



JAVIER ARTURO SANTIAGO ORTEGA

**COMPORTAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO SINTONIZADAS PARA UM
POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA COMO OPÇÃO DE
TRANSMISSÃO PARA LONGAS DISTÂNCIAS**

**CAMPINAS
2015**



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

JAVIER ARTURO SANTIAGO ORTEGA

**COMPORTAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO SINTONIZADAS PARA UM
POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA COMO OPÇÃO DE
TRANSMISSÃO PARA LONGAS DISTÂNCIAS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação da Faculdade de
Engenharia Elétrica e de Computação da
Universidade Estadual de Campinas para
obtenção do título de Mestre em Engenharia
Elétrica, na área de Área de Energia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Maria Cristina Dias Tavares

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO
DEFENDIDA PELO ALUNO JAVIER ARTURO SANTIAGO ORTEGA
E ORIENTADO PELA PROFA. DRA. MARIA CRISTINA DIAS TAVARES

Assinatura da Orientadora

**CAMPINAS
2015**

Ficha catalográfica
 Universidade Estadual de Campinas
 Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
 Elizângela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

Sa59c Santiago Ortega, Javier Arturo, 1978-
 Comportamento de linhas de transmissão sintonizadas para um pouco mais de meio comprimento de onda como opção de transmissão para longas distâncias / Javier Arturo Santiago Ortega. – Campinas, SP : [s.n.], 2015.

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

1. Transmissão de energia elétrica. 2. Curto-circuito. 3. Transitórios (Eletricidade). 4. Sobretensão. 5. Corrente alternada. I. Tavares, Maria Cristina Dias, 1962-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Behavior of transmission line tuned for a little more than half wavelength as an option to very long distance transmission

Palavras-chave em inglês:

Electric power transmission

Short circuit

Transients (Electricity)

Overvoltage

Alternating current

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Maria Cristina Dias Tavares [Orientador]

Manfredo Veloso Borges Correia Lima

Marcos de Araujo Paz

Data de defesa: 24-04-2015

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Javier Arturo Santiago Ortega

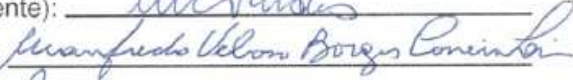
Data da Defesa: 24 de abril de 2015

Título da Tese: "Comportamento de Linhas de Transmissão Sintonizadas para um Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda como Opção de Transmissão para Longas Distâncias"

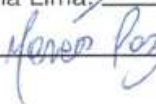
Profa. Dra. Maria Cristina Dias Tavares (Presidente):



Prof. Dr. Manfredo Veloso Borges Correia Lima:



Prof. Dr. Marcos de Araujo Paz:



RESUMO

O presente trabalho apresenta a análise do comportamento de uma linha de transmissão de longa distância sintonizada para ter propriedades de transmissão de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda como uma opção para transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias, adicional às tecnologias convencionais em Corrente Alternada em Alta Tensão (HVAC) e em Corrente Contínua em Alta Tensão (HVDC).

A análise proposta é realizada considerando uma linha teste de 1500 km de comprimento em 500 kV. Para a análise do desempenho da linha sintonizada para transmissão em meio comprimento de onda serão avaliados os seguintes pontos: requisitos para que a linha sintonizada atinja as propriedades da meia onda, comportamento em regime permanente para diferentes condições de operação, impacto de sobretensões nas condições de curto circuito e resposta transitória para manobras típicas de um sistema de potência.

A linha de transmissão foi representada com o modelo de fase dependente da frequência e estudos adicionais sobre a influência da representação da transposição foram desenvolvidos.

Na análise transitória das manobras de chaveamento foram desenvolvidos estudos estatísticos apresentando os resultados de máximas sobretensões e formas de onda dos piores casos. Além disto, avalia-se o desempenho dos métodos típicos de redução de sobretensões transitórias e se faz uma comparação da resposta transitória da linha de 1500 km sintonizada com a resposta transitória de uma linha de 2600 km de meio comprimento de onda e de uma linha de comprimento regular de 400 km.

As análises e simulações foram realizadas com os programas MATLAB e PSCAD/EMTDC, sendo este último uma ferramenta de simulação de fenômenos transitórios em sistemas elétricos de potência.

Palavras-chave: Transmissão de energia em longa distância. Meio comprimento de onda. Linhas sintonizadas. Transitórios eletromagnéticos. Sobretensão de manobra. Sobretensão de falta. Estudo estatístico.

ABSTRACT

This document presents the analysis of the behavior of a long distance transmission line tuned to have the properties of a little more than half a wavelength line, as an option for transmitting large blocks of energy over very long distances, additionally to conventional technologies in High Voltage Alternating Current (HVAC) and High Voltage Direct Current (HVDC).

The proposed analysis is performed considering a 1500 km long 500 kV transmission line. To analyze the performance of the tuned line the following features will be evaluated: requirements for the tuned line to reach the half wavelength properties, analysis in steady state for different operating conditions, analysis of switching surges for short circuit conditions and transient response for typical maneuvers (energization, three-phase reclosing and load shedding).

The transmission line is represented by the frequency dependent phase model and further studies of the influence of the transposition representation has been developed.

Statistical studies were performed in transient analysis of switching maneuvers presenting the results of maximum voltages and waveforms of the worst cases. In addition, the performance of typical methods of reducing transient surges were evaluated and also a comparison was made with the response of the 1500 km tuned line, 2600 km half wavelength line and a 400 km conventional length line.

The analysis and simulations were performed with MATLAB program and PSCAD/EMTDC program, a simulation tool for transient phenomena in electric power systems.

Keywords: *Very long distance power transmission. Half wavelength. Tuned lines. Electromagnetic transient. Switching overvoltage. Fault overvoltage. Statistical study.*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS.....	4
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	5
1.4 PUBLICAÇÃO DECORRENTE DA PESQUISA	7
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.1 CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA	9
2.2 FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA	10
2.3 TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS PARA MANOBRAS	13
2.4 SINTONIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA MEIO COMPRIMENTO DE ONDA.....	15
2.5 OUTROS ESTUDOS SOBRE LINHAS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA	16
2.6 ESTUDOS DE CHAVEAMENTO ESTATÍSTICO	18
2.7 ESTUDO DA REPRESENTAÇÃO DA TRANSPOSIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NA RESPOSTA TRANSITÓRIA.....	19
3 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA TRANSMISSÃO DE UM POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA.....	21
3.1 MODELO DE LINHA DE PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS	21
3.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO BÁSICAS DA LINHA DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA.....	25
4 MATERIAIS E MÉTODOS	31
4.1 MATERIAIS	31
4.2 MÉTODOS	38
5 SINTONIZAÇÃO E COMPORTAMENTO EM REGIME PERMANENTE.....	61
5.1 DETERMINAÇÃO DOS BANCOS DE SINTONIZAÇÃO	61
5.2 RESPOSTA EM REGIME PERMANENTE PARA DIFERENTES CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO	64
5.3 CONCLUSÕES PARCIAIS.....	79

6 SIMULAÇÃO DE CURTO CIRCUITO AO LONGO DA LINHA SINTONIZADA..	81
6.1 CONSIDERAÇÕES DO MODELO DE LINHA DE TRANSMISSÃO	81
6.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE CURTO CIRCUITO AO LONGO DA LINHA.....	83
6.3 ANÁLISE DA IMPEDÂNCIA DA LINHA SOB FALTAS NA FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL	102
6.4 CONCLUSÕES PARCIAIS	108
7. RESPOSTA TRANSITÓRIA DA LINHA DE SINTONIZADA PARA MEIO COMPRIMENTO DE ONDA	111
7.1 DESCRIÇÃO DOS CASOS SIMULADOS.....	111
7.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE ENERGIZAÇÃO	115
7.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE RELIGAMENTO TRIPOLAR ...	122
7.4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE RELIGAMENTO TRIPOLAR COM FALTA TRANSITÓRIA	129
7.5 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE REJEIÇÃO DE CARGA	134
7.6 CONCLUSÕES PARCIAIS	136
8 CONCLUSÕES.....	139
REFERÊNCIAS.....	145
APÊNDICE A – RESULTADOS DE SOBRETENSÕES EM CONDIÇÃO DE FALTA TRIFÁSICA	151
APÊNDICE B – RESULTADOS DE SOBRETENSÕES EM CONDIÇÃO DE FALTA MONOFÁSICA.....	163

*Dedico este trabalho a toda minha família, em especial
a meu pai, minha mãe e irmãos, e a todas as amizades,
colegas e pessoas conhecidas.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todas as pessoas e entidades que me ajudaram e fizeram possível o desenvolvimento do presente trabalho, em especial a minha orientadora, a professora Maria Cristina Dias Tavares, e a todos os colegas do laboratório e amigos pelo valioso apoio. Agradeço a CAPES pelo incentivo e apoio financeiro e a Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação para o desenvolvimento do mestrado. Agradeço também a toda minha família, meu pai, minha mãe e irmãos por seu apoio incondicional e incentivo neste período acadêmico.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Modelo de um trecho infinitesimal de uma linha de transmissão monofásica.	22
Figura 3.2 - Perfil de tensão ao longo da linha de 500 kV, 2600 km a 60 Hz para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário. (SIL – Potência característica).	28
Figura 3.3 - Perfil de corrente ao longo da linha de 500 kV, 2600 km a 60 Hz para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário. (SIL – Potência característica).	28
Figura 3.4 - Perfil de tensão ao longo da linha de 500 kV, 2600 km a 60 Hz para transmissão de potência 1,0 SIL e diferentes níveis de fator de potência. (SIL – Potência característica).	29
Figura 3.5 - Perfil de corrente ao longo da linha de 500 kV, 2600 km a 60 Hz para transmissão de potência 1,0 SIL e diferentes níveis de fator de potência. (SIL – Potência característica da linha).	29
Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema elétrico em análise.	32
Figura 4.2 - Configuração geométrica da silhueta das torres da linha de 500 kV – As alturas correspondem ao valores médios.	34
Figura 4.3 - Curva característica tensão – Corrente do para-raios.	36
Figura 4.4 - Diagrama trifilar da linha de 400 km com compensação em derivação.	38
Figura 4.5 - Esquema unifilar representativo do circuito de sintonização do tipo “Pi”.	40
Figura 4.6 - Esquema unifilar representativo do circuito de sintonização do tipo “T”.	40
Figura 4.7 - Esquema unifilar representativo do circuito de sintonização do tipo “L”.	41
Figura 4.8 - Descrição das variáveis do tempo de fechamento aleatório.	45
Figura 4.9 - Esquema de formação do tempo de fechamento.	46
Figura 4.10 - Esquema de tempos para fechamento sincronizado.	48
Figura 4.11 – Controle implementado no PSCAD/EMTDC para detecção de cruzamento pelo zero da fase A.	49

Figura 4.12 – Diagrama de control de sequência de manobras do PSCAD/EMTDC implementado para fechamento controlado.	50
Figura 4.13 - Sistema de transmissão de 1500 km com aplicação da falta.	51
Figura 4.14 - Circuito de sequência para falta monofásica.	55
Figura 4.15 - Sistema de transmissão de 2600 km com aplicação da falta.	57
Figura 5.1 - Opções de sintonização avaliadas.	63
Figura 5.2 - Perfil de tensão ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do nível de carregamento e fator de potência unitário.	66
Figura 5.3 - Perfil de corrente ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do nível de carregamento e fator de potência unitário.	68
Figura 5.4 - Ângulo da tensão ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do nível de carregamento e fator de potência unitário.	70
Figura 5.5 - Perfil de tensão ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do fator de potência da carga.	72
Figura 5.6 - Perfil de corrente ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do fator de potência da carga.	74
Figura 5.7 - Ângulo da corrente ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do nível de carregamento.	76
Figura 5.8 - Curva de eficiência da linha sintonizada para diferentes valores de carregamento.	78
Figura 5.9 - Curva de perdas ativas da linha sintonizada para diferentes valores de carregamento.	79
Figura 6.1 - Diagrama do sistema elétrico para análise das faltas.	84
Figura 6.2 - Nível máximo de tensão para falta trifásica apresentado na linha em função do ponto de aplicação de falta. Comparação entre linha de 1500 km e linha de 2600 km em vazio.	89
Figura 6.3 - Nível máximo de tensão ao longo linha para falta trifásica na região crítica. Comparação entre a linha de 1500 km e linha de 2600 km em vazio.	90
Figura 6.4 - Nível de máximo de tensão para falta monofásica na fase A apresentada na linha em função do ponto de aplicação de falta. Comparação entre linha de 1500 km e linha de 2600 km em vazio.	99

Figura 6.5 - Nível de máximo de tensão ao longo da linha para falta monofásica na fase A no local crítico. Comparação entre a linha de 1500 km e linha de 2600 km em vazio.	100
Figura 6.6 - Sistema de transmissão para análise da impedância em condição de falta para a linha em vazio.	103
Figura 6.7 - Impedância, reatância e resistência à frequência fundamental de sequência positiva vista pela fonte para a linha de 1500 km sintonizada com falta trifásica ao longo da linha em vazio.	104
Figura 6.8 - Impedância, reatância e resistência de sequência zero vista pela fonte para a linha de 1500 km em vazio com falta monofásica ao longo da linha.	105
Figura 6.9 - Impedância, reatância e resistência vista pela fonte para a linha de 1500 km em vazio para faltas monofásicas ao longo da linha de 1500 km em vazio.	105
Figura 6.10 - Impedância, reatância e resistência a frequência fundamental de sequência positiva vista pela fonte para a linha de 2600 km em vazio.	106
Figura 6.11 - Impedância, reatância e resistência de sequência zero vista pela fonte para a linha de 2600 km em vazio.	107
Figura 6.12 - Impedância, reatância e resistência vista pela fonte para faltas monofásicas na linha de 2600 km em vazio.	107
Figura 7.1 - Esquema de religamento tripolar.	114
Figura 7.2 - Perfil de máxima sobretensão transitória de energização direta para o pior caso estatístico. Comparação de resposta das linhas para representação com transposição ideal e real.	116
Figura 7.3 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para energização direta sem controle. Resultado do pior caso estatístico. Comparação de resposta das linhas com representação de transposição real.	118
Figura 7.4 - Perfil de máxima sobretensão transitória para energização com diferentes técnicas de controle de sobretensões. Resultado do pior caso estatístico.	119
Figura 7.5 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para energização com resistor de pré-inserção. Resultado do pior caso estatístico. Linhas com representação da transposição real.	122
Figura 7.6 - Perfil de máxima sobretensão transitória para religamento tripolar para o pior caso estatístico. Modelagem da representação da transposição ideal e real.	123

Figura 7.7 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para religamento tripolar. Resultado do pior caso estatístico. Comparação de resposta das linhas com representação de transposição real.	125
Figura 7.8 - Perfil de máxima sobretensão transitória para religamento tripolar com diferentes técnicas de controle de sobretensões. Resultado do pior caso estatístico. Linha modelada com transposição real.....	126
Figura 7.9 - Forma de onda de tensão entre os polos do disjuntor para religamento tripolar. Resultado do pior caso estatístico. Linhas com representação da transposição real.....	128
Figura 7.10 - Perfil de máxima sobretensão transitória para religamento tripolar devido a uma falta temporária. Resultado do pior caso estatístico. Comparação de resposta das linhas com representação de transposição ideal e real.	129
Figura 7.11 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para religamento tripolar devido a falta temporária. Resultado do pior caso estatístico. Linhas com representação de transposição real.	131
Figura 7.12 - Perfil de máxima sobretensão transitória para religamento tripolar após eliminação da falta monofásica com diferentes técnicas de controle de sobretensões. Resultado do pior caso estatístico para as linhas avaliadas. Linhas modeladas com transposição real.	132
Figura 7.13 - Perfil de máxima sobretensão transitória para rejeição de carga.....	134
Figura 7.14 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para rejeição de carga.....	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Sistemas de transmissão de distância muito longa em operação.....	2
Tabela 4.1 - Parâmetros dos geradores.	32
Tabela 4.2 - Parâmetros do transformador 500 kV / 15 kV – 472,5 MVA.....	33
Tabela 4.3 - Dados dos condutores da linha de transmissão de 500 kV.	34
Tabela 4.4 - Parâmetros elétricos por unidade de comprimento da linha de 500 kV em estudo.	35
Tabela 4.5 - Limites de absorção de energia do para-raio.....	37
Tabela 4.6 - Matriz equivalente dos bancos de sintonização.	43
Tabela 4.7 - Matriz de quadripolo dos componentes do sistema de transmissão.	53
Tabela 5.1 - Parâmetros das opções de banco de sintonização – Valor nominal a 60 Hz.....	64
Tabela 6.1 - Pontos de falta e monitoramento de tensão ao longo da linha de 1500 km.....	85
Tabela 6.2 - Pontos de falta e monitoramento de tensão ao longo da linha de 2600 km.....	85
Tabela 6.3 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 1500 km em vazio.....	87
Tabela 6.4 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 2600 km em vazio.....	88
Tabela 6.5 - Nível de tensão fase A, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 1500 km em vazio.....	93
Tabela 6.6 - Nível de tensão fase B, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 1500 km em vazio.....	94
Tabela 6.7 - Nível de tensão fase C, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 1500 km em vazio.....	95
Tabela 6.8 - Nível de tensão fase A, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 2600 km em vazio.....	96
Tabela 6.9 - Nível de tensão fase B, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 2600 km em vazio.....	97
Tabela 6.10 - Nível de tensão fase C, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 2600 km em vazio.....	98

Tabela 7.1 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para energização direta sem controle – Análise da modelagem da transposição - Valores em p.u.	117
Tabela 7.2 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para energização usando métodos de controle típicos – Linha com transposição real - Valores em p.u.....	121
Tabela 7.3 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para religamento tripolar sem método de controle – Análise da modelagem da transposição - Valores em p.u..	124
Tabela 7.4 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para religamento tripolar com métodos de controle de sobretensão típicos – Linha com transposição real - Valores em p.u..	127
Tabela 7.5 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para religamento tripolar com falta temporária sem controle – Análise da modelagem da transposição - Valores em p.u..	130
Tabela 7.6 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para religamento tripolar com falta temporária variando o método de controle – Linhas com modelagem da transposição real - Valores em p.u..	133
Tabela A 1- Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase A da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.	151
Tabela A 2 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase B da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.	152
Tabela A 3 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase C da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.	153
Tabela A 4 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase A da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.....	154
Tabela A 5 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase B da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.....	155
Tabela A 6 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase C da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.....	156
Tabela A 7 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase A da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.	157

Tabela A 8 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase B da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.....	158
Tabela A 9 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase C da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.....	159
Tabela A 10 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase A da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.	160
Tabela A 11 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase B da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.	161
Tabela A 12 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase C da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.	162
Tabela B 1 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase A da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.....	163
Tabela B 2 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase B da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.....	164
Tabela B 3 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase C da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.....	165
Tabela B 4 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase A da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.	166
Tabela B 5 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase B da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.	167
Tabela B 6 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase C da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.	168
Tabela B 7 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase A da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.....	169
Tabela B 8 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase B da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.....	170
Tabela B 9 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase C da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.....	171
Tabela B 10 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase A da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.	172

Tabela B 11 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase B da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.....	173
Tabela B 12 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase C da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.....	174

Capítulo 1

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

O avanço industrial dos últimos anos e o crescimento da população gerou uma crescente demanda por energia elétrica, principalmente nas grandes cidades, levando à necessidade da ampliação da oferta de energia e a ampliações nas redes de transmissão, precisando-se de linhas de comprimentos cada vez maiores. A Tabela 1.1 apresenta os sistemas de transmissão atualmente em operação, os quais envolvem comprimentos muito longos, superiores a 900 km. Pode-se observar que a necessidade do transporte de grandes blocos de energia através de grandes distâncias é cada vez mais premente ao redor do mundo, principalmente na Ásia e em países de dimensões continentais. Neste contexto, existe uma procura constante por sistemas de transmissão eficientes e de baixo custo para transportar energia de lugares com alto potencial de geração de energia para os grandes centros de carga. Tal é o caso das fontes de energia renováveis como as Hidráulicas e as Eólicas, as quais muitas vezes se localizam a grandes distâncias das áreas de uso final.

