \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{rs}}{d_{rs}} \quad r, s = 1, 2, \dots, n \quad (A.2)$$

Onde:

ω - frequência angular [rad/s]

μ_0 - permeabilidade magnética do vácuo ($4 \times 10^{-7} \pi$ [H/m])

D_{rs} e d_{rs} , são definidos na Figura A.1 [m]

r,s - índice dos condutores.

n - número de condutores da linha.

Para os termos próprios (r = s).

$$D_{rs} = 2h_r \quad e \quad d_{rs} = r_r$$

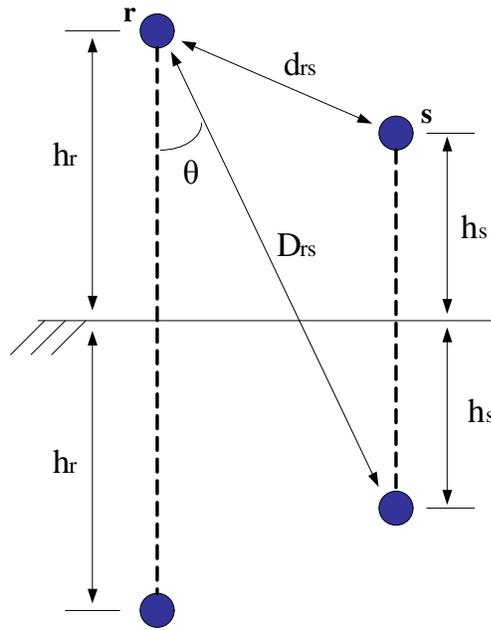


Figura A.1: Posição dos cabos r e s na linha.

A.1.2 Impedância Interna.

A influência do efeito pelicular da impedância interna foi considerada, o que levou à obtenção dos parâmetros através de funções de Bessel modificadas. A resistência interna R_{int} e a reatância interna X_{int} por unidade de comprimento variam com a variação de frequência. A quantificação da impedância interna é definida como segue.

$$Z_{\text{int}} = R_{\text{int}} + jX_{\text{int}} \quad (\text{A.3})$$

$$Z_{\text{int}} = \sqrt{\frac{j\omega\mu}{\sigma}} \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot R_1} \cdot \frac{I_0(\rho_1)K_1(\rho_0) + K_0(\rho_1)I_1(\rho_0)}{I_1(\rho_1)K_1(\rho_0) - I_1(\rho_0)K_1(\rho_1)} \quad (\text{A.4})$$

Onde:

I_0, I_1, K_0, K_1 - funções modificadas de Bessel

μ - permeabilidade magnética do condutor [H/m]

σ - condutividade do condutor [S/m]

R_1 - raio externo do condutor [m]

R_0 - raio interno do condutor [m]

$$\rho_0 = R_0 \sqrt{j\omega\mu\sigma} = \rho_0' \sqrt{j} \quad (\text{A.5})$$

$$\rho_1 = R_1 \sqrt{j\omega\mu\sigma} = \rho_1' \sqrt{j} \quad (\text{A.6})$$

A solução da equação (A.4) depende da avaliação das funções de Bessel, que podem ser definidas através de séries, fazendo-se algumas considerações com respeito ao argumento das funções modificadas. O Matlab dispõe das formas modificadas das funções de Bessel, o que simplifica bastante a avaliação da impedância interna Z_{int} .

A.1.3 Contribuição do Solo.

A avaliação do efeito solo é descrita pela correção de Carson dada por:

$$Z_{\text{solo}} = \frac{\omega\mu_0}{\pi} (P + jQ) \quad (\text{A.7})$$

Onde P_{rs} e Q_{rs} são definidos para intervalos do parâmetro adimensional.

$$\delta_{rs} = \sqrt{\frac{\mu_0\omega}{\rho}} \cdot D_{rs} \quad (\text{A.8})$$

Sendo

ρ : resistividade do solo [$\Omega \cdot \text{m}$]

θ : distância angular, descrita na Figura A.1 [rad]

D_{rs} : distância entre condutor r e imagem do condutor s, descrita na Figura A.1 [m]

Para $r = s$, temos:

$$\begin{aligned} D_{rs} &= 2h_r \\ \theta_{rs} &= 0 \end{aligned}$$

As fórmulas de Carson podem ser representadas pelas séries apresentadas a seguir:

Para $\delta_{rs} \leq 7$

$$P_{rs} = \frac{\pi}{8}(1 - S_4) + \frac{1}{2} \left(\ln \frac{2}{\delta_{rs}} - \gamma \right) S_2 + \frac{1}{2} \theta_{rs} S_2' - \frac{\sigma_1}{\sqrt{2}} + \frac{\sigma_2}{\sqrt{2}} + \frac{\sigma_3}{\sqrt{2}} \quad (\text{A.9})$$

$$Q_{rs} = \frac{1}{4} + \frac{1}{2} \left(\ln \frac{2}{\delta_{rs}} - \gamma \right) (1 - S_4) - \frac{1}{2} \theta_{rs} S_4' + \frac{\sigma_1}{\sqrt{2}} - \frac{\pi}{8} S_2 + \frac{\sigma_3}{\sqrt{2}} - \frac{\sigma_4}{2} \quad (\text{A.10})$$

Onde:

$\gamma \cong 0,577215566490153286$ (constante de Euler)

$$S_2 = \sum_{n=0}^{\infty} a_n \cos[(4n+2)\theta] \quad (\text{A.11})$$

$$S_2' = \sum_{n=0}^{\infty} a_n \sin[(4n+2)\theta] \quad (\text{A.12})$$

$$S_4 = \sum_{n=0}^{\infty} c_n \cos[(4n+4)\theta] \quad (\text{A.13})$$

$$S_4' = \sum_{n=0}^{\infty} c_n \sin[(4n+4)\theta] \quad (\text{A.14})$$

$$\sigma_1 = \sum_{n=0}^{\infty} e_n \cos[(4n+1)\theta] \quad (\text{A.15})$$

$$\sigma_2 = \sum_{n=0}^{\infty} g_n (S_2)_n \quad (\text{A.16})$$

$$(S_2)_n = a_n \cos[(4n+2)\theta] \quad (\text{A.17})$$

$$\sigma_3 = \sum_{n=0}^{\infty} f_n \cos[(4n+3)\theta] \quad (\text{A.18})$$

$$\sigma_4 = \sum_{n=0}^{\infty} h_n (S_4)_n \quad (\text{A.19})$$

$$(S_4)_n = c_n \cos[(4n+4)\theta] \quad (\text{A.20})$$

$$a_n = \frac{-a_{n-1}}{2n(2n+1)^2(2n+2)} \left(\frac{\delta}{2}\right)^4; \quad a_0 = \frac{\delta^2}{8} \quad (\text{A.21})$$

$$c_n = \frac{-c_{n-1}}{(2n+1)(2n+2)^2(2n+3)} \left(\frac{\delta}{2}\right)^4; \quad c_0 = \frac{\delta^4}{192} \quad (\text{A.22})$$

$$e_n = \frac{-e_{n-1}}{(4n-1)(4n+1)^2(4n+3)} \delta^4; \quad e_0 = \frac{\delta}{3} \quad (\text{A.23})$$

$$f_n = \frac{-f_{n-1}}{(4n-1)(4n+3)^2(4n+5)} \delta^4; \quad f_0 = \frac{\delta^3}{45} \quad (\text{A.24})$$

$$g_n = g_{n-1} + \frac{1}{4n} + \frac{1}{2n+1} + \frac{1}{2n+2} - \frac{1}{4n+4}; \quad g_0 = \frac{5}{4} \quad (\text{A.25})$$

$$h_n = h_{n-1} + \frac{1}{4n+2} + \frac{1}{2n+2} + \frac{1}{2n+3} - \frac{1}{4n+6}; \quad h_0 = \frac{5}{3} \quad (\text{A.26})$$

Cumprer ressaltar que os índices r,s foram omitidos de algumas expressões por facilidade de notação.