Tabela 1.1 – Sistemas de transmissão de distância muito longa em operação.

Nome	Envio	Recepção	km	HVDC	MW	Ano
ÁFRICA						
Cahora-Bassa	Moçambique - Songo	África do Sul - Apollo	1420	533	1920	1979
Inga-Shaba	República do Congo - Kolwezi	República do Congo - Inga	1700	500	560	1982
Caprivi Link	Namíbia - Gerus	Namíbia - Zambezi	950	350	300	2010
ÁSIA						
Gezhouba - Shanghai	China - Gezhouba	China - Nan Qiao	1046	500	1200	1989
Tian-Guang	China - Tianshengqiao	China - Beijinao	960	500	1800	2001
Talcher-Kolar	Índia - Talcher, Orissa	Índia - Kolar, Karnataka	1450	500	2000	2003
Three Gorges - Guangdong	China - Jingzhou	China - Huizhou	940	500	3000	2004
Three Gorges - Shanghai	China - Yidu	China - Shanghai	1060	500	3000	2006
Guizhou - Guangdong I	China - Anshun, Guizhou	China - Zhaoqing, Guangdong	980	500	3000	2004
Guizhou - Guangdong II	China - Xingren	China - Shenzhen	1200	500	3000	2007
Xiangjiaba-Shanghai	China - Fulong	China - Fengxia	1980	800	6400	2010
Yunnan - Guangdong	China - Yunnan province	China - Zengcheng	1418	800	5000	2010
Ningdong - Shangdong	China - Yinchuan	China - Qingdao	1335	660	4000	2011
Jinping - Sunan	China-Jinping	China-Suzhou	2090	800	7200	2013
AMÉRICA DO NORTE						
Pacific DC Intertie	EUA - Celilo, OR	EUA - Sylmar, CA	1362	500	3100	1970
Nelson River Bipole 1	Canadá - Gillam, Manitoba	Canada - Rosser, Manitoba	1985	500	1000	1971
Nelson River Bipole 2	Canadá - Sundance, Manitoba	Canada - Rosser, Manitoba	940	500	2000	1985
Quebec - New England Transmission	Canadá - Radisson, Quebec	Canada - Nicolet, Quebec	1105	450	2250	1991
AMÉRICA DO SUL						
Rio Madeira 1	Brasil, Porto Velho, Rondônia	Brasil, Araraquara, São Paulo	2375	600	3150	2014
Itaipu 1	Brasil - Foz do Iguaçu Paraná	Brasil - São Roque, São Paulo	785	600	3150	1984
Itaipu 2	Brasil - Foz do Iguaçu, Paraná	Brasil - São Roque, São Paulo	805	600	3150	1987

Atualmente existem no mundo muitos sistemas de transmissão de energia com distâncias longas em operação, os quais utilizam tecnologia em alta tensão em corrente alternada (CA), HVAC por sua sigla em inglês (High Voltage Altern Current), ou também usando tecnologia em alta tensão em corrente contínua, HVDC (High Voltage Direct Current). Apesar destes os sistemas de transmissão em HVAC convencionais para transmissão serem considerados viáveis, não existe sistemas para transmissão a distâncias maiores do que 640 km em operação utilizando esta tecnologia. Hoje em dia, devido à grande evolução tecnológica da área de eletrônica de potência, a transmissão a muito longas distâncias ponto a ponto é feita através de linhas de corrente contínua, como se pode apreciar na Tabela 1.1. Os sistemas de transmissão em corrente contínua parecem ser a solução natural para o problema da transmissão da energia a longas distâncias por apresentarem bom desempenho, sendo que atualmente há em operação linhas utilizando esta tecnologia com até 2375 km (projeto Rio Madeira no Brasil).

Existem interligações em CA da ordem de 1000 km, como a Norte-Sul no Brasil, mas nestes casos estas transmissões apresentam gerações ao longo do seu percurso, assim como atendimento a cargas locais, não sendo transmissões ponto a ponto.

Uma alternativa que se apresenta interessante é a transmissão em corrente alternada feita a partir de linhas de meio comprimento de onda, a qual para 60 Hz corresponde a uma linha com aproximadamente 2500 km. Este tipo de transmissão consiste basicamente em uma transmissão ponto a ponto sem a necessidade de subestações intermediárias, sendo assim, também denominada de elo de corrente alternada. O sistema de transmissão em meio comprimento de onda (TMO) não apresenta Efeito Ferranti (ou melhor, apresenta Efeito Ferranti unitário), nem excessiva corrente de carga ou instabilidade dinâmica. Porém, deve ser levado em consideração um adequado controle das variações de tensão e corrente ao longo da linha para distintas condições de operação normal, contingência e falta.

Estudos preliminares realizados mostram que o custo por unidade de comprimento da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda é menor do que uma linha de transmissão em corrente alternada convencional e do que uma linha em corrente contínua com potência de transmissão similar, sendo a redução em torno de 25% segundo Portela (2009) quando comparado com linhas de corrente contínua.

Como indicado por Wang, Li e Zhang (2010), o comprimento natural de uma linha meio comprimento de onda, 2500 km a 60 Hz, pode ser muito longo para alguns propósitos práticos de transmissão de energia, por exemplo linhas de 1000 km a 2400 km, pelo qual se faz necessário o estudo do alongamento artificial destas linhas para aproveitar as vantagens inerentes de uma linha de um pouco mais de meia onda. O alongamento de uma linha longa para uma linha de meio comprimento de onda pode ser conseguido pela seleção adequada de um banco de sintonização formado por elementos indutivos e capacitivos.

As linhas de meio comprimento de onda são alternativas para a transmissão de energia a longas distâncias, contudo este tipo de transmissão ainda não existe em operação no mundo. Já foram realizadas experiências práticas de testes de energização da TMO, especificamente a transferência de potência e a aplicação de curto circuito em linhas de meio comprimento de onda desenvolvidas na Rússia no ano 1967 segundo Samoradov e Kandakov (2013). A utilização desta alternativa de transmissão requer o estudo adequado das características de comportamento e desempenho com diferentes pontos de vista técnicos para permitir a sua aplicação segura e confiável.

Publicações prévias, como as dos autores Iliceto e Gatta (1992) e Wang, Li e Zhang (2010), sugerem que uns dos principais problemas das características do comportamento das linhas de meio comprimento de onda são as sobretensões que aparecem ao longo da linha para condições de sobrecarga ou curto circuito. Por este motivo é necessário o estudo da linha sintonizada para meio comprimento de onda considerando a análise das sobretensões em condições de falta, assim como a análise dos fatores e fenômenos que têm influência e que permitam o desenvolvimento de soluções mitigatórias para estes problemas.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral do presente trabalho é fazer uma avaliação do comportamento em regime permanente e transitório para distintas condições de operação de uma linha de 1500 km de comprimento sintonizada para ter as propriedades de uma linha um pouco mais de meio comprimento de onda.

Para atingir tal objetivo, propõem-se os seguintes objetivos específicos:

- a. Avaliar as opções de compensação da linha de transmissão em análise para obter um sistema de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda e determinar a melhor opção para a linha avaliada.
- b. Descrever o comportamento da tensão e a corrente ao longo da linha e nos equipamentos de sintonização, em regime permanente e considerando distintas condições de carregamento.
- c. Determinar o comportamento da tensão e corrente ao longo da linha e nos equipamentos de sintonização para faltas na linha.
- d. Caracterizar a resposta de estado transitório da linha de transmissão compensada para as manobras de chaveamento típicas.
- e. Analisar o comportamento de tensões e correntes em regime permanente e transitório para as distintas condições de operações avaliadas, identificando as condições anormais de operação assim como os fatores que os influenciam de modo a sugerir medidas de mitigação.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

A presente dissertação de mestrado está estruturada em 7 capítulos. A seguir se faz uma breve descrição do conteúdo de cada um deles.

O capítulo 1 introduz o tema a ser desenvolvido, apresentando a motivação do trabalho, os objetivos e a organização do texto.

O capítulo 2 foi desenvolvido para apresentar os principais conceitos e resultados dos estudos já feitos dentro da área de pesquisa. Faz-se uma revisão bibliográfica das linhas de transmissão de meio comprimento de onda indicando as principais características de operação e suas vantagens, a resposta da linha a curtos circuitos, a resposta transitória e outras características operativas tais como eficiência e operação em contingência. Também se apresentam os conceitos de estudos de chaveamento estatístico e a importância da

representação da transposição de linhas de transmissão em estudos de avaliação de transitórios eletromagnéticos.

As características fundamentais de operação da TMO compensada em regime permanente e a resposta para diferentes condições de operação são analisadas no Capítulo 3.

O capítulo 4 apresenta os materiais e métodos. Como parte dos materiais são descritos o sistema elétrico avaliado e o programa de transitórios eletromagnéticos (PSCAD/EMTDC). Na metodologia são descritos o método de sintonização da linha de transmissão de 1500 km, a metodologia desenvolvida para o estudo de chaveamento estatístico e a metodologia usada para o cálculo da impedância de frequência fundamental em condição de falta.

O capítulo 5 apresenta as opções de sintonização e a determinação dos seus parâmetros elétricos. São apresentados os resultados do comportamento da linha de transmissão de 1500 km sintonizada para meio comprimento de onda para distintas condições de regime permanente.

O capítulo 6 apresenta os resultados das simulações de curto circuito para faltas ao longo da linha, indicando as principais características do comportamento da linha sintonizada e as limitações dos modelos utilizados.

O capítulo 7 apresenta os resultados dos estudos de transitórios eletromagnéticos na linha de 1500 km sintonizada para meio comprimento de onda. Apresentam-se os resultados de estudos estatísticos de casos de manobras típicas de chaveamento: energização, religamento tripolar e rejeição de carga. Além disto, faz-se uma comparação destes resultados com os de simulações de manobras similares em uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda (2600 km) e em uma linha convencional de 400 km com compensação em derivação.

O Capítulo 8 apresenta as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta os resultados complementares das sobretensões para condições de faltas ao longo da linha descritas no Capítulo 4

1.4 PUBLICAÇÃO DECORRENTE DA PESQUISA

J. Ortega, M. C. Tavares, "Transient Behavior for Switching Maneuvers and Faults in Transmission Lines Tuned for Half Wavelength Transmission", *International Conference on Power Systems Transients (IPST'15)* em Dubrovnic, Croácia, 15-18 Junho, 2015.

Capítulo 2

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta os principais conceitos e estudos desenvolvidos em todo o mundo sobre a transmissão em meio comprimento de onda. São introduzidas as principais definições e características desta transmissão, indicando também as principais contribuições dos diferentes autores para esta tecnologia de transporte de energia não convencional no decorrer dos anos.

2.1 CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

Os estudos de maior importância na análise da operação de linhas de transmissão com propriedades de meio comprimento de onda começaram nos anos 40 na Rússia e, posteriormente, foram desenvolvidos e publicados trabalhos científicos nos anos 60, 80, 90 e mais recentemente a partir de 2005 até a atualidade. Estes trabalhos científicos foram desenvolvidos principalmente em países com necessidade de contar com opções de transmissão de grandes blocos de energia para os grandes centros de carga que se encontravam a distância muito longa dos centros de geração. Países com dimensões continentais como a Rússia, os Estados Unidos, o Canadá, o Brasil e a China têm focado esforços neste campo.

A análise básica para a operação dos sistemas elétricos de potência é o estudo do comportamento em regime permanente em condições normais de operação. As linhas de transmissão de meio comprimento de onda apresentam características muito especiais e vantajosas para o transporte de energia elétrica a distância muito longa, como descrito por distintos autores.

Hubert e Gent (1965) analisaram a operação de uma linha de transmissão de 1450 km – 500 kV - 60 Hz sintonizada para ter propriedades de uma linha de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda, mostrando suas principais características, entre as quais se tem as vantagens técnicas tais como níveis de tensão nas extremidades da linha próximos do valor nominal, não precisando usar compensações para corrigir o Efeito Ferranti, evitando o excesso de energia reativa nas extremidades do tronco para carga leve. Porém, são indicadas no estudo as desvantagens tais como os altos níveis de tensão no meio da linha para sobrecargas.

Análises mais detalhadas dos perfis de tensão e da eficiência da linha, considerando o efeito do fator de potência da carga e as perdas na linha, foram desenvolvidas por Prabhakar, Parthasarathy e Ramachandra (1969). Os autores fazem o estudo das propriedades de uma linha de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda de 3200 km – 700 kV em 50 Hz. Nesta análise é demonstrado que é ideal trabalhar com fatores de potência próximos de 1,0 e com níveis de carga maiores de 0,5 SIL, para que as perdas sejam baixas, e iguais ou menores do que 1,0 SIL para evitar sobretensões sustentadas durante a operação normal.

2.2 FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

Normalmente os componentes dos sistemas de potência estão submetidos a possíveis ocorrências de faltas ou curtos circuitos de diferentes tipos. As solicitações elétricas como sobretensões e/ou sobrecorrentes às quais estão expostos os equipamentos do sistema durante este tipo de eventos podem ser elevadas, o que reduz a vida útil destes

equipamentos, fazendo-se necessária a análise da resposta das linhas de transmissão de meio comprimento de onda para estes eventos.

Hubert e Gent (1965) avaliam as tensões e correntes para faltas em pontos específicos ao longo de uma linha de transmissão de 1500 km compensada para um pouco mais de meio comprimento de onda, determinando que estas atingem valores muito altos em comparação com uma linha de comprimento convencional.

Os níveis de tensão e corrente de curto circuito também são estudados com mais detalhe por Prabhakar, Parthasarathy e Ramachandra (1969) confirmando a presença de sobretensões e sobrecorrentes elevadas, as quais são consideradas inerentes de uma linha meio comprimento de onda. Porém, deve-se considerar que a modelagem para as simulações destes estudos não incluíram os fenômenos de alta tensão, tais como o Efeito Corona e as descargas por rompimento do isolamento.

Iliceto e Cinieri (1988) introduzem o fenômeno do Efeito Corona à análise de uma linha 800 kV – 2500 km – 60 Hz com propriedades meio comprimento de onda. O efeito corona está associado à ionização do ar devido ao elevado campo elétrico na vizinhança dos condutores, o que produz uma emissão fotônica que está relacionada com a formação de cargas que afetam o campo elétrico e modificam a corrente transversal na linha de transmissão.

Segundo o descrito por Watanabe, Pedroso, Ferreira *et al* (2013), o efeito corona pode se manifestar através de coroas luminosas e emissão de ruído audível, e produz maiores perdas transversais na linha, afetando diversas situações que ocorrem em uma linha de transmissão, como surtos atmosféricos e condições de operação em regime permanente e sob falta. Uma característica importante para a análise do fenômeno de efeito corona é o nível de campo elétrico a partir do qual ocorre o início do fenômeno. Existem diversos modelos teóricos e experimentais para representar o efeito corona, mas devido à sua característica não linear e à dependência da frequência, apresentam alto grau de complexidade para sua implementação nos programas de simulação no domínio do tempo, como o PSCAD.

O efeito corona é importante porque, quando considerado nos estudos de linhas de transmissão de meio comprimento de onda, afeta os níveis de sobretensão durante

sobrecargas e curto circuitos, limitando-os a valores menores do que os determinados em pesquisas anteriores. Porém, os valores de curto circuito resultantes determinados ainda assim podem ser considerados elevados. Outras características também afetadas pelo efeito corona são os limites de potência a transmitir e os limites de estabilidade, os quais ficam restritos. É importante indicar que as análises Iliceto e Cinieri (1988) foram feitas usando o EMTP e que o modelo para a simulação das perdas por efeito Corona é muito simplificado e é válido somente para uma análise simplificada em regime permanente.