Para $\delta_{rs} > 7$; foram utilizadas as seguintes expressões.

$$P_{rs} = \frac{\cos \theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}} - \frac{\cos 2\theta_{rs}}{\delta_{rs}^2} + \frac{\cos 3\theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}^3} - \frac{3\cos 5\theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}^5} + \frac{5\cos 7\theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}^7} \quad (\text{A.27})$$

$$Q_{rs} = \frac{\cos \theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}} - \frac{\cos 3\theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}^3} + \frac{3\cos 5\theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}^5} - \frac{5\cos 7\theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}^7} \quad (\text{A.28})$$

Para $\delta_{rs} > 10$; as expressões.

$$P_{rs} = \frac{\cos \theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}} - \frac{\cos 2\theta_{rs}}{\delta_{rs}^2} \quad (\text{A.29})$$

$$Q_{rs} = \frac{\cos \theta_{rs}}{\sqrt{2}\delta_{rs}} \quad (\text{A.30})$$

A.2 Parâmetros Transversais.

A admitância transversal unitária Y de uma linha de transmissão é função somente da posição relativa dos condutores entre si e em relação ao solo, sendo independente da frequência, para a faixa de frequência em estudo. Assumindo que a condutância do ar pode ser desprezada, então a parte real é zero. Temos então:

$$[Y] = j \cdot (2\pi\omega\epsilon_0) \cdot [A]^{-1} \quad (\text{A.31})$$

Onde:

[A]: matriz onde os elementos são iguais à Figura A.1

$$A_{rs} = \ln \frac{D_{rs}}{d_{rs}} \quad (\text{A.32})$$

e para: $r = s$, $D_{rs} = 2h_r$ e $d_{rs} = r_r$

ω - frequência angular [rad/s].

ϵ_0 - permissividade do ar ($8,85 \times 10^{-12}$ [F/m]).

Note que os elementos da matriz [A] são função somente da geometria da linha e, portanto, não são dependentes da frequência.

Apêndice B

Avaliação da Compensação em uma Linha de Transmissão.

As linhas de transmissão de energia elétrica são normalmente representadas através dos seus circuitos equivalentes de parâmetros distribuídos ou de circuitos tipo π . No presente trabalho se analisa exclusivamente as linhas aéreas trifásicas em níveis de tensão de EHV. Para uma melhor análise das linhas longas vamos avaliar através do circuito equivalente da Figura B.1 o relacionamento das tensões e correntes em qualquer ponto da linha. As equações gerais (B.1) e (B.2) representam a propagação de ondas de tensão e corrente ao longo de uma linha, representada pelo circuito equivalente da Figura B.1. As equações (B.3) e (B.4) são as equações diferenciais de primeira ordem que descrevem o comportamento da propagação de ondas de tensão e de corrente da linha de transmissão.

$$\Delta U = -Z \cdot I \cdot \Delta x \quad \text{ou} \quad \frac{\Delta U}{\Delta x} = -Z \cdot I \quad (\text{B.1})$$

$$\Delta I = -Y \cdot U \cdot \Delta x \quad \text{ou} \quad \frac{\Delta I}{\Delta x} = -Y \cdot U \quad (\text{B.2})$$

$$\frac{dU}{dx} = -Z \cdot I \quad (\text{B.3})$$

$$\frac{dI}{dx} = -Y \cdot U \quad (\text{B.4})$$

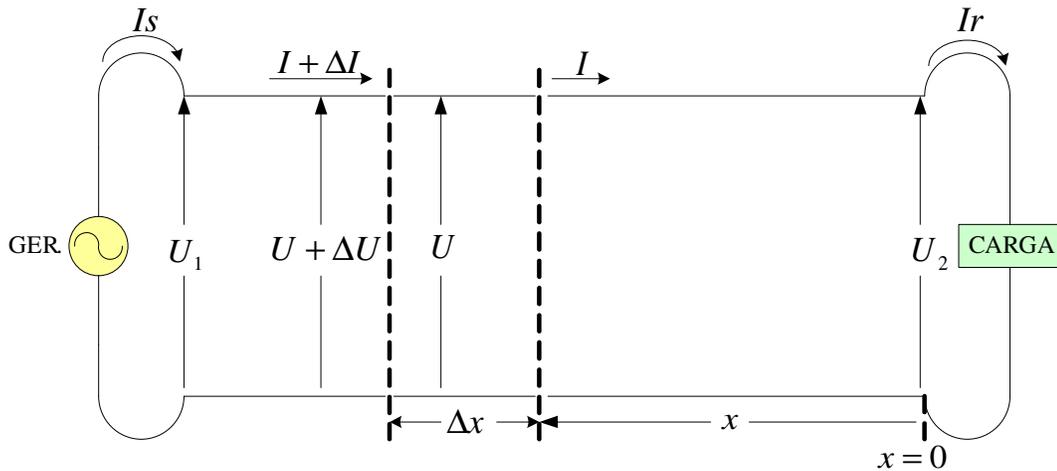


Figura B.1: Circuito equivalente de linha para determinar as equações de propagação de onda.

As equações (B.5) e (B.6) são as equações diferenciais de segunda ordem para a tensão e corrente no circuito equivalente da linha de transmissão da Figura B.1, e que representam matematicamente as equações de propagação de onda podendo ser resolvidas independentemente.

$$\frac{d^2 U}{dx^2} = Z \frac{dI}{dx} = Z \cdot Y \cdot U \quad (\text{B.5})$$

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = Y \frac{dU}{dx} = Y \cdot Z \cdot I \quad (\text{B.6})$$

As equações (B.7) e (B.8) são as soluções respectivas para as equações diferenciais anteriores.

$$U = A_1 e^{\sqrt{YZ}x} + A_2 e^{-\sqrt{YZ}x} \quad (\text{B.7})$$

$$I = \frac{1}{\sqrt{Z/Y}} A_1 e^{\sqrt{YZ}x} - \frac{1}{\sqrt{Z/Y}} A_2 e^{-\sqrt{YZ}x} \quad (\text{B.8})$$

Obtendo as constantes A_1 e A_2 , a partir das seguintes condições de contorno: $x = 0$, $U = U_2$ e $I = I_2$, teremos as equações (B.9) e (B.10).

$$U_2 = A_1 + A_2 \quad (\text{B.9})$$

$$I_2 = \frac{1}{\sqrt{Z/Y}} (A_1 - A_2) \quad (\text{B.10})$$

Como: $Z_C = \sqrt{Z/Y}$ e $\gamma = \sqrt{Z \cdot Y}$, onde:

Z_C : impedância característica [Ω].

γ : constante de propagação [m^{-1}].

De (B.9) e (B.10) ficam as equações (B.11) e (B.12).

$$A_1 = \frac{U_2 + I_2 Z_C}{2} \quad (\text{B.11})$$

$$A_2 = \frac{U_2 - I_2 Z_C}{2} \quad (\text{B.12})$$

As equações da propagação de onda em uma linha de transmissão são representadas pelas equações (B.13) e (B.14) e estão em função das condições no receptor da linha.

$$U = \frac{U_2 + I_2 \cdot Z_C}{2} e^{\gamma \cdot x} + \frac{U_2 - I_2 \cdot Z_C}{2} e^{-\gamma \cdot x} \quad (\text{B.13})$$

$$I = \frac{U_2 + I_2 \cdot Z_C}{2 \cdot Z_C} e^{\gamma x} - \frac{U_2 - I_2 \cdot Z_C}{2 \cdot Z_C} e^{-\gamma x} \quad (\text{B.14})$$

Lembrando que:

$$\gamma = \alpha + j \beta \quad (\text{B.15})$$

Onde:

α : constante de atenuação da onda [Neper / m].

β : constante de fase da onda [rad / m].