O trabalho de Iliceto e Cinieri (1988) efetua a análise de faltas em linhas de transmissão de meio comprimento de onda para identificar os níveis elevados de tensões de curto circuito, concluindo que elas decorrem da ressonância a frequência de fundamental que se apresenta durante as faltas. Vidigal (2010) apresenta uma metodologia de análise sistemática de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda na frequência fundamental com o objetivo de avaliar os pontos mais críticos de aplicação de faltas que produzem os maiores níveis de sobretensão ao longo da linha. Gertrudes et al (2013) propuseram usar a técnica denominada Redução da Distância de Isolamento (RDI) para remover a condição de quase ressonância no caso de faltas trifásicas e diminuir os níveis de sobretensões críticas. Este método foi aplicado somente para uma linha em vazio, não tendo sido analisado para uma linha sob carga.

Em outros trabalhos científicos foram propostos alguns métodos para redução das sobretensões nas linhas de transmissão meio comprimento de onda para condições de falta, as quais usam para-raios de óxido de zinco (ZnO) ou trabalham com a configuração geométrica de disposição de condutores da linha.

O uso de para-raios para o controle de sobretensões é proposto e avaliado por Iliceto e Gatta (1992), determinando que é satisfatório tecnicamente, mas é requerido um grande número deles com o consequente risco de saídas serviço da linha por funcionamento indevido dos para-raios e/ou manutenção deles. Um tema interessante também indicado pelos autores é a necessidade de testar a capacidade real dos isolamentos para sobretensões à frequência nominal, o que indicaria os limites das sobretensões.

Xiang, Qi e Cui (2011) avaliam os níveis máximos de sobretensão ao longo de uma linha meio comprimento de onda de 3000 km – 1000 kV a 50 Hz para condições de falta

monofásica. As sobretensões são analisadas usando duas configurações geométricas de condutores (horizontal e triangular), encontrando-se diferenças pouco significativas nos níveis de sobretensões.

Um método mais elaborado baseado na alteração da configuração geométrica para suprimir sobretensões de regime permanente destas linhas é mostrado por Wang e Cui (2011), o qual consiste em dividir a linha em cinco seções. As duas seções das extremidades são consideradas idealmente transpostas, com comprimento próximo de 1100 km, com uma distância de isolamento padrão entre condutores de fase e também distância padrão entre subcondutores de fase. A seção do meio é considerada transposta com comprimento próximo de 700 km com distância de isolamento menor do que nas seções anteriores entre os condutores de fase e distância maior entre subcondutores. As duas seções restantes são não transpostas e de comprimento muito pequeno. Como a seção no meio da linha apresenta parâmetros elétricos diferentes é possível obter uma pequena redução das sobretensões. Porém, para este caso deve-se observar e verificar que a linha em sua totalidade pode perder as propriedades de TMO, uma vez que os parâmetros elétricos ao longo da linha não são os mesmos.

2.3 TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS PARA MANOBRAS

As manobras de chaveamento de disjuntores das linhas de transmissão produzem sobretensões e correntes transitórias nos equipamentos do sistema elétrico, os quais devem estar preparados para estas solicitações. Diferentes estudos de transitórios eletromagnéticos têm sido desenvolvidos neste campo para as linhas de meio comprimento de onda, os quais são descritos brevemente a seguir.

Tavares e Borges (2010) analisaram o comportamento de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda submetida a manobras típicas de chaveamento (energização em vazio, rejeição de carga e religamento tripolar), mostrando que as sobretensões transitórias destas são menores do que as apresentadas nas linhas convencionais devido à atenuação significativa das ondas viajantes numa linha de meio comprimento de onda em função do comprimento longo da linha. Os resultados deste trabalho mostram que para a manobra de

energização de uma linha de 2600 km em 800 kV, usando a técnica de redução de sobretensão do resistor de pré-inserção, o perfil de sobretensão ao longo da linha não apresenta sobretensões severas, sendo que a máxima sobretensão se apresenta na barra de recepção (1,46 p.u.).

As sobretensões ao longo de uma linha de meio comprimento de onda para as manobras típicas de uma linha de transmissão, como energização e rejeição de carga, também foram avaliadas por Xiang, Qi e Cui (2010). Os níveis de sobretensões encontrados estavam dentro de valores normais, porém, as manobras de religamento monopolar podem gerar níveis muito elevados de corrente, impedindo a manobra se medidas mitigatórias a serem desenvolvidas não forem implementadas.

No Brasil no ano 2008 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) propôs um projeto estratégico (004/2008) sobre linha de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda com a participação de empresas do setor elétrico e universidades. O objetivo do projeto foi a realização da manobra de energização de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda formada a partir de linhas de 500 kV existentes no Sistema Interligado Nacional (SIN). O projeto de pesquisa começou de forma efetiva no ano 2011 destacando-se trabalhos relacionados à manobra de energização com e sem falta monofásica e trifásica, abertura da linha com falta e sem falta, assim como a proposta de esquemas de proteção usando relés convencionais para o teste de energização em campo.

Neste contexto, estudos para avaliar a energização de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda formada por linhas de transmissão convencionais com características similares foram realizados por Tavares e Gomes (2011) e estudos para avaliar a manobra de energização considerando a ocorrência de faltas monofásicas foram feitas por Tavares e Paz (2011 e 2014), tendo sido verificado que, para os casos analisados, os níveis de sobretensões transitórias de manobra podem estar abaixo de 2,0 p.u. no caso das faltas monofásicas. Para o caso das faltas trifásicas, Machado et al (2013) e Gertrudes, Gomes e Tavares (2013) propuseram aplicar a técnica denominada Redução da Distância de Isolamento (RDI), a qual permite remover a condição de quase ressonância no caso de ocorrer uma falta trifásica e diminuir os níveis de sobretensões críticos até o valor 2,0 p.u. para os casos analisados.

2.4 SINTONIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PARA MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

O comprimento natural de uma linha de transmissão de MCO, 2500 km para a frequência de 60 Hz ou 3000 km para a frequência de 50 Hz, não é adequado para os casos nos quais as distâncias entre o centro de geração e o centro de carga seja significativamente menor. Por tal motivo estudos foram desenvolvidos para sintonizar uma linha de transmissão de comprimento menor do que meio comprimento de onda, avaliando o fluxo de potência, os níveis de curto circuito e a estabilidade.

Os primeiros conceitos de sintonização de linhas de transmissão para atingir as propriedades meio comprimento de onda são apresentados por Hubert e Gent (1965), utilizando circuitos “T” ou “Pi” nos extremos da linha e capacitores distribuídos ao longo da linha.

Prabhakar, Parthasarathy e Ramachandra (1969) analisam o desempenho de uma linha de 1600 km – 700 kV – 50 Hz sintonizada para ter propriedades de uma linha meio comprimento de onda. Os autores comparam as opções de compensação de bancos tipo “T” e “Pi” e capacitores ao longo da linha. Para o caso analisado, a sintonização com capacitores apresenta a vantagem de ter menores sobretensões quando a linha estiver em sobrecarga e maiores limites de estabilidade, porém, a sua principal desvantagem é apresentar maiores níveis de curto circuito. Por outro lado a compensação com circuitos “Pi” ou “T” tem a vantagem de apresentar uma melhor eficiência do sistema de transmissão e ter menores sobretensões por curto circuitos.

Na literatura revisada não se encontraram estudos relativos à resposta transitória para manobras típicas em linhas de transmissão sintonizadas para meio comprimento de onda.

2.5 OUTROS ESTUDOS SOBRE LINHAS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

2.5.1 Eficiência de linhas de transmissão de meio comprimento de onda

A eficiência da linha de transmissão meio comprimento de onda apresenta valores adequados para níveis de carregamento da linha superiores a 0,5 SIL segundo Prabhakar, Parthasarathy e Ramachandra (1969). Normalmente as linhas de transmissão operam com diferentes níveis de carga, o que para uma linha de transmissão de meio comprimento de onda pode resultar na transmissão de energia a baixos níveis de eficiência, se não for utilizada uma metodologia para mitigar este problema.

Vidigal (2010) propõe o uso de transformadores com taps variáveis com comutação sob carga de modo a alterar a tensão de operação da linha durante a operação em carga leve, de forma que o “novo” SIL (SIL operativo) seja igual à potência que se está transmitindo, reduzindo drasticamente as perdas ativas nas linhas e melhorando a sua eficiência.

2.5.2 Contingências e operação em paralelo

Como parte da sua interação com o sistema e para melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia pode-se considerar o uso de duas linhas paralelas. Este conceito de confiabilidade de fornecimento de energia foi introduzido por Prabhakar, Parthasarathy e Ramachandra (1969). Neste estudo a análise de estabilidade é conduzida introduzindo uma linha de transmissão de meio comprimento de onda com circuito duplo e considerando subestações intermediárias de chaveamento ao longo da linha. Estas subestações normalmente dividem a linha de transmissão de circuito duplo em seções e durante uma falta permitem tirar de serviço a seção envolvida sem afetar o fornecimento de energia, melhorando a confiabilidade. Os autores determinaram que o uso de subestações intermediárias de chaveamento pode produzir casos de instabilidade, pois a saída de serviço de qualquer seção da linha de transmissão do circuito duplo faz com que se alterem as características da transmissão em meio comprimento de onda.

No caso de grandes regiões com potencial de geração elétrica localizada a distâncias muito longas dos centros de cargas, como é o caso da região da Amazônia afastada das regiões de maior consumo localizadas no Sul, Sudeste/Centro Oeste e Nordeste do Brasil, podem ser projetados esquemas de “corredores principais de transmissão” baseados em linhas de meio comprimento de onda. Estes corredores iriam conectar as usinas de geração com os centros de carga e, por sua vez, existiriam interligações formadas por linhas e/ou redes convencionais em corrente alternada nas duas extremidades das linhas de meio comprimento de onda.

Uma análise do fluxo de potência para a operação em paralelo de corredores deste tipo é feito por Iliceto e Gatta (1992), concluindo que a operação é possível, permitindo um adequado controle do fluxo de potência, porém, reatores em série podem ser requeridos para dar flexibilidade na operação.

2.5.3 Religamento

As manobras de Religamento de uma linha de transmissão procuram manter o fornecimento de energia elétrica quando ocorrem faltas no sistema, desconectando-a para posteriormente reconectá-la sob uma sequência de manobras adequadas. As manobras de religamento podem ser feitas em forma monopolar ou tripolar. Um critério muito usado em linhas convencionais para estabelecer o religamento monopolar satisfatório é que ele seja feito com níveis de corrente de arco secundário suficientemente baixos.

A técnica de religamento monopolar foi introduzida num estudo de linhas de meio comprimento de onda por Iliceto e Gatta (1992). Determinou-se que uma linha de meio comprimento atinge valores muito elevados de corrente de arco secundário quando comparados com as linhas de comprimento convencional, apresentando um método para reduzir estes altos níveis. Neste sentido os autores propuseram um esquema de compensação de impedância de sequência zero do sistema quando uma falta monofásica ocorre. Porém, a proposta requer uma fonte de energia que seria controlada por tiristores, que injetariam potência ativa e absorveriam potência reativa em sequência zero em níveis relativamente altos, concluindo que aquele esquema requereria análises mais pormenorizadas para a sua implementação.

2.6 ESTUDOS DE CHAVEAMENTO ESTATÍSTICO

Mestas e Tavares (2014) mencionam que a análise de sobretensões de manobra é importante porque elas produzem informação relevante para o projeto dos sistemas elétricos de potência. Os níveis de sobretensão de manobra são necessários para a coordenação de isolamento de linhas e subestações e para a especificação dos equipamentos, e, portanto, para a sua determinação tem influência significativa nos custos dos sistemas elétricos.

Em linhas de comprimento convencional os níveis de sobretensão de manobra dependem fortemente do instante sobre a forma de onda de tensão em que os contatos do disjuntor são fechados, pois eles definem as condições iniciais do transitório. Os instantes de fechamento reais dos contatos do disjuntor têm uma característica aleatória, dentro de certos limites, e, portanto, se faz necessário efetuar uma análise estatística das sobretensões. Para situações de fechamento não controlado podem-se ter instantes de fechamento não desejados.

Segundo Ibrahim e Dommel (2005), os estudos estatísticos tipicamente consideram 100 simulações, cada uma com diferentes conjuntos de tempo de fechamento para cada fase do disjuntor. Os instantes de fechamentos são definidos para cada fase por dois componentes de tempo aleatório. O primeiro é um valor médio relativo ao instante de fechamento médio do disjuntor, o qual pode ocorrer em qualquer instante sobre a forma de onda o que resulta numa distribuição uniforme ao longo de um ciclo. O segundo componente de tempo é um desvio padrão representado por uma distribuição gaussiana da dispersão máxima dos tempos de fechamento dos polos.

Outro fator importante na análise é o método de redução das sobretensões para melhorar a qualidade de energia e tipicamente são usados os seguintes métodos: para-raios, resistores de pré-inserção e chaveamento controlado. Cada um deles também é desenvolvido seguindo as premissas da análise estatística.

2.7 ESTUDO DA REPRESENTAÇÃO DA TRANSPosição DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NA RESPOSTA TRANSITÓRIA

Normalmente nos estudos de transitórios eletromagnéticos se representam as linhas de transmissão como idealmente transpostas. O modelo com transposição ideal é determinado a partir das matrizes de parâmetros da linha (matriz impedância longitudinal e matriz de admitância transversal) conseguindo o balanço dos parâmetros para a gama completa de frequência.

O modelo de transposição real é feito usando trechos de linhas não transpostas idealmente e usando torres de transposição. Um ciclo de transposição é realizado normalmente com três rotações das fases. Mestas e Tavares (2014) afirmam que estas são dimensionadas para a frequência de 60 Hz, para a qual se espera ter um equilíbrio dos parâmetros da linha. Porém, para frequências maiores, o balanço dos parâmetros não necessariamente é mantido.

Os transitórios de manobra normalmente apresentam formas de onda complexas com frequências na faixa de 100 Hz a 10 kHz, superpostas à frequência fundamental segundo Ibrahim e Dommel (2005). Portanto, uma linha de transmissão de comprimento convencional idealmente transposta pode ser considerada de resposta igual a uma linha com transposição real somente em regime permanente, mas não para toda a faixa de frequências, como indicado por Elguera, Tavares e Portela (2007).

Na literatura revisada não se têm casos de análise da representação da transposição em linhas de transmissão de meio comprimento de onda.

Capítulo 3

3 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA TRANSMISSÃO DE UM POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

Este capítulo apresenta a análise do comportamento em regime permanente das linhas de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda, considerando a fonte de alimentação como uma barra infinita, para distintas condições de operação. São apresentadas as definições básicas do modelo de linha de parâmetros distribuídos para estas condições de operação e são monitorados os perfis de tensão e corrente para diferentes condições de carregamento e fator de potência da carga.

3.1 MODELO DE LINHA DE PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS

A Figura 3.1 mostra o modelo de um trecho de uma linha longa. As equações gerais que representam a relação das tensões e correntes de uma linha de transmissão longa monofásica ou o equivalente de sequência positiva de uma linha trifásica suposta em regime permanente no domínio do tempo são as seguintes:

$$\frac{\partial v_{(x,t)}}{\partial x} = -R \cdot i_{(x,t)} - L \cdot \frac{\partial i_{(x,t)}}{\partial t} \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial i_{(x,t)}}{\partial x} = -G \cdot v_{(x,t)} - C \cdot \frac{\partial v_{(x,t)}}{\partial t} \quad (3.2)$$

Onde:

R: Resistência longitudinal por unidade de comprimento (Ω/km)

L: Indutância longitudinal por unidade de comprimento (H/km)

G: Condutância transversal por unidade de comprimento (S/km)

C: Capacitância transversal por unidade de comprimento (F/km)

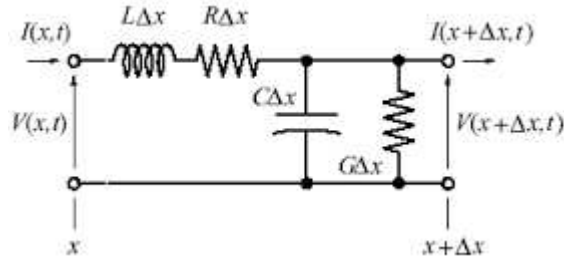


Figura 3.1 – Modelo de um trecho infinitesimal de uma linha de transmissão monofásica.

No domínio da frequência estas equações são representadas em (3.3) e (3.4)

$$\frac{dV}{dx} = -(R + j\omega L) \cdot I_{(x)} \quad (3.3)$$

$$\frac{dI}{dx} = -(G + j\omega C) \cdot V_{(x)} \quad (3.4)$$

Além disto, considerando que:

$Z = R + j\omega L$: Impedância longitudinal por unidade de comprimento;

$Y = G + j\omega C$: Admitância transversal por unidade de comprimento.