Então, teremos as equações (B.16) e (B.17) onde os primeiros termos representam a onda incidente de propagação e os segundos termos a onda refletida.

$$U = \frac{U_2 + I_2 \cdot Z_C}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x} + \frac{U_2 - I_2 \cdot Z_C}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \quad (\text{B.16})$$

$$I = \frac{U_2 / Z_C + I_2}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x} - \frac{U_2 / Z_C - I_2}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \quad (\text{B.17})$$

Sabemos que: $\sinh = \frac{e^\theta - e^{-\theta}}{2}$, $\cosh = \frac{e^\theta + e^{-\theta}}{2}$. Então tomando em conta a

forma exponencial das funções hiperbólicas, as equações (B.16) e (B.17) podem ser escritas também como:

$$U_x = U_2 \cosh(\gamma x) + I_2 Z_C \sinh(\gamma x) \quad (\text{B.18})$$

$$I_x = I_2 \cosh(\gamma x) + \frac{U_2}{Z_C} \sinh(\gamma x) \quad (\text{B.19})$$

Reciprocamente, teremos:

$$U_2 = U_x \cosh(\gamma x) - I_x Z_c \sinh(\gamma x) \quad (\text{B.20})$$

$$I_2 = I_x \cosh(\gamma x) - \frac{U_x}{Z_c} \sinh(\gamma x) \quad (\text{B.21})$$

Então substituindo:

$$\cosh(\gamma x) = \cosh(\alpha + j\beta)x = \cosh \alpha x \cdot \cosh \beta x + j \sinh \alpha x \cdot \sinh \beta x \quad (\text{B.22})$$

$$\sinh(\gamma x) = \sinh(\alpha + j\beta)x = \sinh \alpha x \cdot \cosh \beta x + j \cosh \alpha x \cdot \sinh \beta x \quad (\text{B.23})$$

Além:

$$\gamma = \sqrt{z y} \quad , \text{ logo: } \gamma x = \sqrt{z x y x} \quad \text{ou} \quad \gamma x = \sqrt{Z Y}$$

onde: Z : impedância total da linha [Ω]

Y : admitância total da linha [S]

daí:

$$\cosh \gamma x = \cosh \sqrt{Z Y}$$

$$\sinh \gamma x = \sinh \sqrt{Z Y}$$

As funções hiperbólicas admitem sua expansão em série:

$$\cosh(\gamma x) = 1 + \frac{(\sqrt{Z Y})^2}{2!} + \frac{(\sqrt{Z Y})^4}{4!} + \frac{(\sqrt{Z Y})^6}{6!} + \dots \quad (\text{B.24})$$

$$\sinh(\gamma x) = \sqrt{Z Y} + \frac{(\sqrt{Z Y})^3}{3!} + \frac{(\sqrt{Z Y})^5}{5!} + \frac{(\sqrt{Z Y})^7}{7!} + \dots \quad (\text{B.25})$$

Para baixas frequências (60 Hz por exemplo), estas séries são rapidamente convergentes, o que permite procurar circuitos equivalentes em função do comprimento das linhas para a frequência fundamental. Para o caso de linha aberta no terminal receptor temos: $I_2 = 0$, então:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_2 \cdot \cosh(\gamma x) \\ \frac{V_2}{V_1} &= \frac{1}{\cosh(\gamma x)} \end{aligned} \quad (\text{B.26})$$

A equação (B.26) permite calcular o ganho de tensão no final da linha devido ao efeito Ferranti.

B.1 Representação de Linhas Longas.

Para a representação da propagação de onda em linhas longas e muito longas, devemos empregar as equações exatas em sua forma exponencial [equações (B.13) e (B.14)] ou as equações em sua forma hiperbólica [equações (B.18) e (B.19)]. Os circuitos do tipo π são utilizados para linhas longas com as correções em seus parâmetros elétricos devido ao efeito da distância.

Substituindo os dois primeiros termos das séries (B.24) e (B.25) nas equações (B.18) e (B.19), teremos:

$$U_x = U_2 \left(1 + \frac{(\sqrt{ZY})^2}{2!} \right) + I_2 Z_c \left(\sqrt{ZY} + \frac{(\sqrt{ZY})^3}{3!} \right) \quad (\text{B.27})$$

$$I_x = I_2 \left(1 + \frac{(\sqrt{ZY})^2}{2!} \right) + \frac{U_2}{Z_c} \left(\sqrt{ZY} + \frac{(\sqrt{ZY})^3}{3!} \right) \quad (\text{B.28})$$

Simplificando obteremos:

$$U_x = U_2 \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) + I_2 Z \left(\sqrt{ZY} + \frac{ZY}{6} \right) \quad (\text{B.29})$$

$$I_x = I_2 \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) + U_2 Y \left(1 + \frac{ZY}{6} \right) \quad (\text{B.30})$$

Para o circuito π utilizado temos as equações (B.31) e (B.32) e que foram deduzidas segundo [5,8].

$$U_x = U_2 \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) + I_2 Z \quad (\text{B.31})$$

$$I_x = I_2 \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) + U_2 Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \quad (\text{B.32})$$

Se compararmos (B.31) com (B.18), veremos que:

$$\cosh(\gamma x) = 1 + \frac{ZY}{2} \quad (\text{B.33})$$

$$Z_c \cdot \sinh(\gamma x) = Y'$$

Resolvendo simultaneamente para obter $Y'/2$, encontramos:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_c} \cdot \frac{\cosh(\gamma x) - 1}{\sinh(\gamma x)} \quad (\text{B.34})$$

Ou

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_c} \cdot \text{tgh} \left(\frac{\gamma x}{2} \right) \quad (\text{B.35})$$

Por outro lado, temos que:

$$\frac{1}{Z_c} = \frac{1}{\sqrt{z/y}} = \frac{x \cdot \sqrt{zy}}{\sqrt{z/y} \cdot x \cdot \sqrt{zy}} = \frac{x \cdot y}{x \cdot \sqrt{zy}} = \frac{y \cdot x}{\gamma x} \quad (\text{B.36})$$

Então, substituindo na equação (B.35), resulta em:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{y \cdot x}{\gamma \cdot x} \cdot \text{tgh} \left(\frac{\gamma x}{2} \right)$$

Ou

$$\frac{Y'}{2} = \frac{y \cdot x}{2} \cdot \frac{\operatorname{tgh}\left(\frac{\gamma x}{2}\right)}{\left(\frac{\gamma x}{2}\right)} \quad (\text{B.37})$$

Da equação (B.34), se-obtem: $Z' = \sqrt{z/y} \sinh(\gamma x) = z x \frac{\sinh(\gamma x)}{x \sqrt{zy}}$, ou

$$Z' = z x \frac{\sinh(\gamma x)}{\gamma x} = Z \frac{\sinh(\gamma x)}{\gamma x} \quad (\text{B.38})$$

As equações (B.37) e (B.38) descrevem os elementos do circuito π para linhas longas em regime permanente, com os valores de Z e $Y/2$ corrigidos devido ao comprimento da linha. O valor da condutância de dispersão G é desprezível. A Figura B.2 representa o circuito equivalente π longo.

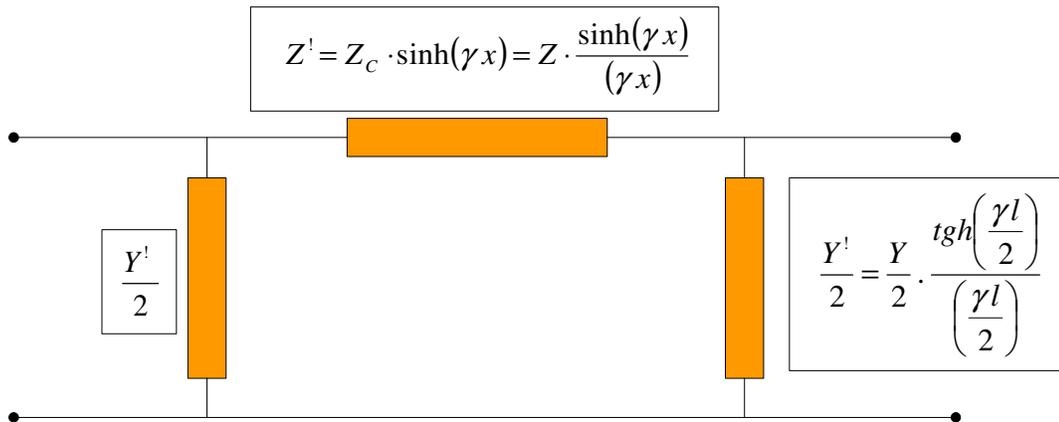


Figura B.2: Representação do circuito pi longo.