E derivando mais uma vez as equações (3.3) e (3.4)

$$\frac{d^2 V_{(x)}}{dx^2} = -Z \cdot \frac{dI_{(x)}}{dx} \quad (3.5)$$

$$\frac{d^2 I_{(x)}}{dx^2} = -Y \cdot \frac{dV_{(x)}}{dx} \quad (3.6)$$

Substituindo (3.3) e (3.4) em (3.5) e (3.6), obtém-se as equações desacopladas da tensão e corrente da linha de transmissão.

$$\frac{d^2 V_{(x)}}{dx^2} = Z \cdot Y \cdot V_{(x)} \quad (3.7)$$

$$\frac{d^2 I_{(x)}}{dx^2} = Z \cdot Y \cdot I_{(x)} \quad (3.8)$$

Define-se a constante de propagação da linha segundo a seguinte expressão:

$$\gamma^2 = Z \cdot Y \quad (3.9)$$

Obtendo-se as equações diferenciais gerais de uma linha de transmissão:

$$\frac{d^2 V_{(x)}}{dx^2} = \gamma^2 \cdot V_{(x)} \quad (3.10)$$

$$\frac{d^2 I_{(x)}}{dx^2} = \gamma^2 \cdot I_{(x)} \quad (3.11)$$

A solução destas equações diferenciais se apresenta a seguir:

$$V_{(x)} = k_1 \cdot e^{\gamma x} + k_2 \cdot e^{-\gamma x} \quad (3.12)$$

$$I_{(x)} = k_3 \cdot e^{\gamma x} + k_4 \cdot e^{-\gamma x} \quad (3.13)$$

As constantes k_1, k_2, k_3, k_4 , podem ser determinadas a partir das condições de contorno nas extremidades de envio ($x = 0$) e recepção da linha ($x = L$), onde L representa o comprimento da linha.

$$V_{(0)} = k_1 + k_2 \quad (3.14)$$

$$I_{(0)} = k_3 + k_4 \quad (3.15)$$

Derivando as equações (3.12) e (3.13), tem-se:

$$k_1 \cdot \gamma \cdot e^{\gamma x} - k_2 \cdot \gamma \cdot e^{-\gamma x} = -Z \cdot I_{(x)} \quad (3.16)$$

$$k_3 \cdot \gamma \cdot e^{\gamma x} - k_4 \cdot \gamma \cdot e^{-\gamma x} = -Y \cdot V_{(x)} \quad (3.17)$$

Substituindo as equações (3.12) e (3.13) em (3.16) e (3.17), obtém-se:

$$k_1 \cdot e^{\gamma x} - k_2 \cdot e^{-\gamma x} = -\frac{Z}{\gamma} \cdot (k_1 \cdot e^{\gamma x} + k_2 \cdot e^{-\gamma x}) \quad (3.18)$$

$$k_3 \cdot e^{\gamma x} - k_4 \cdot e^{-\gamma x} = -\frac{Y}{\gamma} \cdot (k_3 \cdot e^{\gamma x} + k_4 \cdot e^{-\gamma x}) \quad (3.19)$$

Observando que:

$$\frac{Z}{\gamma} = \frac{R+j\omega L}{\sqrt{(G+j\omega C).(R+j\omega L)}} = \sqrt{\frac{R+j\omega L}{G+j\omega C}} \quad (3.20)$$

$$\frac{Y}{\gamma} = \frac{G+j\omega C}{\sqrt{(G+j\omega C).(R+j\omega L)}} = \sqrt{\frac{G+j\omega C}{R+j\omega L}} \quad (3.21)$$

Define-se a impedância característica da linha segundo a seguinte expressão:

$$Z_C = \sqrt{\frac{R+j\omega L}{G+j\omega C}} = \frac{Z}{\gamma} = \frac{\gamma}{Y} \quad (3.22)$$

Para $x = 0$, substituindo (3.22), (3.14) e (3.15) em (3.18) e (3.19) obtém-se:

$$k_1 - k_2 = -Z_C \cdot I_0 \quad (3.23)$$

$$k_3 - k_4 = -\frac{1}{Z_C} \cdot V_0 \quad (3.24)$$

A partir das equações (3.14), (3.15), (3.23) e (3.24) obtém-se as constantes da solução da tensão e corrente:

$$V_{(x)} = \left(\frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} \right) \cdot V_{(0)} - Z_C \left(\frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \right) I_{(0)} \quad (3.25)$$

$$I_{(x)} = \left(\frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} \right) \cdot I_{(0)} - \frac{1}{Z_C} \left(\frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \right) V_{(0)} \quad (3.26)$$

Identificando as funções seno hiperbólico e cosseno hiperbólico nas equações (3.25) e (3.26), obtém-se a seguinte equação que relaciona a tensão e corrente na extremidade de envio e um ponto qualquer da linha.

$$V_{(x)} = \cosh(\gamma \cdot x) \cdot V_{(0)} - Z_C \sinh(\gamma \cdot x) \cdot I_{(0)} \quad (3.27)$$

$$I_{(x)} = \cosh(\gamma \cdot x) \cdot I_{(0)} - \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma \cdot x) V_{(0)} \quad (3.28)$$

Expressado em forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{(x)} \\ I_{(x)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma \cdot x) & -Z_C \sinh(\gamma \cdot x) \\ -1/Z_C \sinh(\gamma \cdot x) & \cosh(\gamma \cdot x) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{(0)} \\ I_{(0)} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

3.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO BÁSICAS DA LINHA DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

A partir do modelo de parâmetros distribuídos de uma linha de transmissão, algumas propriedades básicas sobre o comportamento em regime permanente de uma linha de meio comprimento de onda podem ser definidas e explicadas.

O quadripolo equivalente de sequência positiva de uma linha de transmissão de comprimento L em regime permanente, que relaciona as tensões e correntes das extremidades da linha, é dado por:

$$\begin{bmatrix} V_e \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma L) & Z_C \sinh(\gamma L) \\ 1/Z_C \sinh(\gamma L) & \cosh(\gamma L) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Onde:

V_e e I_e , são a tensão e a corrente de sequência positiva no terminal emissor.

V_r e I_r , são a tensão e a corrente de sequência positiva no terminal receptor.

γ é a constante de propagação de sequência positiva da linha.

Z_C é a impedância característica de sequência positiva da linha.

$\cosh(\gamma L)$ é chamada constante do quadripolo “A” e “D”

$Z_C \sinh(\gamma L)$ é chamada constante do quadripolo “B”

$1/Z_C \sinh(\gamma L)$ é chamada constante do quadripolo “C”.

A constante de propagação de sequência positiva da linha (γ) é um parâmetro característico determinado pela impedância de sequência positiva por unidade de comprimento (Z_{linha}) e pela admitância de sequência positiva por unidade de comprimento (Y_{linha}) como se indica em (3.31). O valor de γ é um número complexo onde a parcela real é chamada de constante de atenuação (α) e a parcela imaginária é chamada de constante de fase (β).

$$\gamma = \sqrt{Z_{linha} \cdot Y_{linha}} = \alpha + j\beta \quad (3.31)$$

O produto da constante de fase (β) pelo comprimento (L) é chamado de ângulo equivalente elétrico da linha ($\theta = \beta \cdot L$).

Para uma linha monofásica ideal sem perdas operando na frequência fundamental de 60 Hz o comprimento de onda (λ) pode ser calculado através da relação entre velocidade de propagação da onda eletromagnética (v) e a frequência de operação como indicado em (3.32), (3.33) e (3.34).

$$\beta \cdot \lambda = 2\pi \quad (3.32)$$

$$\lambda = \frac{v}{f} = \frac{\omega}{\beta} \quad (3.33)$$

$$\lambda = \frac{v}{f} \approx \frac{300.000}{60} \approx 5.000 \text{ km} \quad (3.34)$$

Note que a equação (3.34) foi definida para uma linha ideal sem perdas, com velocidade de propagação igual à da luz. Para uma linha ideal monofásica de comprimento $L = \lambda/2 \cong 2.500 \text{ km}$ as constantes do quadripolo equivalente da linha e o ângulo elétrico equivalente têm os seguintes valores:

$$A = D \approx 1 \quad (3.35)$$

$$B = C \approx 0 \quad (3.36)$$

$$\theta \approx 180^\circ \quad (3.37)$$

Portanto, as tensões e correntes nas extremidades da linha ideal em operação normal relacionam-se da seguinte forma:

$$V_e = V_r \quad (3.38)$$

$$I_e = I_r \quad (3.39)$$

Verifica-se, então, que as linhas ideais de meio comprimento de onda em regime permanente apresentam valores nominais de tensão nas suas extremidades, sem necessidade do uso de compensação reativa, além de níveis de corrente iguais nas extremidades, independentemente do carregamento da linha.

Estas características da linha ideal de meio comprimento de onda podem ser conferidas a partir das definições básicas descritas anteriormente, através das quais algumas condições de operação em regime permanente foram impostas.

Analisando o quadripolo do modelo de parâmetros distribuídos para a sequência positiva da linha de transmissão longa, o perfil de tensão e de corrente ao longo do comprimento da linha pode ser monitorado para diferentes condições de operação.

Inicialmente determinam-se os pontos que serão monitorados, e através de uma associação em série de quadripolos é possível verificar a tensão e a corrente ao longo de todos os pontos desejados. Para este propósito utilizaram-se os parâmetros da linha de transmissão em estudo descrita no Capítulo 4 e a teoria descrita no item 3.1 e apresentada no item 3.2.

Deve-se ressaltar que esta análise de operação em regime permanente foi efetuada para níveis de carregamento de 0,1 SIL até 2,0 SIL e fatores de potência diferentes da unidade com o objetivo de avaliar a resposta da linha de meio comprimento de onda para uma ampla faixa de excursão destas variáveis. Porém, o procedimento usual no setor elétrico é operar as linhas próximas da sua capacidade de transmissão e não transportar reativo através de longas distâncias.

O perfil de tensão e de corrente da linha de transmissão de 2600 km de comprimento em 60 Hz, isolada e alimentada a partir de um barramento infinito, em regime permanente para diferentes níveis de carregamento e com fator de potência unitário pode ser visualizado na Figura 3.1 e na Figura 3.2, respectivamente.

Pode ser observado que o carregamento ideal de operação para uma linha de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda seria transmitindo próximo da sua potência característica. Nesta situação observa-se um perfil constante tanto de tensão quanto de corrente ao longo do comprimento da linha.

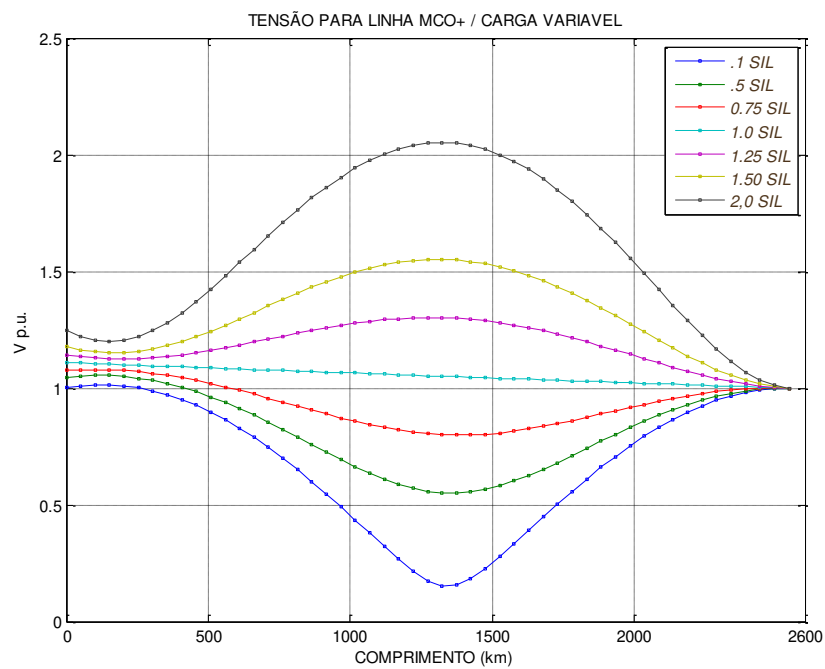


Figura 3.2 - Perfil de tensão ao longo da linha de 500 kV, 2600 km a 60 Hz para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário. (SIL – Potência característica).

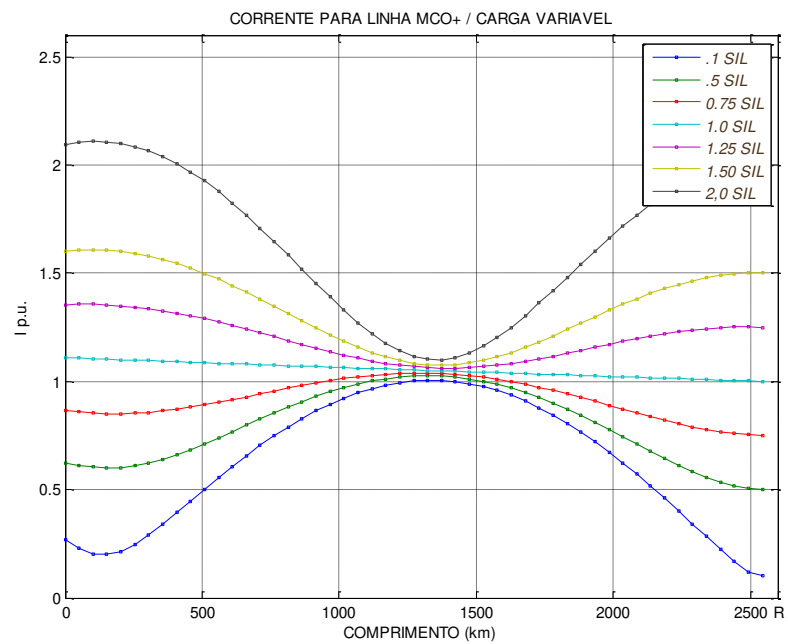


Figura 3.3 - Perfil de corrente ao longo da linha de 500 kV, 2600 km a 60 Hz para diferentes níveis de carregamento com fator de potência unitário. (SIL – Potência característica).

Os perfis de tensão e de corrente para a linha operando com uma potência injetada no terminal receptor igual à potência característica, na tensão de 500 kV, variando-se o fator de potência, podem ser observados nas Figuras 3.3 e 3.4, respectivamente.

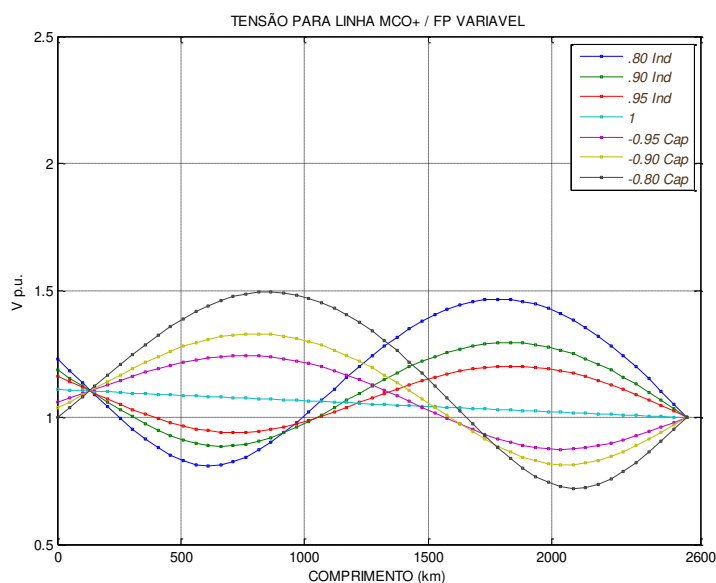


Figura 3.4 - Perfil de tensão ao longo da linha de 500 kV, 2600 km a 60 Hz para transmissão de potência 1,0 SIL e diferentes níveis de fator de potência. (SIL – Potência característica).

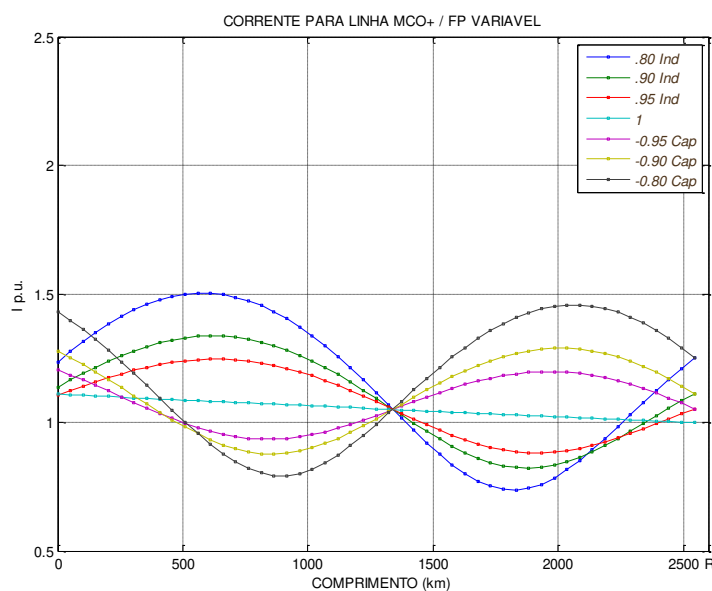


Figura 3.5 - Perfil de corrente ao longo da linha de 500 kV, 2600 km a 60 Hz para transmissão de potência 1,0 SIL e diferentes níveis de fator de potência. (SIL – Potência característica da linha).

Os perfis de tensão e de corrente ao longo da linha, apresentados nas Figuras 3.3 e 3.4 mostram que, para carregamentos com fator de potência diferente do unitário, ocorrem sobretensões e sobrecorrentes com valores máximos em torno dos locais múltiplos de $\lambda/8$.

Capítulo 4

4 MATERIAIS E MÉTODOS

No presente capítulo descrevem-se os materiais e métodos utilizados neste trabalho. Incluem-se a descrição do sistema elétrico analisado e do programa de transitórios eletromagnéticos (PSCAD/EMTDC). Como parte da metodologia é explicado o método de sintonização da linha para ter propriedades de um pouco mais de meio comprimento de onda e as premissas adotadas nesta pesquisa, assim como a metodologia da análise estatística para a determinação das sobretensões transitórias mais severas.

4.1 MATERIAIS

O principal objetivo da pesquisa é avaliar o comportamento da linha de transmissão longa de 1500 km de comprimento sintonizada para um pouco mais de meio comprimento de onda, tanto em regime permanente como a resposta transitória para manobras típicas. Na análise da resposta transitória se faz uma comparação destes resultados com os resultados de simulações para uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda (2600 km) e para uma linha convencional de 400 km. A seguir se faz a descrição das linhas de transmissão utilizadas.

4.1.1 Sistema elétrico analisado

Na Figura 4.1 é mostrado o diagrama unifilar do sistema elétrico estudado, formado por um sistema de geração, um sistema de transmissão e a carga.

a. Sistema de Geração

O Sistema de geração é formado por cinco unidades geradoras de 15 kV que totalizam 2125 MW. Os parâmetros utilizados para modelar cada gerador são apresentados na Tabela 4.1.

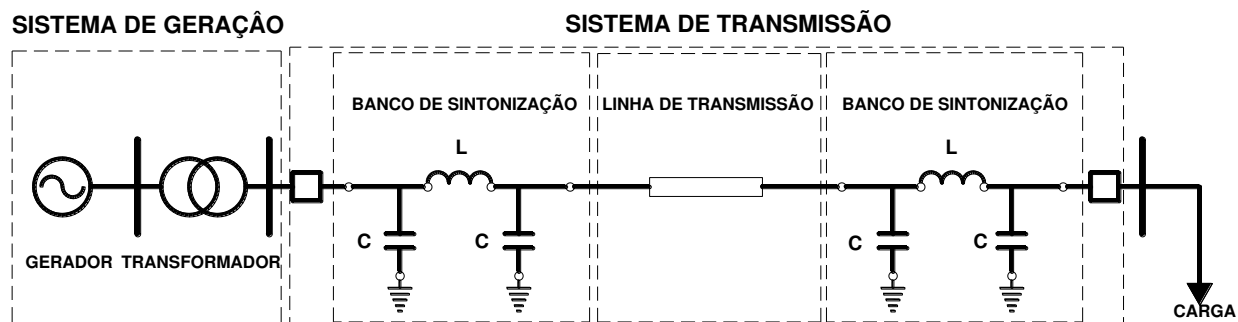


Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema elétrico em análise.

Tabela 4.1 - Parâmetros dos geradores.

Vnominal [kV]	15
X_d [%] – base da máquina	93,4
X_q [%] – base da máquina	61,1
X'_d [%] – base da máquina	29
X''_d [%] – base da máquina	27,2
X''_d [Ω]	0,12952
R equivalente [Ω]	0,00377

Para elevar o nível de tensão gerada utilizaram-se cinco transformadores elevadores com conexão delta-estrela com neutro aterrado de relação de transformação de tensão nominal 15 kV / 500 kV de 472,6 MVA cada. A Tabela 4.2 apresenta os dados principais dos transformadores.

Considera-se para a modelagem o sistema formado por um gerador e um transformador equivalente a partir dos dados apresentados.

Tabela 4.2 - Parâmetros do transformador 500 kV / 15 kV – 472,5 MVA.

Potência nominal [MVA]	472,5
Tensão nominal primário [kV]	500
Tensão nominal secundário [kV]	15
Reatância de dispersão do primário [Ω]	31,338
Reatância de dispersão do secundário [Ω]	0,0846
Resistência do enrolamento primário [Ω]	0,795
Resistência do enrolamento secundário [Ω]	0,003

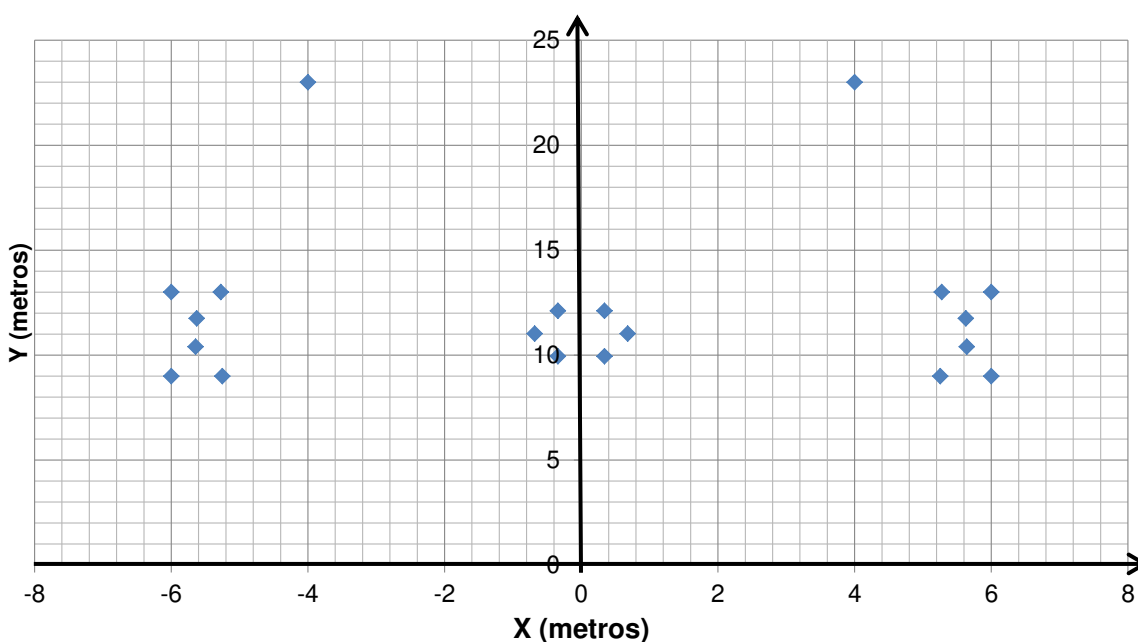
b. Sistema de Transmissão

O objetivo principal do estudo é analisar a resposta da linha de 1500 km sintonizada para um pouco mais de meio comprimento de onda, e esta deve estar projetada para transmitir grandes blocos de energia com baixas perdas. Para o estudo foi usada uma linha de transmissão de 500 kV não convencional de alta capacidade de transmissão, com 1920 MW de potência característica ou SIL (denominação em inglês Surge Impedance Load).

A linha de transmissão em estudo tem 6 condutores por fase tipo Rail e 2 condutores para-raios. Na Tabela 4.3 são apresentados os dados dos condutores de fase e dos cabos para-raios e na Figura 4.2 é apresentada a configuração geométrica da silhueta da torre da linha de transmissão, a qual indica a altura média dos condutores para os cálculos dos parâmetros, estando incluso o efeito da flecha do condutor no meio vão.

Tabela 4.3 - Dados dos condutores da linha de transmissão de 500 kV.

Condutor	Resistência [Ω/km]	Raio Externo [m]	Raio Interno [m]	Permeabilidade Relativa
RAIL	0,06114	0,014795	0,0037	1
PR - EHS	3,51	0,00457	---	1

**Figura 4.2 - Configuração geométrica da silhueta das torres da linha de 500 kV – As alturas correspondem ao valores médios.**

Na Tabela 4.4 são apresentados os principais parâmetros elétricos longitudinais e transversais, calculados para a frequência fundamental 60 Hz. Considera-se que a resistividade do solo é constante com a frequência e igual a 2000 $\Omega\cdot\text{m}$.

Tabela 4.4 - Parâmetros elétricos por unidade de comprimento da linha de 500 kV em estudo.

Componente	Resistência [Ω /km]	Indutância [mH/km]	Capacitância [μ F/km]
Homopolar	0,3845	1,3481	0,01112
Não Homopolar	0,0106	0,1694	0,02659

Devido à ação dos acoplamentos indutivos e capacitivos, que produzem desbalanço nos parâmetros das linhas de transmissão de comprimento longo, estas são normalmente transpostas para evitar o desequilíbrio na corrente e na tensão à frequência fundamental na extremidade de recepção.

A modelagem da transposição da linha de transmissão é importante para se observar apropriadamente a resposta transitória de alta frequência e a influência que tem na atenuação das sobretensões. Por este motivo se analisa neste trabalho a influência da representação da transposição da linha.

O modelo com transposição ideal é determinado a partir das matrizes de parâmetros da linha (matriz de impedância longitudinal e matriz de admitância transversal), conseguindo o balanço dos parâmetros para a gama completa de frequência.

O modelo de transposição real é feito usando trechos de linhas não transpostas e usando torres de transposição. A quantidade de torres é dimensionada para a frequência de 60 Hz, para a qual deve-se ter um equilíbrio dos parâmetros de sequência positiva da linha. Porém, para frequências maiores, o balanço dos parâmetros não necessariamente é mantido nem necessário. Um ciclo de transposição consta normalmente de três rotações das fases para uma linha de comprimento de 300 a 400 km. Para atingir este objetivo o comprimento de cada ciclo deve ser muito menor do que $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda na frequência de 60 Hz, ou seja, muito menor do que 1250 km. Considera-se para a análise do trabalho que a linha de 1500 km encontra-se dividida em 4 ciclos de transposição de 375 km cada. Além disto, cada ciclo está dividido em 4 trechos, de 62,5 km, 125 km, 125 km e 62,5 km, e em cada união deles se tem as três rotações de fase que requer a transposição. Este

procedimento de dividir a linha em quatro trechos é o utilizado no sistema elétrico brasileiro.

Será considerado o modelo da linha de transmissão de parâmetros distribuídos com representação da dependência da frequência no domínio das fases do software PSCAD/EMTDC baseado no Modelo de Linha Universal.

Nos casos de análise de manobras de chaveamento na linha de transmissão usando para-raios como método de controle de sobretensões, estes equipamentos foram incluídos nas extremidades da linha. Estes para-raios apresentam características normais para a linha de 500 kV, com tensão de referência de 420 kV. A curva característica destes dispositivos pode ser observada na Figura 4.3. Outra característica importante é o limite de absorção de energia dos para-raios apresentada na Tabela 4.5. Todas as características e limites de absorção de energia dos para-raios correspondem aos valores reais dos dispositivos instalados na uma linha de transmissão de 500 kV do Sistema Interligado Nacional.

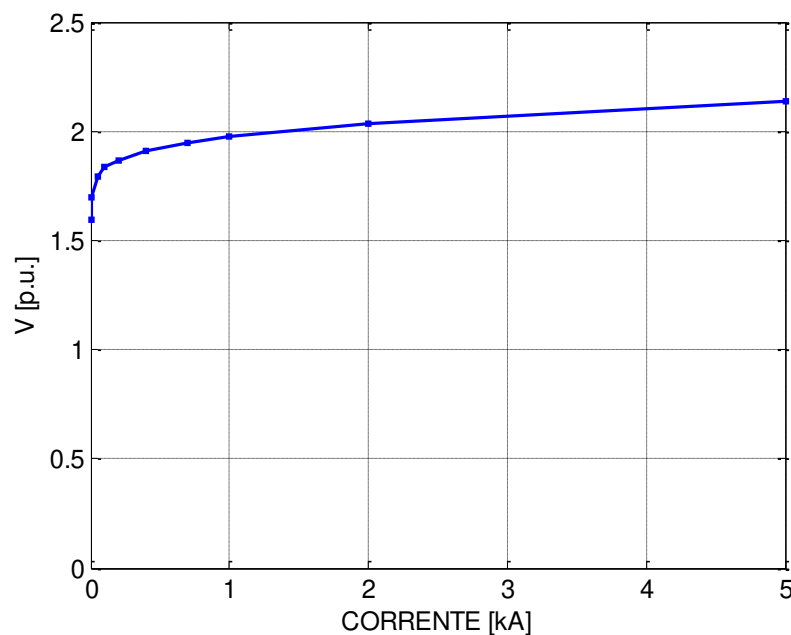


Figura 4.3 - Curva característica tensão – Corrente do para-raios.

Tabela 4.5 - Limites de absorção de energia do para-raio.

Tensão [kV]	Valor único de Impulso [MJ]	Capacidade Térmica IEC 99-4 [MJ]	Capacidade Térmica Fabricante [MJ]
500	4,83	7,56	8,4

c. Bancos de sintonização

Para a sintonização da linha de 1500 km para um pouco mais de meio comprimento de onda foram considerados bancos de compensação baseados em indutores e capacitores, com os seguintes tipos de configurações: Tipo “Pi”, Tipo “T” e Tipo “L”. Também se considera que os bancos podem estar conectados nas extremidades da linha ou na metade da linha.

Os bancos de sintonização são projetados para completar a defasagem totalizando 190° elétricos entre as extremidades do sistema de transmissão, necessários para reproduzir a transmissão em um pouco mais de meio comprimento de onda. A metodologia de cálculo dos bancos de sintonização é descrita na seção 4.2 e os parâmetros dos seus componentes são determinados e apresentados na seção 5.1.

d. Linha de meio comprimento de onda e linha convencional

A linha de meio comprimento de onda de 2600 km e a linha de 400 km têm iguais configurações geométricas da silhueta da torre de transmissão e, portanto, iguais parâmetros por unidade de comprimento da linha de 1500 km. Na Figura 4.4 apresenta-se o diagrama básico da linha de 400 km, que é compensada com reatores em derivação nas extremidades, com um total de 667 MVar (65% de nível de compensação). O reator de fase tem um fator de qualidade (X/R) de 400 e o reator de neutro de 250Ω tem fator de qualidade de 40.

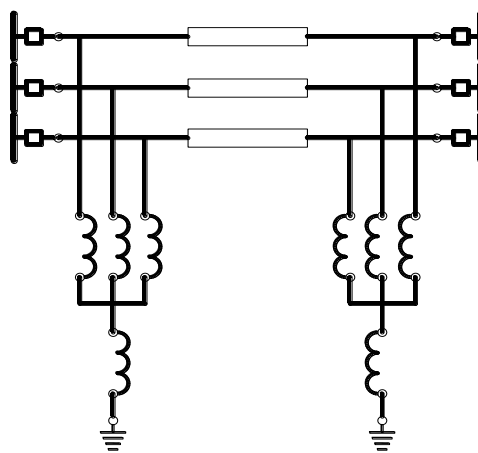


Figura 4.4 - Diagrama trifilar da linha de 400 km com compensação em derivação.

4.1.2 PSCAD/EMTDC

O aplicativo Power System Computer Aided Design (PSCAD/EMTDC) é utilizado para implementar e avaliar o sistema de transmissão em estudo. O PSCAD é a interface gráfica do usuário enquanto que o EMTDC (Electromagnetic Transients incluindo DC) é um programa que permite representar redes monofásicas ou polifásicas com qualquer topologia, as quais são traduzidas como um conjunto de equações diferenciais e algébricas resolvidas em intervalos de tempo discretos.

4.2 MÉTODOS

4.2.1 Sintonização da linha para meio comprimento de onda

4.2.1.1 Definições básicas

Para que a linha de transmissão de 1500 km possa atingir as propriedades de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda serão utilizados bancos de sintonização.

Os bancos de sintonização analisados são formados por elementos indutivos e capacitivos com as seguintes configurações: Tipo “Pi”, Tipo “T” e Tipo “L”. Considere-se que os bancos podem estar conectados nas extremidades da linha ou na metade dela.

Para fazer os cálculos será utilizada a técnica de quadripolos que relaciona as tensões e correntes das extremidades de envio e recepção de um sistema de transmissão. A técnica será aplicada para o equivalente em sequência positiva do sistema considerando a operação normal do sistema. Todos os cálculos são feitos em valores por unidade.

A matriz de quadripolo, que relaciona a tensão e corrente da extremidade de envio com a tensão e a corrente da extremidade de recepção do modelo equivalente em sequência positiva, também conhecida como matriz de parâmetros ABCD. Esta matriz foi descrita pela equação (3.29) do item 3.1 e é apresentada novamente na equação (4.1). Esta matriz depende da constante de propagação de sequência positiva (γ), do comprimento da linha (L) e da impedância característica de sequência positiva (Z_C).

$$M_{pos} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma L) & -Z_C \sinh(\gamma L) \\ -\sinh(\gamma L)/Z_C & \cosh(\gamma L) \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Nas subseções seguintes são apresentadas as configurações dos bancos de sintonização e o procedimento para determinar os valores das indutâncias e capacitâncias.

4.2.1.2 Bancos de sintonização para meio comprimento de onda

a. Banco de sintonização Tipo “Pi”

O banco tipo “Pi”, apresentado na Figura 4.5, é formado por um reator série e dois capacitores em derivação. Consideram-se dois casos de sintonização, o primeiro com o banco instalado nas duas extremidades da linha e o segundo com o banco conectado na metade da linha.

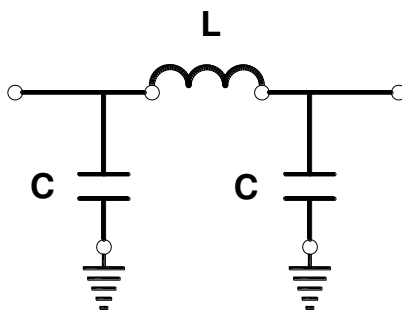


Figura 4.5 - Esquema unifilar representativo do circuito de sintonização do tipo “Pi”.

b. Banco de sintonização Tipo “T”

O banco tipo “T”, apresentado na Figura 4.6, é formado por dois reatores série e um capacitor em derivação. Consideram-se dois casos de sintonização, o primeiro com o banco instalado nas duas extremidades da linha e o segundo caso com o banco conectado na metade da linha.

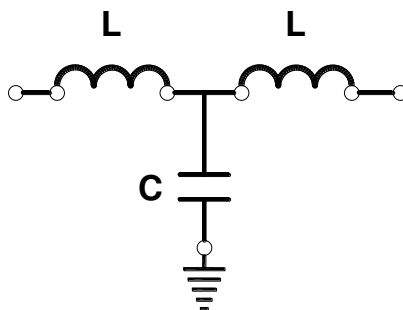


Figura 4.6 - Esquema unifilar representativo do circuito de sintonização do tipo “T”.

c. Banco de sintonização Tipo “L”

O banco tipo “L”, apresentado na Figura 4.7, é formado por um reator série e um capacitor em derivação. Considera-se o caso de sintonização com o banco instalado nas duas extremidades da linha.