Então, o termo $\frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l}$, é o fator que se deve multiplicar à impedância série do circuito nominal π (circuito π curto) para convertê-lo ao circuito equivalente π (circuito π longo). Para valores pequenos de γl , os termos: $\sinh(\gamma l)$ e γl , são aproximadamente iguais. O circuito π curto representa de forma aproximada uma linha de transmissão de comprimento menor do que 300 km (analisando-se somente a impedância longitudinal).

No ramo paralelo, temos o fator de correção $\frac{tgh(\gamma l/2)}{(\gamma l/2)}$. Como para valores pequenos de γl , $tgh(\gamma l/2)$ e $\gamma l/2$, são aproximadamente iguais, então o circuito nominal π representa adequadamente uma linha de transmissão de comprimento menor do que 300 km.

A seguir tomamos como exemplo a linha de 500 kV convencional, cuja silhueta de torre é apresentada na Figura 6.5. A Tabela B.1, mostra os valores dos fatores de correção para a impedância longitudinal e a admitância transversal da linha de 500 kV convencional. Diferentes linhas (ou seja, diferentes cabos, silhuetas de torre e resistividade do solo) resultam em fatores de correção distintos.

Tabela B.1: Fatores de correção para a linha de 500 kV convencional descrita no item 6.2.2

Comprimento [km]	$\frac{senh(\gamma l)}{(\gamma l)}$	$\frac{tgh(\gamma l)}{(\gamma l)}$
100	0,9973	1,0014
200	0,9890	1,00553
300	0,9754	1,01256
400	0,9565	1,02259
500	0,9326	1,03585
600	0,9039	1,05262
700	0,8706	1,07329
800	0,8331	1,09838
900	0,7917	1,12854

Na avaliação da quantidade de energia reativa a compensar para reduzir o efeito Ferranti, pode se observar que o erro do fator de correção tomando em conta diferentes comprimentos, é pequeno para comprimentos de até 300 km de linha como vemos na Tabela B.2, com 1,256 % de erro em 300 km de comprimento, para a linha considerada.

$$Erro (\%) = [1 - \text{fator de correção}] * 100 \tag{B.39}$$

Tabela B.2: Fator de correção e porcentagem de erro associado à compensação da admitância transversal da linha de 500 kV convencional descrita no item 6.2.2.

Comprimento [km]	Ramo Paralelo (Y)	
	Fator de correção: $\frac{\operatorname{tgh}(\gamma l)}{(\gamma l)}$	Erro (%)
100	1,0014	0,14
200	1,00553	0,5536
300	1,01256	1,256
400	1,02259	2,259
500	1,03585	3,585
600	1,05262	5,262
700	1,07329	7,329
800	1,09838	9,838
900	1,12854	12,854

A Tabela B.3 mostra a diferença dos valores dos elementos longitudinal e transversal para a linha do exemplo tomada como circuito tipo “pi curto” e circuito tipo “pi longo”. É avaliado o reativo em derivação que temos que compensar para reduzir o efeito Ferranti em cada tipo de circuito considerado.

Tabela B.3: Comparação da impedância longitudinal e admitância transversal para a linha de 500 kV calculada como um circuito tipo “pi curto” e tipo “pi longo”.

Comprimento [km]	Circuito “PI Curto”		Circuito “PI Longo”		Circuito “PI Curto”	Circuito “PI longo”
	Ztotal [Ω/km]	Ytotal [S/km]	Ztotal [Ω/km]	Ytotal [S/km]	Reativo em derivação [MVAR]	Reativo em derivação [MVAR]
100	26,74	618,0*10 ⁻³	26,6268	621,42*10 ⁻⁶	154,50	155,36
200	53,48	0,001236	52,8164	0,001264	309,0	315,98
300	80,1	0,001854	78,1385	0,001951	463,5	487,88
400	106,8	0,002472	102,177	0,002715	618,0	678,78
500	133,5	0,00309	124,5376	0,003598	772,5	899,66
600	160,2	0,003708	144,85	0,004670	927,0	1167,64
700	186,9	0,004326	162,787	0,006048	1081,5	1512,09
800	213,6	0,004944	178,0471	0,007955	1236,0	1988,95
900	240,3	0,005562	190,38	0,010882	1390,5	2720,70

A porcentagem de erro em MVAR reativo é calculado através da equação (B.40), e os resultados são mostrados na Tabela B.4. Para uma linha de 400 km o erro é aproximadamente 10 %.

$$Erro (\%) = \frac{|Q_{pc} - Q_{pl}|}{|Q_{pc}|} * 100 \quad (B.40)$$

onde : Q_{pc} : Energia reativa no Circuito Pi curto.

Q_{pl} : Energia reativa no Circuito Pi longo.

Tabela B.4: Comparação do reativo em derivação para a linha de 500 kV calculada como circuito “pi curto” e “pi longo”.

Comprimento [km]	Circuito “PI Curto”	Circuito “PI Longo”	Erro (%)
	Q_{pc} [MVAR]	Q_{pl} [MVAR]	
100	154,50	155,36	0,5566
200	309,0	315,98	2,2588
300	463,5	487,88	5,2599
400	618,0	678,78	9,8349
500	772,5	899,66	16,4608
600	927,0	1167,64	25,959
700	1081,5	1512,09	39,8141
800	1236,0	1988,95	60,918
900	1390,5	2720,70	95,66

Apêndice C

Outras Hipóteses de Compensação Reativa em Derivação.

No capítulo 7 analisamos os sistemas de 500 kV convencionais e não convencionais; assim como o sistema tradicional de 765 kV com uma alocação tradicional da compensação reativa em derivação, ou seja, com bancos de compensação reativa nos extremos da linha. Neste apêndice é apresentada outra hipótese de compensação reativa em derivação com a finalidade de comparar resultados com os obtidos no capítulo 7. Nesta hipótese alocamos três bancos reativos em derivação. Um banco em cada extremo da linha e um terceiro banco alocado no meio da linha.

C.1 Linhas Convencionais de 500 kV e comprimento 900 km

C.1.1 Alocação de três bancos reativos em derivação.

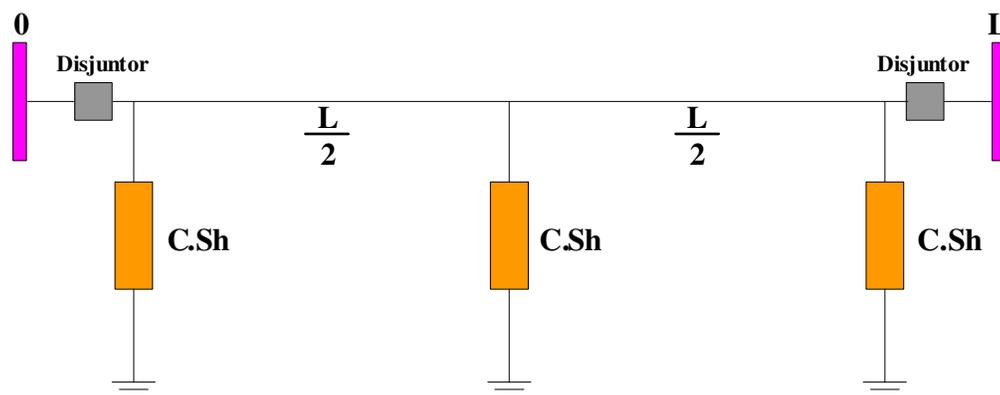


Figura C.1 – Esquema de alocação para três bancos de compensação reativa em derivação.

Neste caso de alocação alternativa com três bancos de compensação reativa, tal como na Figura C.1, simulamos a Isec e TTA em quatro níveis de compensação e cujos resultados são mostrados na Tabela C.1. Segundo a Tabela C.2 para linhas convencionais de 500 kV e comprimento 900 km, a partir de uma compensação em derivação de 90 % o ganho de tensão é aceitável (1,06 pu). Então a partir de este grau de compensação é possível ter uma alta probabilidade de extinção do Isec sem que o ganho de tensão seja severo.

Tabela C.1: Resultados da linha de 900 km e 500 kV convencional, com 3 reatores em derivação segundo a Figura C.1

Tipo de Torre	V (kV)	L (km)	C.Sh (%)	rh (Zh/Zd)	Yd (μS)	Xn (ohm)	Isec (A)	TTA (kV)
Convencional	500	900	70	3,3	4,55 - j 1366,07	561,22	224,8	81,4
	500	900	80	2,7	5,20 - j 1561,22	362,96	51,50	34,9
	500	900	90	2,3	5,85 - j 1756,38	246,72	11,25	14,0
	500	900	100	2,1	6,51 - j 1951,53	187,89	5,20	3,5

Tabela C.2: Ganho de tensão da linha convencional de 500 kV com três bancos de compensação em derivação segundo a Figura C.1

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação								
Sistema Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95%	Comp. 100%
500	450	1,193935	1,1086	1,0515	1,0336	1,0162	1,0078	0,9994
	900	2,476119	1,5777	1,2240	1,1363	1,0592	1,0241	0,9909

As Figuras C.2 até C.5 mostram a corrente I_{sec} e tensão TTA em função de uma faixa pré-determinada da relação rh . Adotando o valor de rh onde o valor de I_{sec} é mínimo, podemos determinar o trecho de linha mais severo como é mostrado nas Figuras C.6 até C.9.

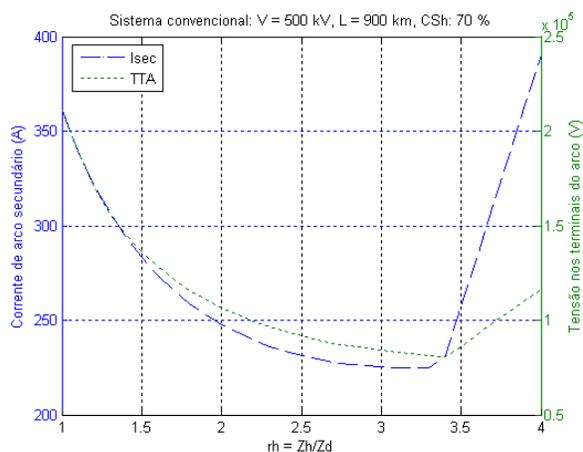


Figura C.2 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 70 %.

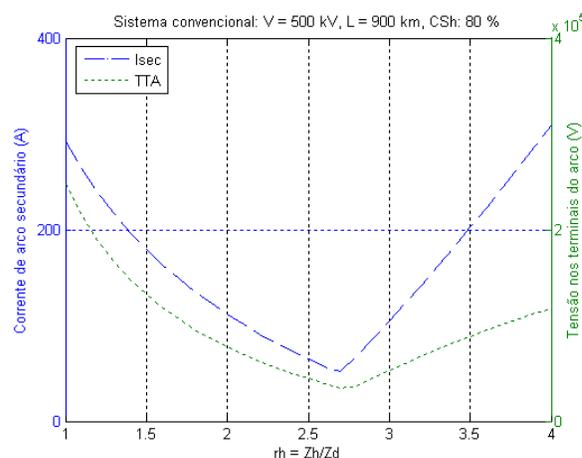


Figura C.3 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 80 %.

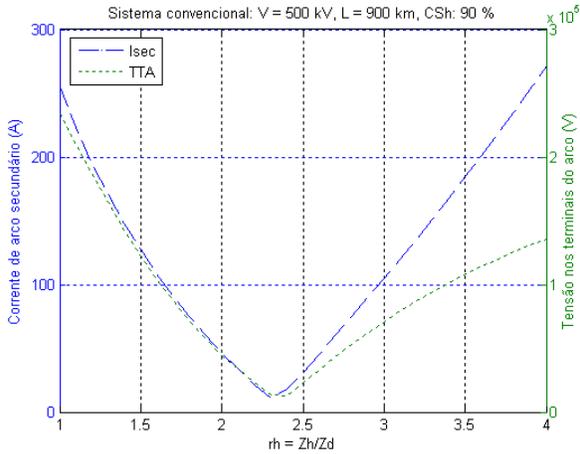


Figura C.4 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 90%.

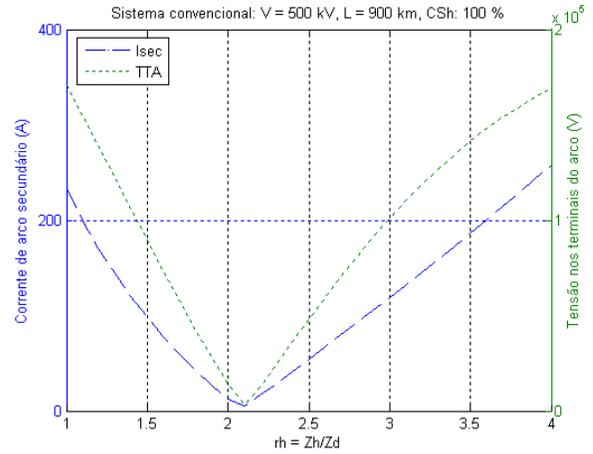


Figura C.5 – Variação de rh para linha de 500 kV com 900 km de comprimento e CSh 100%.

Localização do trecho de linha mais severo.

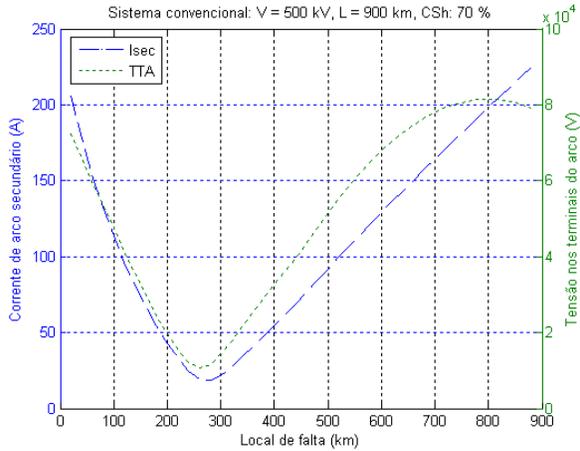


Figura C.6 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 70% e rh ótimo.

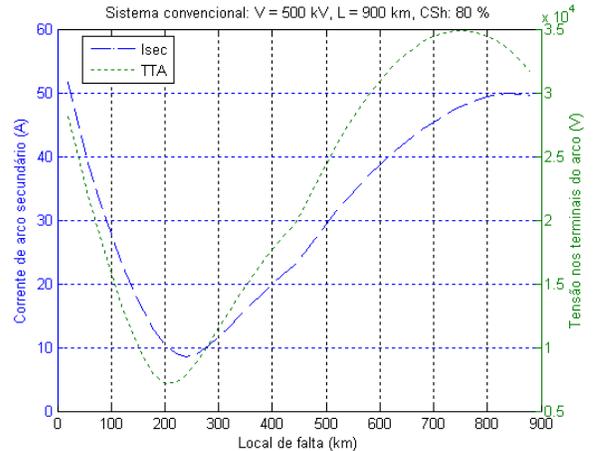


Figura C.7 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 80% e rh ótimo.

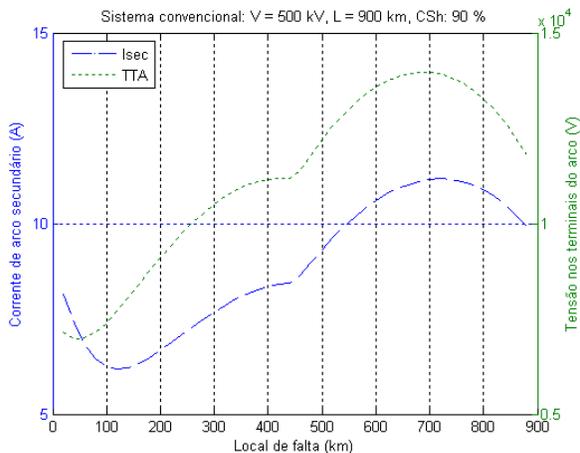


Figura C.8 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 90% e rh ótimo.