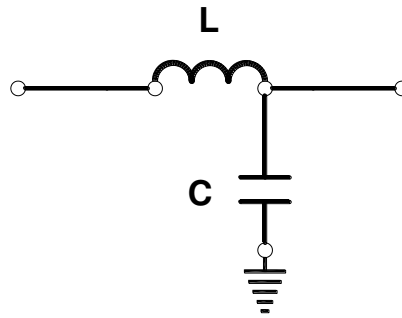


Figura 4.7 - Esquema unifilar representativo do circuito de sintonização do tipo “L”.

4.2.1.3 Procedimento para determinar os bancos de sintonização nas extremidades

Os passos para determinar os valores das reatâncias indutivas e capacitivas dos bancos de sintonização são apresentados a seguir.

Passo 1: Determinação da matriz de Quadripolo da linha de meio comprimento de onda.

A linha de transmissão de meio comprimento de onda, de aproximadamente 2500 km, se caracteriza por ter o ângulo equivalente da linha igual a 180° elétricos ($\beta_{MCO} \cdot L_{MCO} = \theta_{MCO} = 180^\circ$). Uma linha de 180° corresponde em forma equivalente a uma linha de comprimento elétrico zero, o qual é, para propósito computacional e operacional, um ponto de singularidade. Portanto, é conveniente que o sistema seja sintonizado para um pouco mais de meio comprimento de onda, considerando o ângulo objetivo (θ_{MCO+}) para este caso de 190° elétricos. Este comprimento elétrico permite um melhor controle da operação e fornece uma margem de segurança para variações de frequência do sistema, permitindo manter as propriedades de transmissão em meio comprimento de onda, segundo Illiceto e Cineri (1988). Mantendo a constante de propagação invariável o comprimento da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda é $190/180=1,055$ vezes o comprimento da linha de meio comprimento de onda ($L_{MCO+} = 1,055 L_{MCO}$). Então, a matriz da linha MCO+ (M_{MCO+}) é definida segundo a equação (4.1), observando que $L = L_{MCO+}$.

Passo 2: Determinação da matriz da linha de 1500 km a ser sintonizada

A matriz da linha de 1500 km (M_{linha}) é definida segundo a equação (4.1), observando $L = 1500$ km.

Passo 3: Formulação da matriz dos bancos de sintonização

Na Tabela 4.6 são apresentadas as matrizes dos quadripolos equivalentes para os bancos de sintonização, cada um deles em função das suas reatâncias indutivas e capacitivas.

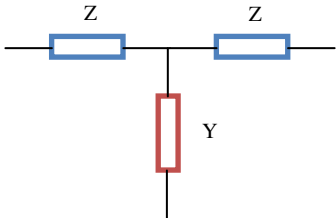
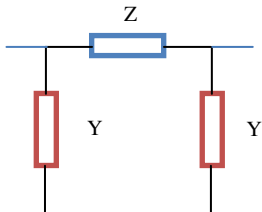
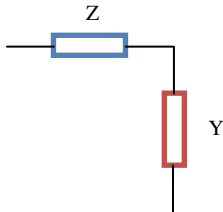
Passo 4: Determinação dos reatores e capacitores

Para se obter a matriz do quadripolo equivalente do sistema (M_{sist}) é necessário colocar todos os quadripolos do sistema em cascata, o que pode ser feito através da operação de multiplicação das matrizes de cada elemento (linha e bancos de sintonização), assim como apresentado na equação (4.2). A partir deste cálculo será obtida a matriz M_{comp} e os componentes Z (impedância reativa série) e Y (admitância capacitância em derivação) dos bancos. Este cálculo foi realizado com o programa MATLAB, que permite obter a matriz M_{comp} usando as funções de operações com matrizes.

$$M_{comp} \times M_{linha} \times M_{comp} = M_{sist} = M_{MCO+} \quad (4.2)$$

Finalmente obtêm-se os valores dos parâmetros da impedância série e admitância em derivação para cada opção igualando a matriz M_{comp} calculada com as matrizes da Tabela 4.6. Considera-se que os reatores série têm um fator de qualidade típico X/R igual a 400.

Tabela 4.6 - Matriz equivalente dos bancos de sintonização.

Configuração de Banco	Matriz de Quadripolo (M_{Comp})
	$M_{Comp} = \begin{bmatrix} 1 + ZY & Z(2 + ZY) \\ Y & 1 + ZY \end{bmatrix}$
	$M_{Comp} = \begin{bmatrix} 1 + ZY & Z \\ Y(2 + ZY) & 1 + ZY \end{bmatrix}$
	$M_{Comp} = \begin{bmatrix} 1 + ZY & Z \\ Y & 1 \end{bmatrix}$

4.2.1.4 Procedimento para determinar os bancos de sintonização no meio da linha

Para os casos em que os bancos de sintonização se conectam na metade da linha, o procedimento para a sua caracterização é o abaixo descrito:

Passo 1. Determinação da matriz de quadripolo da linha de meio comprimento de onda

Será calculado de forma idêntica para o caso em que os bancos estejam conectados no meio da linha, segundo o Passo 1 de item 4.2.1.3.

Passo 2. Determinação da matriz de sequência positiva do trecho de linha de 750 km

A matriz da linha de 750 km (M_{750}) é definida segundo a equação (4.1), onde $L = 750$ km.

Passo 3. Formulação da matriz de sequência positiva dos bancos de compensação

Usam-se os bancos tipo “Pi” e tipo “T” segundo a Tabela 1.

Passo 4. Determinação dos indutores e capacitores da compensação

A partir da equação (4.3) obtém-se o valor da matriz de compensação M_{comp} , apresentada na equação (4.4).

$$M_{750} \times M_{comp} \times M_{750} = M_{MCO+} \quad (4.3)$$

$$M_{comp} = M_{750}^{-1} \times M_{MCO+} \times M_{750}^{-1} \quad (4.4)$$

Serão obtidos os valores das impedâncias série e admitância em derivação para cada banco igualando a matriz M_{comp} com as matrizes da Tabela 4.6. Considera-se que os reatores têm um fator de qualidade típico X/R igual a 400.

4.2.2 Metodologia para estudo de chaveamento estatístico dos polos do disjuntor

Para a avaliação dos transitórios eletromagnéticos sobre a linha de transmissão em análise foi realizado um estudo de chaveamento estatístico. Os chaveamentos podem ser feitos de forma controlada e de forma não controlada e são desenvolvidos com as ferramentas de controle do software PSCAD/EMTDC. A seguir é apresentada a metodologia usada no presente trabalho para as duas formas de chaveamento.

4.2.2.1 Chave estatística não controlada

Os instantes de fechamento reais dos polos do disjuntor têm uma característica aleatória, dentro de certos limites e são definidos para cada polo por dois componentes de tempo. A primeira componente de tempo é um valor médio relativo aos instantes de fechamento médio do disjuntor, que pode ocorrer em qualquer instante sobre a forma de onda, por isto se usa uma distribuição uniforme ao longo de um ciclo.

O segundo tempo é um desvio padrão representado por uma distribuição gaussiana da dispersão máxima dos tempos de fechamento dos polos. Os números aleatórios com distribuição gaussiana são gerados em um intervalo definido pelos valores de tempo mínimo e máximo que são esperados para o polo do disjuntor fechar. Para definir o desvio padrão teórico da amostra introduz-se o número de desvios padrões (n) que representa o intervalo definido anteriormente.

O modelo implementado no software PSCAD/EMTDC usa o componente “Multiple Run” deste software para gerar os dois componentes de tempo aleatório em cada polo.

A Figura 4.8 apresenta as variáveis do tempo de fechamento aleatório do polo do disjuntor.

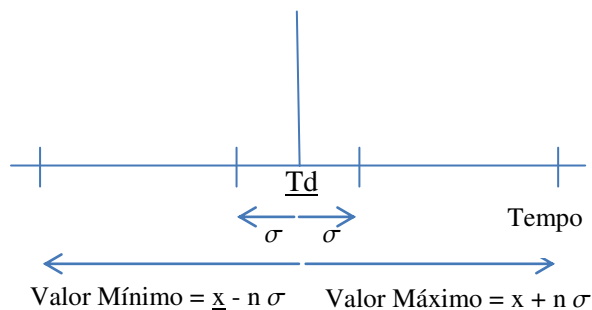


Figura 4.8 - Descrição das variáveis do tempo de fechamento aleatório.

O valor de desvio padrão teórico (σ) dos números que gera o componente Multiple Run é igual ao intervalo (valor máximo menos o valor mínimo) dividido por 2 vezes “ n ”.

$$\sigma = \frac{\text{Valor máximo} - \text{Valor mínimo}}{2 n}$$

O valor médio do intervalo (“Td”) é a média dos valores mínimo e máximo do tempo final do fechamento e é o tempo relativo ao instante médio do fechamento do disjuntor. Na teoria, se o fechamento dos três polos fossem perfeitamente sincronizados, o tempo “Td” seria o tempo de fechamento dos três polos.

O tempo “x” é também gerado aleatoriamente pelo componente “Multiple Run”, mas com distribuição uniforme, para representar que o tempo médio de fechamento do disjuntor pode acontecer em qualquer ponto da forma de onda de tensão, fazendo uma varredura ao longo de todo um ciclo. Portanto, o intervalo para gerar os tempos aleatórios é ajustado de 0 a 16,66 ms.

O componente Multiple Run é também quem vai permitir fazer várias simulações com cada tempo de fechamento aleatório gerado para cada simulação.

A Figura 4.9 apresenta o esquema de composição dos tempos de fechamento do polo do disjuntor.

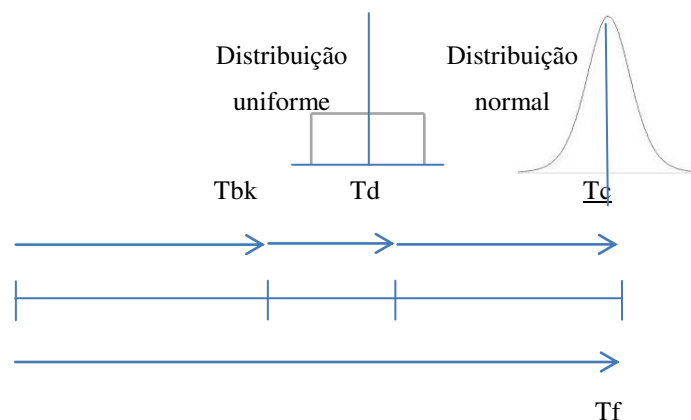


Figura 4.9 - Esquema de formação do tempo de fechamento.

A chave estatística com varredura de um ciclo é formada finalmente pelos três tempos descritos a seguir:

- 1.- Tempo de início (Tbk): é o tempo fixo a partir do qual é possível fazer o fechamento do disjuntor. Escolhe-se um tempo grande o suficiente para que o sistema atinja o estado de regime permanente mesmo considerando o decréscimo do tempo aleatório.
- 2.- Tempo de atraso (Td): está em um intervalo de 0 a 16,6667 ms (1 ciclo) e tem uma distribuição aleatória uniforme.
- 3.- Tempo de fechamento aleatório com distribuição normal (Tc): tem um valor médio ($\bar{T}_c$) não nulo com uma distribuição normal de desvio padrão σ .

O tempo final de fechamento de cada polo do disjuntor é:

$$Tf = Tbk + Td + Tc$$

Para cada simulação Tbk e Td são os mesmos para os três polos e Tc é calculado de forma independente para cada polo.

Avaliam-se para cada caso de estudo estatístico 100 simulações com um desvio padrão de $\sigma = 2$ ms.

4.2.2.2 Chave estatística controlada

O avanço da tecnologia dos disjuntores conferiu a eles comandos mais estáveis com maior precisão no seu funcionamento, permitindo o uso de dispositivos de manobra controlada, os quais controlam os instantes de fechamento ou abertura de cada polo do disjuntor, evitando assim certos fenômenos indesejáveis como reignições, sobretensões ou correntes de “inrush” elevadas.

Os disjuntores devem estar adequadamente equipados para conseguir uma manobra controlada, assim eles possuem sensores, dispositivos de monitoramento da tensão auxiliar de comando, temperatura ambiente e pressão. Quando houver variações destas

grandezas em referência aos seus valores nominais o equipamento compensará os tempos de abertura ou fechamento. Tipicamente os valores máximos de dispersão do tempo de fechamento ou abertura para chaveamento controlado dos polos é $\pm 1,0$ ms.

Os esquemas básicos de fechamento sincronizado seguem o seguinte procedimento:

- Uma vez feita a solicitação de fechamento no tempo T_{comando} procura-se o cruzamento pelo zero da primeira fase, por exemplo a fase A, devendo o fechamento ser efetuado no tempo $T_{\text{comando}} + T_E$, onde T_E é o tempo de espera, com o acréscimo apresentado a seguir.
- A partir da identificação do instante de cruzamento pelo zero, o fechamento do polo da fase é feito em um tempo equivalente a uma quantidade inteira de “N” vezes meio ciclo de onda ($T/2 = 8,333$ ms). Portanto, o tempo de fechamento desejado, denominado $T_{\text{fechamento objetivo}}$, é igual à $T_{\text{comando}} + T_E + N.(T/2)$. Este tempo depende principalmente do tempo necessário aos elementos mecânicos do disjuntor para atingir o fechamento final ($T_{\text{fechamento mecânico}}$) e do tempo que os controles do sistema de proteção demoram atuar (T_{controle}). Na Figura 4.10 apresenta-se o esquema básico de fechamento sincronizado.

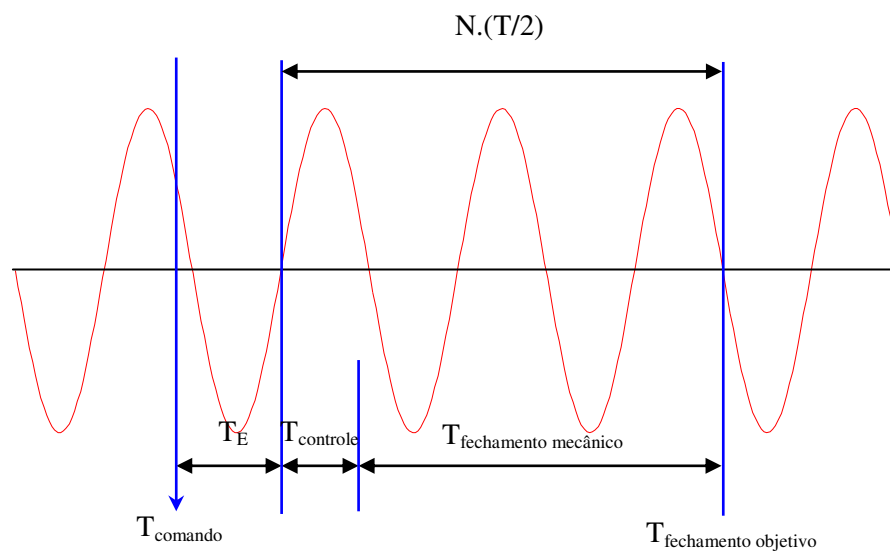


Figura 4.10 - Esquema de tempos para fechamento sincronizado

- c. Para se diminuir as sobretensões transitórias é necessário concretizar o fechamento com a tensão entre os polos do disjuntor nula ou próxima à zero. Neste caso, com o polo A fechado, as tensões no lado carga têm um comportamento que vai depender do sistema a ser energizado. Portanto, o comportamento das tensões entre os polos do disjuntor também será dependente do sistema energizado. Tipicamente para linhas de transmissão convencionais os cruzamentos por zero das tensões entre os polos do disjuntor são conhecidos e seguem uma sequência. Assim para linhas de transmissão o fechamento seguinte ao polo A é o do polo C, com um atraso de 54° graus elétricos, e depois do polo B com um atraso de 120° graus elétricos.

Para fazer a implementação do chaveamento controlado no PSCAD/EMTDC se faz um procedimento similar ao caso do chaveamento não controlado, usando o componente Multiple Run.

A partir da solicitação do fechamento sincronizado, o bloco mostrado na Figura 4.11, implementado no software PSCAD/EMTDC, faz a detecção do cruzamento da tensão fase-terra da fase A pelo zero, comparando o sinal de tensão (Erefa) com um degrau ajustado para o tempo no qual se solicita o fechamento sincronizado. O sinal resultante (Crs) ingressa no componente detector de cruzamento pelo zero do PSCAD/EMTDC. (Crs) ingressa no componente detector de cruzamento pelo zero do PSCAD/EMTDC.

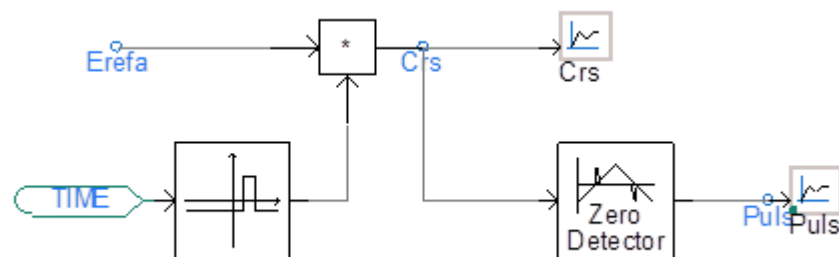


Figura 4.11 – Controle implementado no PSCAD/EMTDC para detecção de cruzamento pelo zero da fase A.

Logo após a detecção do cruzamento da tensão na fase A por zero se determina os tempos de fechamento das outras fases. A Figura 4.12 apresenta o controle para os fechamentos dos polos, baseado no sequenciador de manobras do PSCAD/EMTDC. A partir da detecção do cruzamento pelo zero aplica-se um tempo de atraso (T_{delay}) para que as fases C (54°) e B (120°) façam seu próprio cruzamento pelo zero. Após este tempo, aplicam-se também os tempos aleatórios de dispersão (TBRK) dos polos das três fases. Usa-se também o atraso devido ao tempo dos acionamentos mecânicos neste processo. Para o presente trabalho usam-se dois ciclos (33,33ms). Segundo Sanaye-Pasand, Dadashzadeh e Khodayar (2005) pode-se considerar um desvio padrão de 0,5 ms para estudos de chaveamento controlado. Assumindo que a máxima dispersão de tempo ocorra em 3 desvios padrões se obtém a máxima dispersão de 1,5 ms.