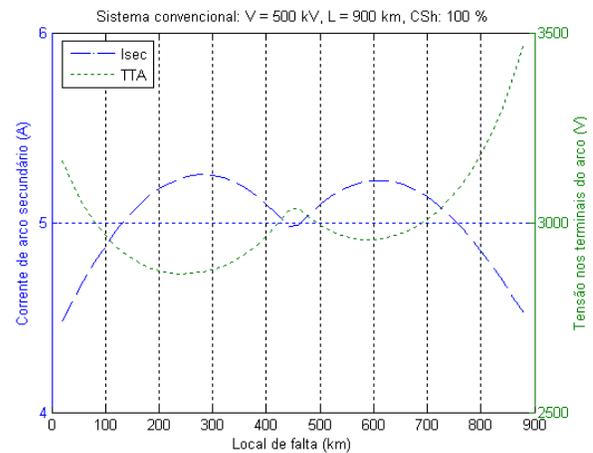


Figura C.9 – Isec e TTA da linha de 500 kV, 900 km de comprimento, CSh 100% e rh ótimo.

C.2 Linhas não Convencionais de 500 kV e comprimento 900 km

C.2.1 Arranjo de três bancos reativos em derivação.

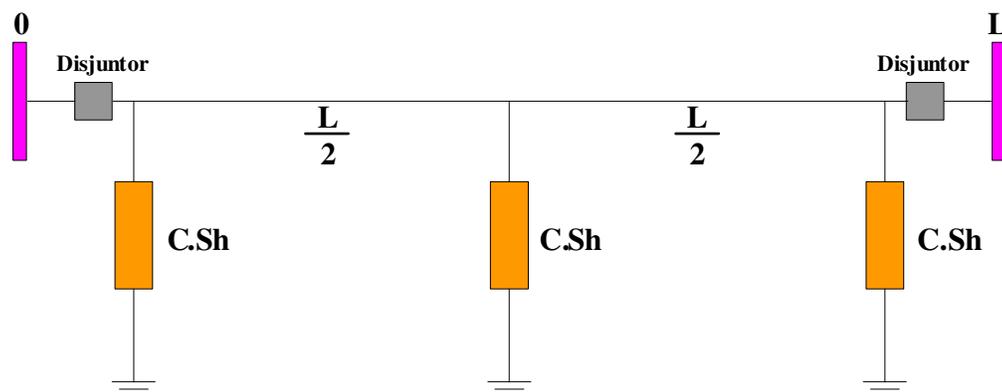


Figura C.10 – Esquema de alocação para três bancos de compensação reativa em derivação.

Neste caso de alocação alternativa com três bancos de compensação reativa, tal como na Figura C.10, simulamos a Isec e TTA com quatro níveis de compensação e cujos resultados são mostrados na Tabela C.3. Segundo a Tabela C.4 para linhas não convencionais de 500 kV e comprimento 900 km, a partir de uma compensação em derivação de 90 % o ganho de tensão é aceitável (1,06 pu). Então para este caso de alocação de reatores neste nível de tensão e comprimento de linha, só a partir de uma compensação em 90 % pode-se ter uma alta probabilidade de extinção do arco secundário.

Tabela C.3: Resultados da linha de 900 km e 500 kV não convencional, com 3 reatores em derivação segundo a Figura C.10

Tipo de Torre	V (kV)	L (km)	C.Sh (%)	rh (Zh/Zd)	Yd (μS)	Xn (ohm)	Isec (A)	TTA (kV)
Não Convencional	500	900	70	2,2	5,37 - j 1610,95	248,29	234,5	83,0
	500	900	80	2,0	6,14 - j 1841,09	181,05	64,0	42,1
	500	900	90	1,9	6,90 - j 2071,22	144,84	21,9	15,8
	500	900	100	1,7	7,67 - j 2301,36	101,39	13,8	15,2

Tabela C.4: Ganho de tensão da linha não convencional de 500 kV com três bancos de compensação em derivação segundo a Figura C.10

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação								
Sistema não Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95%	Comp. 100%
500	450	1,193935	1,1101	1,0521	1,0340	1,0164	1,0078	0,9994
	900	2,476119	1,5878	1,2270	1,1380	1,0598	1,0242	0,9907

As Figuras C.11 a C.14 mostram a corrente I_{sec} e tensão TTA em função de uma faixa pré-determinada da relação rh . Adotando o valor de rh ótimo onde o valor de I_{sec} é mínimo, poderemos determinar o trecho de linha mais severo como é mostrado nas Figuras C.15 a C.18.

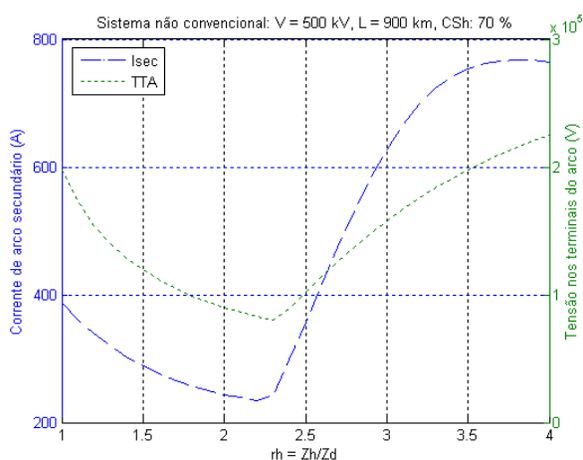


Figura C.11 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 70 %.

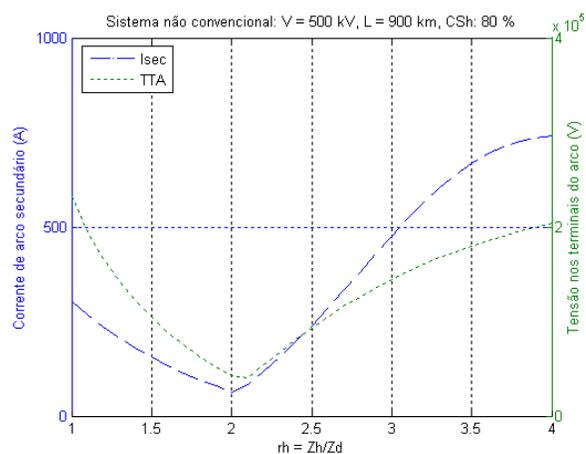


Figura C.12 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 80 %.

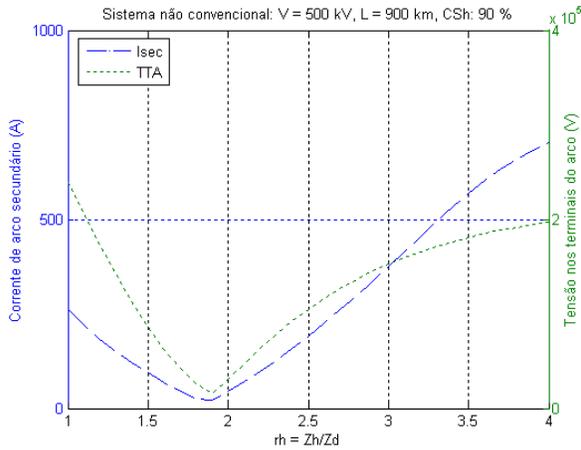


Figura C.13 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 90 %.

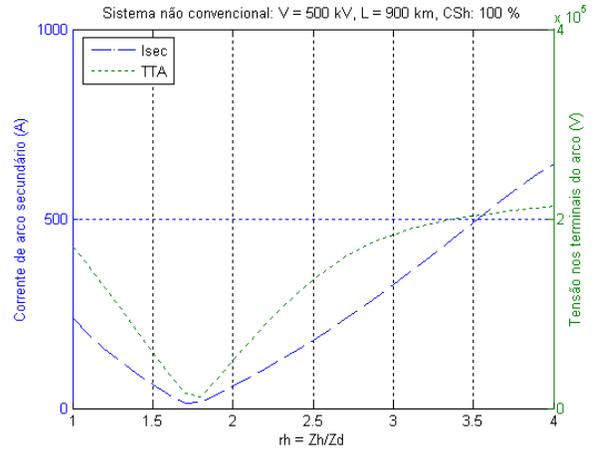


Figura C.14 – Variação de rh para linha não convencional de 500 kV, 900 km e CSh 100 %.

Localização do trecho de linha mais severo.

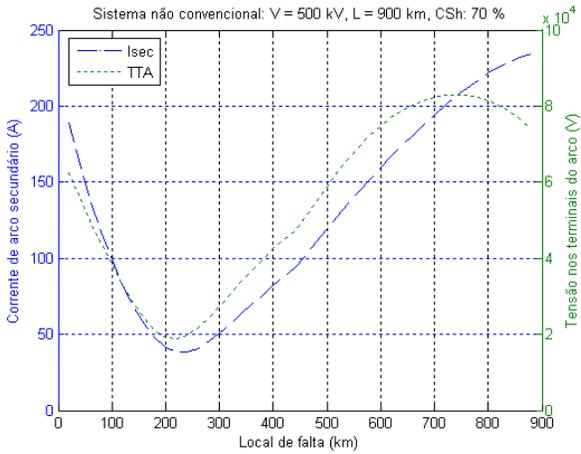


Figura C.15 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 70 % e rh ótimo.

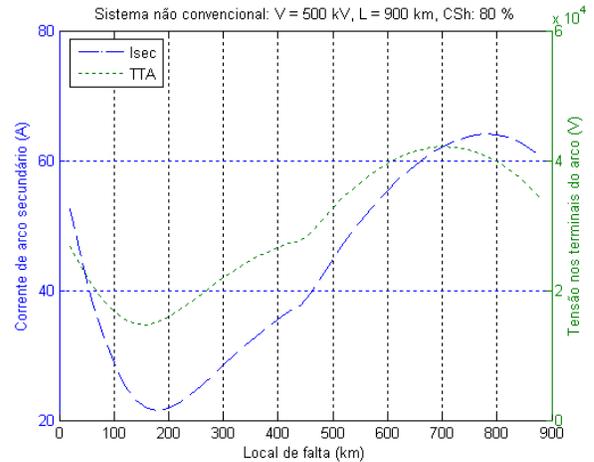


Figura C.16 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 80 % e rh ótimo.

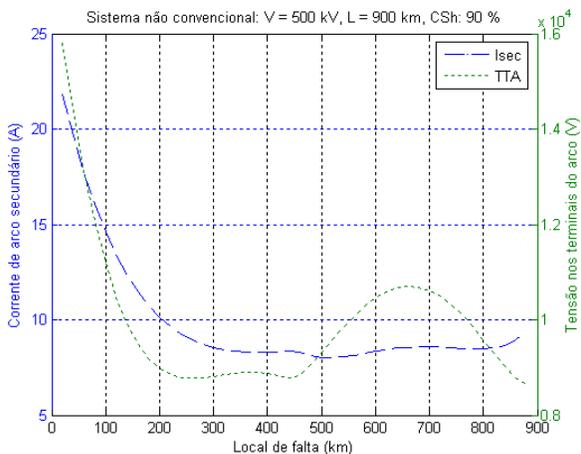


Figura C.17 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 90 % e rh ótimo.

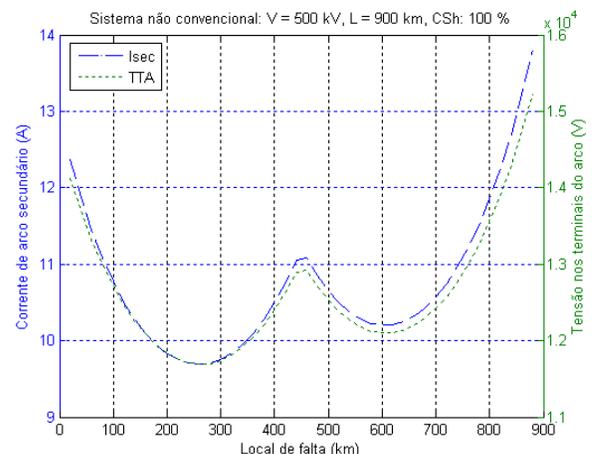


Figura C.18 – Isec e TTA da linha não convencional de 500 kV, 900 km, CSh 100 % e rh ótimo.

C.3 Linhas de 765 kV e comprimento 900 km

C.3.1 Arranjo de três bancos reativos em derivação.

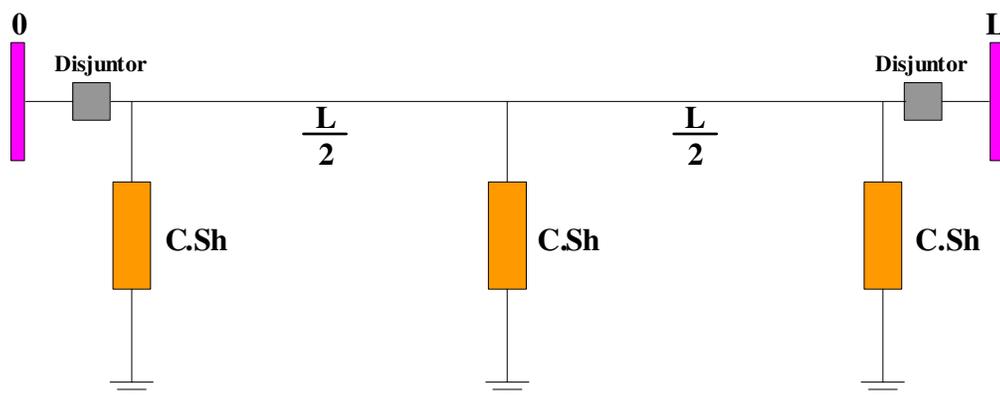


Figura C.19 – Esquema de alocação para três bancos de compensação reativa em derivação.

Neste caso de alocação alternativa com três bancos de compensação reativa, tal como na Figura C.19, simulamos a Isec e TTA em quatro níveis de compensação e cujos resultados são mostrados na Tabela C.5. Segundo a Tabela C.6 para linhas convencionais de 765 kV e comprimento 900 km, a partir de uma compensação em derivação de 90 % o ganho de tensão é aceitável (1,06 pu). Então para este caso de alocação de reatores neste nível de tensão e comprimento de linha, só a partir de uma compensação em 90 % permite ter uma alta probabilidade de extinção da corrente de arco secundário.

Tabela C.5: Resultados da linha de 900 km e 765 kV convencional, com 3 reatores em derivação segundo a Figura C.19

Tipo de Torre	V (kV)	L (km)	C.Sh (%)	rh (Zh/Zd)	Yd (μS)	Xn (ohm)	Isec (A)	TTA (kV)
Convencional	765	900	70	1,4	3,52 - j 1054,94	126,39	109,0	57,5
	765	900	80	1,3	4,02 - j 1205,64	82,94	55,5	45,5
	765	900	90	1,3	4,52 - j 1356,35	73,73	21,5	21,1
	765	900	100	1,3	5,02 - j 1507,06	66,35	13,9	12,9

Tabela C.6: Ganho de tensão da linha convencional de 765 kV com três bancos de compensação em derivação segundo a Figura C.19

Ganho para a Linha com Compensação Reativa em Derivação								
Sistema Convencional		Ganho de tensão sem compensação	Ganho de tensão com compensação					
Nível de Tensão (kV)	L (km)	$\frac{V_2}{V_1}$	Comp. 40%	Comp. 70%	Comp. 80%	Comp. 90%	Comp. 95%	Comp. 100%
500	450	1,193935	1,114911	1,054342	1,035440	1,017133	1,008194	0,999394
	900	2,476119	1,622959	1,237371	1,143681	1,061941	1,024869	0,990030

As Figuras C.20 até C.23 mostram a corrente Isec e tensão TTA em função de uma faixa pré-determinada da relação rh. Adotando o valor de rh ótimo onde o valor de Isec é mínimo, podemos determinar o trecho de linha mais severo como é mostrado nas Figuras C.24 até C.27.