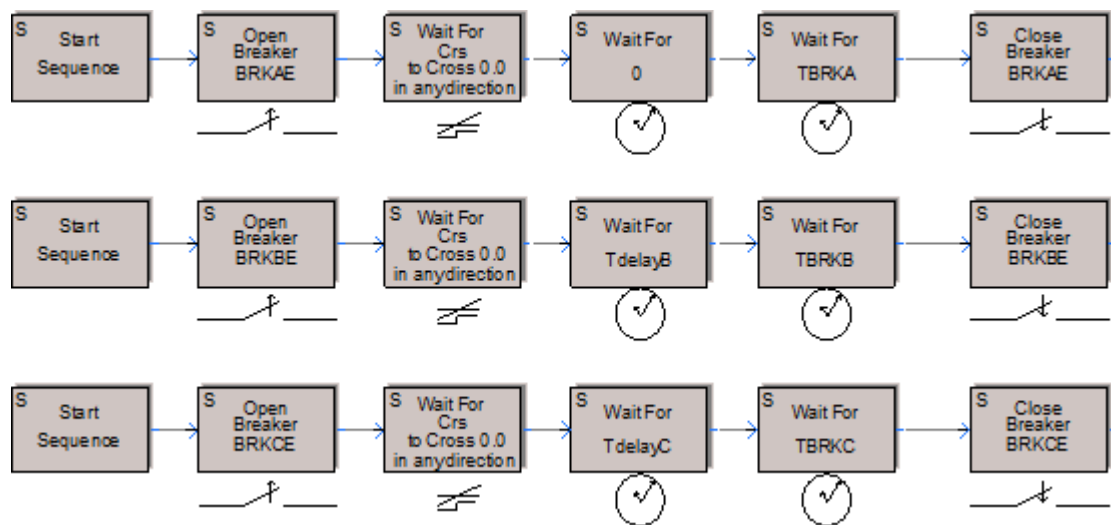


Figura 4.12 – Diagrama de control de sequência de manobras do PSCAD/EMTDC implementado para fechamento controlado.

4.2.3 Metodologia para determinação da impedância a frequência fundamental para condição de falta

As sobretensões para condições de falta em sistema de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda podem atingir níveis anormais e são decorrentes de condições

de quase-ressonância à frequência fundamental. Para verificar a ressonância à frequência fundamental para faltas ao longo da linha foi determinada a impedância equivalente do tronco vista pela fonte. A metodologia de calculo é descrita nos itens seguintes.

4.2.3.1 Sistema de transmissão de 1500 km sintonizado

Os cálculos são feitos usando a técnica de quadripolos analisando as matrizes de parâmetros ABCD dos componentes do sistema de transmissão. O esquema de uma linha de transmissão de 1500 km sintonizada para transmissão em pouco mais de meio comprimento de onda, com aplicação da falta, é apresentado na Figura 4.13.

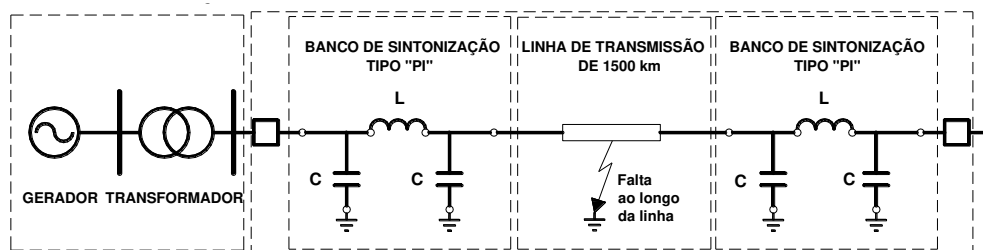


Figura 4.13 - Sistema de transmissão de 1500 km com aplicação da falta.

a. Determinação da impedância para faltas trifásicas

O cálculo da impedância vista pela fonte para faltas trifásicas utiliza o modelo de sequência positiva do sistema. Para este sistema se considera a impedância equivalente de Thévenin do sistema de alimentação formado pelo gerador e transformador elevador e que a linha encontra-se em vazio.

Determina-se a matriz de quadripolo equivalente de todo o sistema de transmissão incluindo a falta localizada a uma distância “L” da extremidade de envio segundo a equação (4.5).

$$M_{SNT1} = M_{thv} \cdot M_{bs} \cdot M_L \cdot M_{falta} \cdot M_{1500-L} \cdot M_{bs} \quad (4.5)$$

Onde:

M_{SNT1} : matriz de quadripolo do equivalente de sequência positiva do sistema de transmissão com falta aplicada a uma distância L da extremidade de envio.

M_{thv} : matriz de quadripolo do equivalente Thévenin do sistema de alimentação formado pelos geradores e transformadores elevadores.

M_{bs} : matriz de quadripolo do banco de sintonização tipo “PI”. Esta compensação foi selecionada conforme descrito no Capítulo 5.

M_L : matriz de quadripolo de sequência positiva do trecho de linha de comprimento “ L ”.

M_{falta} : matriz de quadripolo do modelo da falta.

M_{1500-L} : matriz de quadripolo de sequência positiva do trecho de linha de comprimento “ $1500-L$ ”.

As matrizes de quadripolo indicadas acima são definidas segundo a teoria de quadripolos e apresentadas na Tabela 4.7. Considera-se, para o caso da linha de transmissão, que a impedância longitudinal por unidade de comprimento e a admitância transversal por unidade de comprimento são de sequência positiva, ou seja:

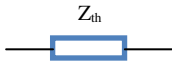
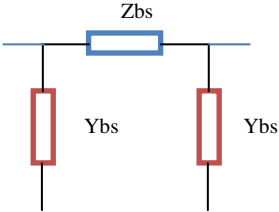
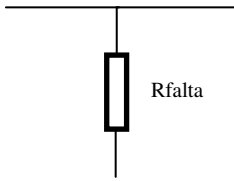
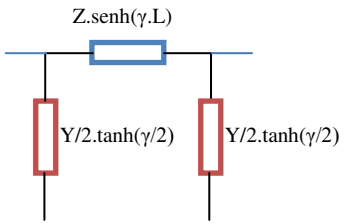
$Z = Z_1$: impedância longitudinal da linha por unidade de comprimento de sequência positiva.

$Y = Y_1$: admitância transversal da linha por unidade de comprimento de sequência positiva.

Deve-se ressaltar que os bancos de sintonização não apresentam acoplamento entre as fases e que a sintonização da linha de 1500 km foi efetuada somente para a reatância de sequência positiva, o que resulta, portanto, numa resposta de sequência zero da linha TMO sintonizada diferente da linha TMO natural. Adicionalmente a resposta de sequência positiva e negativa será menos atenuada,

em função da menor resistência de sequência positiva e negativa da linha compensada.

Tabela 4.7 - Matriz de quadripolo dos componentes do sistema de transmissão.

Componente	Quadripolo	Matriz de Quadripolo
Equivalente Thévenin		$M_{thv} = \begin{bmatrix} 1 & Z_{thv} \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$
Banco de sintonização		$M_{bs} = \begin{bmatrix} 1 + ZY & Z \\ Y(2 + ZY) & 1 + ZY \end{bmatrix}$
Falta		$M_{falta} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 1/R_{falta} & 1 \end{bmatrix}$
Linha de transmissão		$M_L = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma L) & Z_c \sinh(\gamma L) \\ 1/Z_c \sinh(\gamma L) & \cosh(\gamma L) \end{bmatrix}$

A matriz de quadripolo equivalente de sequência positiva do sistema de transmissão M_{SNT1} relaciona tensões e correntes da fonte (V_{f1} , I_{f1}) e na extremidade da recepção (V_{r1} , I_{r1}) do sistema de transmissão segundo a equação (4.6).

$$\begin{bmatrix} V_{f1} \\ I_{f1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{SNT1} & B_{SNT1} \\ C_{SNT1} & D_{SNT1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{r1} \\ I_{r1} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Considerando que a linha está sem carga na extremidade de recepção, com $I_r = 0$, obtém-se a relação entre a tensão e corrente na fonte, a qual representa a impedância de falta vista pela fonte segundo a equação (4.7).

$$Z_{SNT1} = \frac{V_{f1}}{I_{f1}} = \frac{A_{SNT1}}{C_{SNT1}} \quad (4.7)$$

b. Determinação da impedância para faltas monofásicas

Para o cálculo da impedância para faltas monofásicas se determinam as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero e através da conexão em série destes circuitos de sequência, como apresentado na Figura 4.14, a impedância para falta da fase A é determinada.

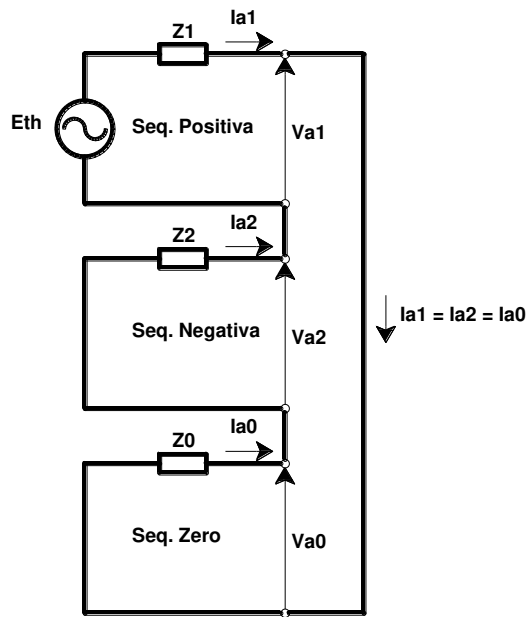


Figura 4.14 - Circuito de sequência para falha monofásica.

Utiliza-se a impedância de sequência positiva (Z_{SNT1}), calculada no item 4.2.3.1.a, e considera-se que a impedância de sequência negativa (Z_{SNT2}) é igual à impedância de sequência positiva.

Para determinar a impedância equivalente de sequência zero do sistema não se considera a impedância equivalente Thévenin do sistema de alimentação formado pelo gerador e transformador elevador, uma vez que a conexão do transformador é delta estrela aterrado. Considera-se também neste caso que a linha opera sem carga.

Determina-se a matriz de quadripolo equivalente de sequência zero (M_{SNT0}) do sistema de transmissão incluindo a falha localizada a uma distância “L” da extremidade de envio, segundo a equação (4.8).

$$M_{SNT0} = M_{bs} \cdot M_L \cdot M_{falha} \cdot M_{1500-L} \cdot M_{bs} \quad (4.8)$$

Onde:

M_{SNT0} : matriz de quadripolo do equivalente de sequência zero do sistema de transmissão com falta aplicada a uma distância L da extremidade de envio.

M_{bs} : matriz de quadripolo do banco de sintonização tipo “PI”.

M_L : matriz de quadripolo de sequência zero do trecho de linha de comprimento “L”.

M_{falta} : matriz de quadripolo do modelo da falta.

M_{1500-L} : matriz de quadripolo de sequência zero do trecho de linha de comprimento “1500-L”.

As matrizes de quadripolo indicadas acima são definidas na Tabela 4.7. Considera-se, para o caso da linha de transmissão, que a impedância longitudinal por unidade de comprimento e a admitância transversal por unidade de comprimento são de sequência zero, ou seja:

$Z = Z_0$: impedância longitudinal por unidade de comprimento de sequência zero.

$Y = Y_0$: admitância transversal por unidade de comprimento de sequência zero.

A matriz de quadripolo equivalente de sequência zero do sistema de transmissão M_{SNT0} relaciona as tensões e correntes da fonte e a extremidades de recepção do sistema de transmissão segundo (4.9).

$$\begin{bmatrix} V_{f0} \\ I_{f0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{SNT0} & B_{SNT0} \\ C_{SNT0} & D_{SNT0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{r0} \\ I_{r0} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Considerando que a linha está sem carga na extremidade de recepção, se $I_{r0} = 0$, obtém-se a relação entre a tensão e corrente da fonte, a qual representa a impedância vista pela fonte segundo (4.10).

$$Z_{SNT0} = \frac{V_{f0}}{I_{f0}} = \frac{A_{SNT0}}{C_{SNT0}} \quad (4.10)$$

Finalmente determina-se a impedância de falta da fase A segundo (4.11).

$$Z_{SNTA} = Z_{SNT1} + Z_{SNT2} + Z_{SNT0} \quad (4.11)$$

4.2.3.2 Sistema de transmissão de 2600 km

Da mesma forma, os cálculos são feitos usando a técnica de quadripolos, usando as matrizes de parâmetros ABCD dos componentes do sistema de transmissão. O esquema do sistema de transmissão de 2600 km com aplicação da falta se apresenta na Figura 4.15.

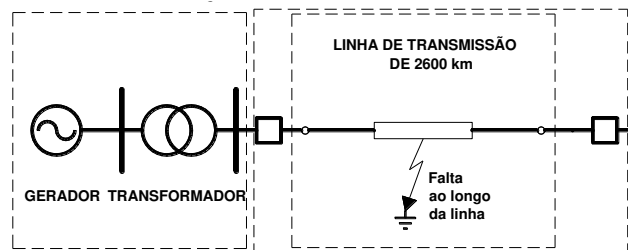


Figura 4.15 - Sistema de transmissão de 2600 km com aplicação da falta.

a. Determinação da impedância para faltas trifásicas

Para o cálculo da impedância para faltas trifásicas se utiliza o modelo de sequência positiva do sistema. Considera-se a impedância equivalente de Thévenin do sistema de alimentação formado pelo gerador e transformador elevador, e que a linha opera sem carga.

Determina-se a matriz de quadripolo equivalente de todo o sistema de transmissão, incluindo a falta localizada a uma distância “L” da extremidade de envio, segundo a equação (4.12).

$$M_{MCO1} = M_{thv} \cdot M_L \cdot M_{falta} \cdot M_{2600-L} \quad (4.12)$$

Onde:

M_{MCO1} : matriz de quadripolo do equivalente de sequência positiva do sistema de transmissão, com falta aplicada a uma distância L da extremidade de envio.

M_{thv} : matriz de quadripolo do equivalente Thévenin do sistema de alimentação, formado pelos geradores e transformadores elevadores.

M_L : matriz de quadripolo de sequência positiva do trecho de linha de comprimento “ L ”.

M_{falta} : matriz de quadripolo do modelo da falta.

M_{2600-L} : matriz de quadripolo de sequência positiva do trecho de linha de comprimento “2600-L”.

As matrizes de quadripolo indicadas acima são definidas na Tabela 4.7. Considera-se para o caso da linha de transmissão que a impedância longitudinal por unidade de comprimento e a admitância transversal por unidade de comprimento são de sequência positiva, ou seja:

$Z = Z_1$: impedância longitudinal da linha por unidade de comprimento de sequência positiva.

$Y = Y_1$: admitância transversal da linha por unidade de comprimento de sequência positiva.

A matriz de quadripolo equivalente de sequência positiva do sistema de transmissão M_{MCO1} relaciona as tensões e correntes da fonte (V_{f1} , I_{f1}) e da extremidade de recepção (V_{r1} , I_{r1}) do sistema de transmissão segundo (4.13).

$$\begin{bmatrix} V_{f1} \\ I_{f1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{MCO1} & B_{MCO1} \\ C_{MCO1} & D_{MCO1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{r1} \\ I_{r1} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Considerando que a linha está sem carga na extremidade de recepção, se $I_r = 0$, a relação entre a tensão e corrente da fonte, a qual representa a impedância vista pela fonte, é dada por (4.14).

$$Z_{MCO1} = \frac{V_{f1}}{I_{f1}} = \frac{A_{MCO}}{C_{MCO}} \quad (4.14)$$

b. Determinação da impedância para faltas monofásicas

O cálculo da impedância para faltas monofásicas determina as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero através da conexão em série destes circuitos de sequência, segundo a Figura 4.14, determina-se a impedância para falta na fase A.

Utiliza-se a impedância de sequência positiva (Z_{MCO1}) calculada no item 4.2.3.2.a, e considera-se que a impedância de sequência negativa (Z_{MCO2}) é igual à impedância de sequência positiva.

Determina-se a matriz de quadripolo equivalente de sequência zero (M_{MCO0}) do sistema de transmissão, incluindo a falta localizada a uma distância “L” da extremidade de envio, segundo a equação (4.15).

$$M_{MCO0} = M_L \cdot M_{falta} \cdot M_{2600-L} \quad (4.15)$$

Onde:

M_{MCO0} : matriz de quadripolo do equivalente de sequência zero do sistema de transmissão, com falta aplicada a uma distância L da extremidade de envio.

M_L : matriz de quadripolo do trecho de linha de comprimento “L”.

M_{falta} : matriz de quadripolo do modelo da falta.

M_{2500-L} : matriz de quadripolo de sequência zero do trecho de linha de comprimento “2500-L”.

As matrizes de quadripolo indicadas acima são definidas na Tabela 4.7. Considera-se para o caso da linha de transmissão que a impedância longitudinal por unidade de comprimento e a admitância transversal por unidade de comprimento são de sequência zero, ou seja:

$Z = Z_0$: impedância longitudinal por unidade de comprimento de sequência zero.

$Y = Y_0$: admitância transversal por unidade de comprimento de sequência zero.