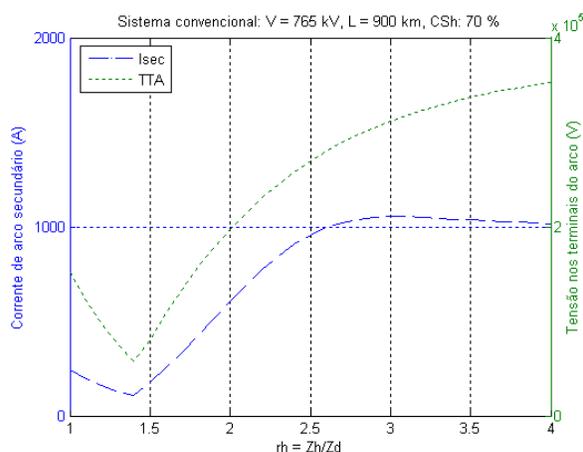


Figura C.20 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km de comprimento e CSh 70 %.

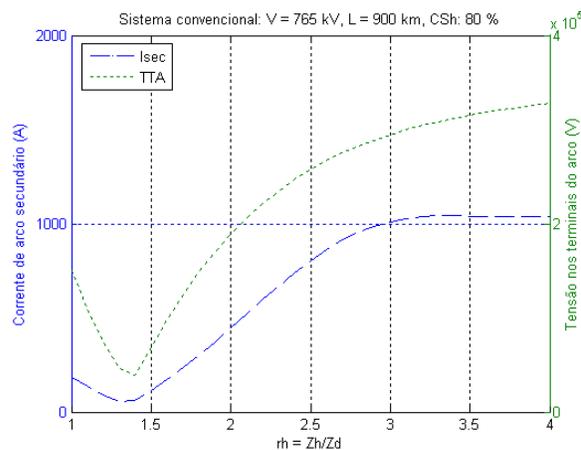


Figura C.21 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km de comprimento e CSh 80 %.

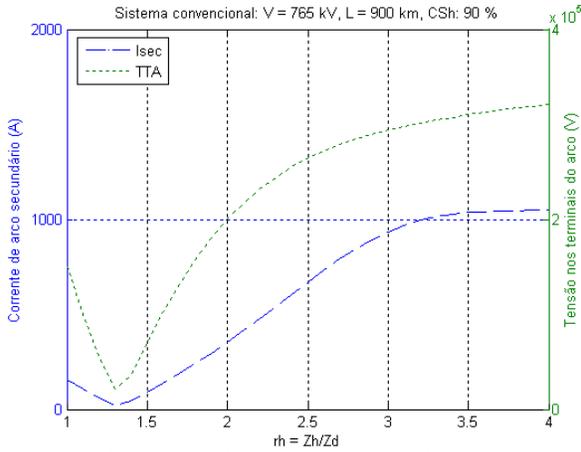


Figura C.22 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km de comprimento e CSh 90 %.

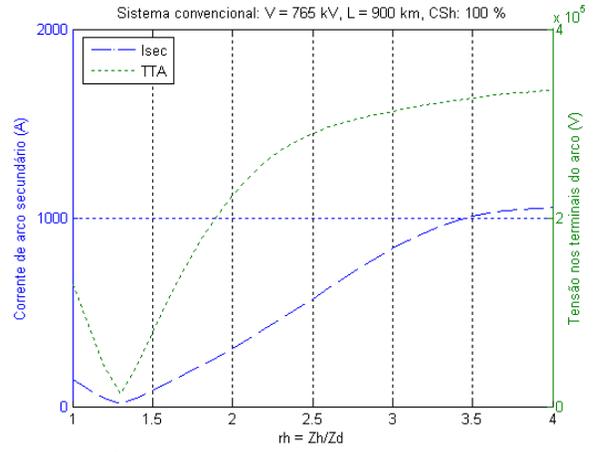


Figura C.23 – Variação de rh para linha de 765 kV, 900 km de comprimento e CSh 100 %.

Localização do trecho de linha mais severo.

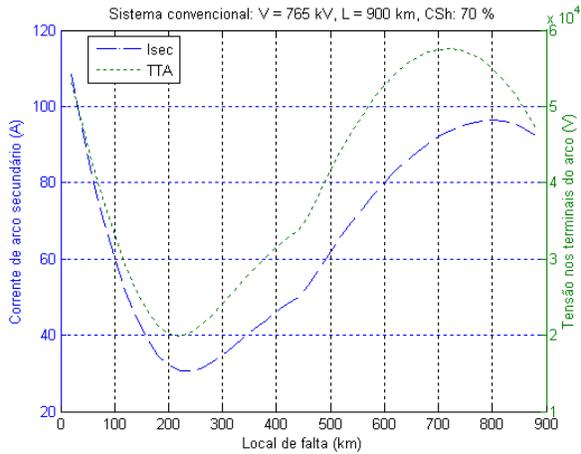


Figura C.24 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 70 % e rh ótimo.

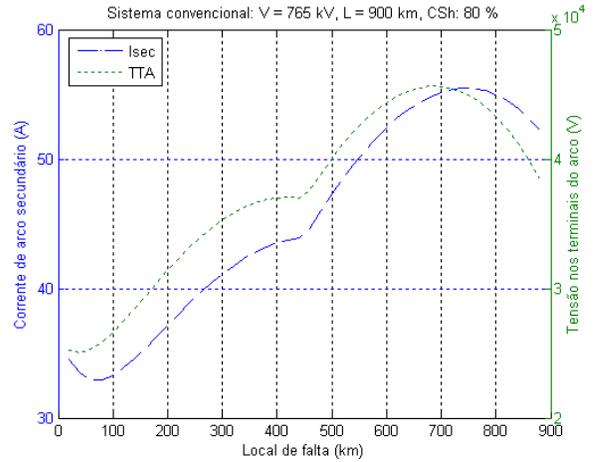


Figura C.25 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 80 % e rh ótimo.

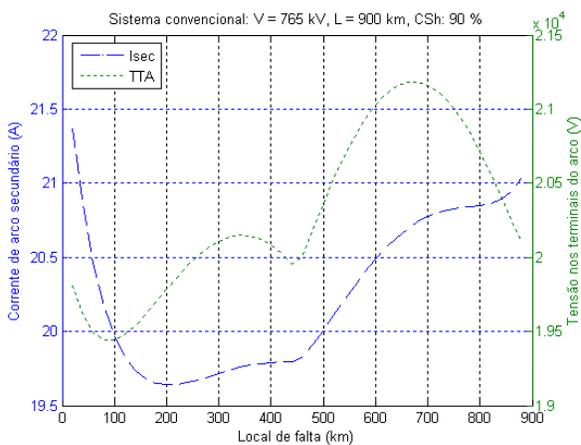


Figura C.26 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 90 % e rh ótimo.

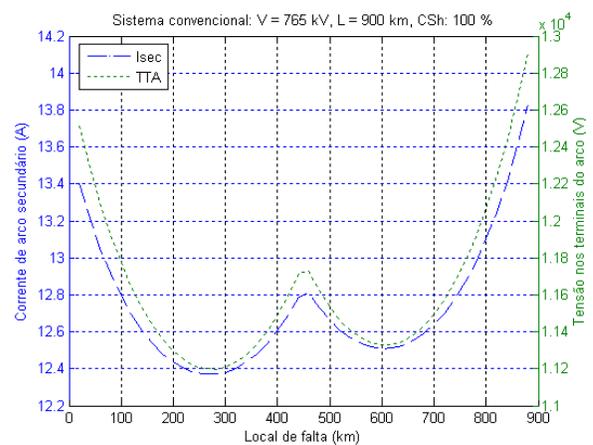


Figura C.27 – Isec e TTA da linha de 765 kV, 900 km de comprimento, CSh 100 % e rh ótimo.