A matriz de quadripolo equivalente de sequência zero do sistema de transmissão M_{MCO0} relaciona as tensões e correntes da fonte e da extremidade de recepção do sistema de transmissão segundo (4.16).

$$\begin{bmatrix} V_{f0} \\ I_{f0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{MCO0} & B_{MCO0} \\ C_{MCO0} & D_{MCO0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{r0} \\ I_{r0} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Considerando que a linha está sem carga na extremidade de recepção, se $I_{r0} = 0$ a relação entre a tensão e corrente da fonte, que representa a impedância vista pela fonte, é dada por (4.17).

$$Z_{MCO0} = \frac{V_{f0}}{I_{f0}} = \frac{A_{MCO0}}{C_{MCO0}} \quad (4.17)$$

Finalmente, determina-se a impedância para a falta na fase A segundo a equação (4.18).

$$Z_{MCOA} = Z_{MCO1} + Z_{MCO2} + Z_{MCO0} \quad (4.18)$$

Capítulo 5

5 SINTONIZAÇÃO E COMPORTAMENTO EM REGIME PERMANENTE

Neste capítulo apresentam-se os resultados da seleção do tipo de compensação mais adequado para sintonizar a componente de sequência positiva da linha de 1500 km para que esta tenha propriedades semelhantes a de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda durante a operação em regime permanente, apresentando os valores dos parâmetros indutância e capacitância dos elementos que formam os bancos de sintonização. Também é descrita a resposta em regime permanente das opções de compensação para distintas condições de operação.

5.1 DETERMINAÇÃO DOS BANCOS DE SINTONIZAÇÃO

Os bancos de sintonização, que permitem que o sistema de transmissão em regime permanente tenha as propriedades básicas de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda, são determinados para a linha de transmissão de 1500 km segundo a metodologia descrita na seção 4.1.1.

Enfatiza-se que a sintonização da linha é feita para a condição de operação normal em regime permanente, portanto, para a determinação do banco de sintonização o sistema elétrico é representado por seu modelo equivalente de sequência positiva, e somente nesta sequência a linha sintonizada tem iguais propriedades da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda. A resposta da linha não é igual porque somente a parcela indutiva de

sequência positiva foi compensada, e, apesar do fator de qualidade do reator série, a resistência de sequência positiva da linha compensada é menor do que a da linha de 2600 km.

O objetivo principal deste alongamento artificial da linha é fazer com que o ângulo elétrico de sequência positiva entre as extremidades do sistema de transmissão, constituído pela linha e os bancos de sintonização, seja de 190° .

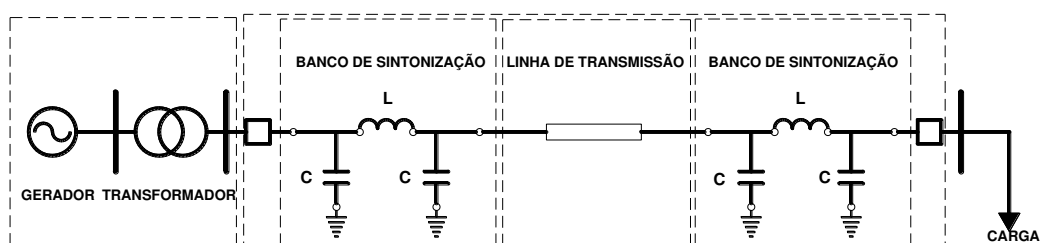
Seguindo os procedimentos descritos na seção 4.2.1 determinam-se os parâmetros de indutância e capacitância para as seguintes opções de sintonização da linha de 1500 km:

- a. Banco Tipo “Pi” conectado nas extremidades da linha de transmissão.
- b. Banco Tipo “T” conectado nas extremidades da linha de transmissão.
- c. Banco Tipo “L” conectado nas extremidades da linha de transmissão.
- d. Banco Tipo “Pi” conectado na metade da linha de transmissão.
- e. Banco Tipo “T” conectado na metade da linha de transmissão.

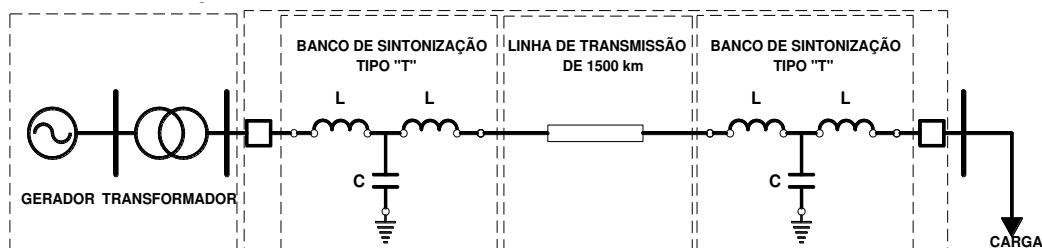
A Figura 5.1 apresenta os diagramas unifilares equivalentes de sequência positiva do sistema elétrico para as opções de sintonização avaliadas.

Para a determinação dos bancos de sintonização para condição de operação normal se usa o modelo de regime permanente em sequência positiva do sistema elétrico e a técnica de quadripolos, que relaciona as tensões e correntes nas extremidades da linha. Todos os cálculos são feitos no software MATLAB, pela sua versatilidade e ferramentas disponíveis para o trabalho com as matrizes de quadripolo.

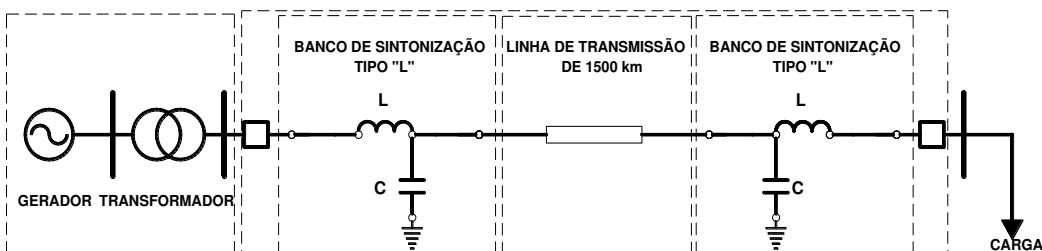
A Tabela 5.1 apresenta os parâmetros determinados dos elementos indutivos e capacitivos das diferentes opções de banco de sintonização. É importante observar que os tamanhos dos capacitores em derivação são moderados e são elementos em derivação comerciais. Existem referências de sistemas de capacitores em 500 kV em operação (FURUMASU; HASIBAR, 1992). Em relação ao reator série, ele deve estar localizado em uma plataforma isolada tal como é feito para os capacitores séries. Desta forma o reator série não necessita ser isolado para a tensão do sistema, neste caso para 500 kV, mas sim para a diferença de potencial que surgirá entre os seus terminais nas diversas condições de operação.



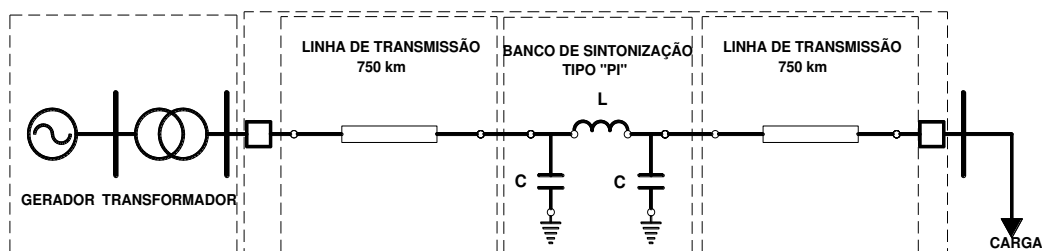
a. Banco tipo “Pi” conectado nas extremidades.



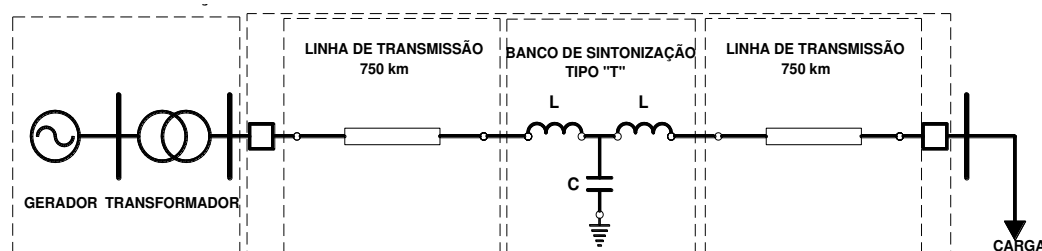
b. Banco tipo “T” conectado nas extremidades.



c. Banco tipo “L” conectado nas extremidades.



d. Banco tipo “Pi” conectado na metade da linha.



e. Banco tipo “T” conectado na metade da linha.

Figura 5.1 - Opções de sintonização avaliadas.

Tabela 5.1 - Parâmetros das opções de banco de sintonização – Valor nominal a 60 Hz.

Banco de Sintonização	Reatância - X			Susceptância - B		
	(H)	(Ω)	X/R	(μ F)	(μ S)	Total (Mvar)
“Pi” nas extremidades	0,2170	81,807	400,0	7,216	2720,3	1360,2
“T” nas extremidades	0,1221	46,030	400,0	12,831	4837,1	1209,3
“L” nas extremidades	0,220	82,938	400,0	12,190	4595,5	1148,9
“Pi” na metade	0,337	127,046	400,0	16,489	6216,2	3108,1
“T” na metade	0,279	105,180	400,0	19,964	7526,2	1881,5

5.2 RESPOSTA EM REGIME PERMANENTE PARA DIFERENTES CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO

Para avaliar a resposta em regime permanente, alguns casos específicos de operação foram implementados com o objetivo de fornecer uma melhor visualização do comportamento e as características de operação da linha de 1500 km sintonizada para um pouco mais de meio comprimento de onda. Os casos de operação consideram a variação do carregamento e variação do fator de potência da carga.

Aplicando a técnica de quadripolos ao modelo de parâmetros distribuídos de sequência positiva da linha de transmissão longa, definido pela matriz na equação (4.1), e às matrizes de quadripolo dos bancos de sintonização apresentados na Tabela 4.1, foram monitorados os perfis de tensão, corrente e variação de ângulo elétrico, para as diferentes condições de operação analisadas com cada opção de sintonização.

Adicionalmente, estes resultados foram comparados com a resposta em regime de uma linha de um pouco mais de meio comprimento de onda (2600 km), de iguais parâmetros elétricos por unidade de comprimento a linha de 1500 km. As condições de operação analisadas e os resultados são apresentados nos seguintes itens.

5.2.1 Tensão e corrente ao longo da linha para diferentes condições de carregamento

Nos casos estudados foram determinados o perfil de tensão, de corrente e do ângulo elétrico para linha de transmissão de 1500 km com suas diferentes opções de sintonização. Para as simulações as seguintes condições foram assumidas: sistema isolado e alimentado a partir de um barramento infinito em regime permanente, para diferentes níveis de carregamento e com fator de potência unitário. Considera-se que a tensão no terminal emissor é regulada para que a tensão no terminal de recepção seja 1,0 p.u. e considera-se que a potência é injetada no terminal emissor. Nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 apresentam-se os perfis de tensão, de corrente e de ângulo de tensão para o sistema de transmissão com as diferentes opções de sintonização, e também para o sistema de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda.

Na Figura 5.2 observa-se que para os diferentes níveis de carregamento as tensões nas extremidades do sistema de transmissão de 1500 km permanecem em torno de 1,0 p.u. para todas as opções de sintonização, característica que também é observada na linha de 2600 km. Porém, observa-se que para se manter a tensão de 1,0 p.u. no barramento de recepção, a tensão no barramento de envio precisa ser maior quando o carregamento aumenta. Para cargas acima de 1,5 SIL a tensão no envio superaria o 1,1 p.u para todas as opções de sintonização, chegando a atingir o valor de 1,116 pu para a opção de sintonização tipo “PI” e “T”.

Deve-se ressaltar que esta análise de regime permanente é feita para identificar a característica desta transmissão, avaliando a resposta para níveis de carregamento desde 0,1 SIL até 2,0 SIL. Porém, as linhas de transmissão de poucas centenas de quilômetros no Brasil são projetadas para operar próximo da potência natural, e não em sobrecarga. Para a TMO é necessário que a linha não opere com sobrecarga para que a tensão na região central não atinja valores maiores do que 1,0 pu. Desta forma, o sistema TMO deve ser projetado para operar transmitindo a sua potência natural e não deve operar em sobrecarga.

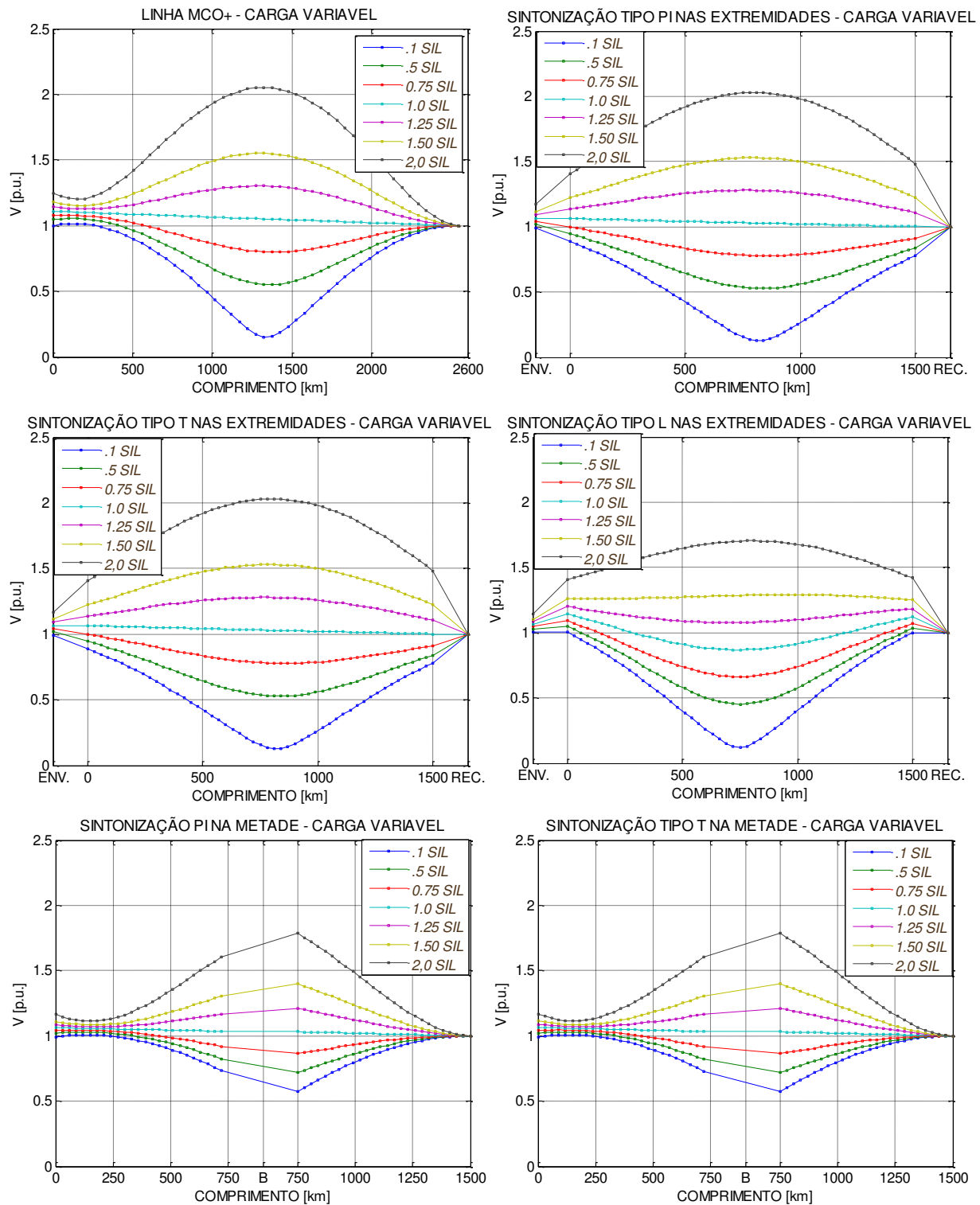


Figura 5.2 - Perfil de tensão ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do nível de carregamento e fator de potência unitário.

Para a linha de transmissão de um pouco mais de meio comprimento de onda as tensões no meio da linha são proporcionais ao nível de carregamento em função do SIL, como se pode ver na Figura 5.2. Desta forma, para condições de carga pesada, cargas maiores do que 1,0 SIL, ocorrem sobretensões sustentadas no meio da linha. As opções de sintonização com banco tipo “PI” e “T” instalados nas extremidades da linha são as que melhor reproduzem esta característica apresentando também sobretensões no meio da linha proporcionais ao carregamento.

A sintonização com banco tipo “L” é a opção que produz sobretensão menor na metade da linha, sendo esta não diretamente proporcional ao carregamento.

Pelos resultados obtidos pode-se concluir que os bancos tipo “PI” e “T” instalados nas extremidades produzem na linha sintonizada um comportamento da tensão similar aos da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda.

As opções de sintonização com bancos tipo “PI” e “T” instalados no meio da linha produzem na linha sintonizada um comportamento da tensão similar aos primeiros 750 km da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda visto de ambas as extremidades.

Deve-se reforçar que para a linha sintonizada para um pouco mais de meio comprimento de onda é desejável trabalhar com níveis de carregamento igual a 1,0 SIL, porque este permite operar com um perfil de tensão uniforme ao longo da linha. Na operação em carga leve não surge a região de sobretensão sustentada, mas esta condição resulta em perdas maiores se medidas mitigadoras não forem aplicadas (Vidigal, 2010).

Observam-se na Figura 5.3 as correntes para diferentes níveis de carregamento, sendo possível verificar que os níveis de corrente nas extremidades do sistema de transmissão são diretamente proporcionais ao carregamento em função do SIL. Além disto, as correntes na metade da linha sintonizada permanecem em torno de 1,0 p.u. Estas características também são observadas na linha de 2600 km.

Os bancos tipo “PI” e “T” instalados nas extremidades produzem na linha sintonizada um comportamento da corrente similar aos 1500 km centrais da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda.

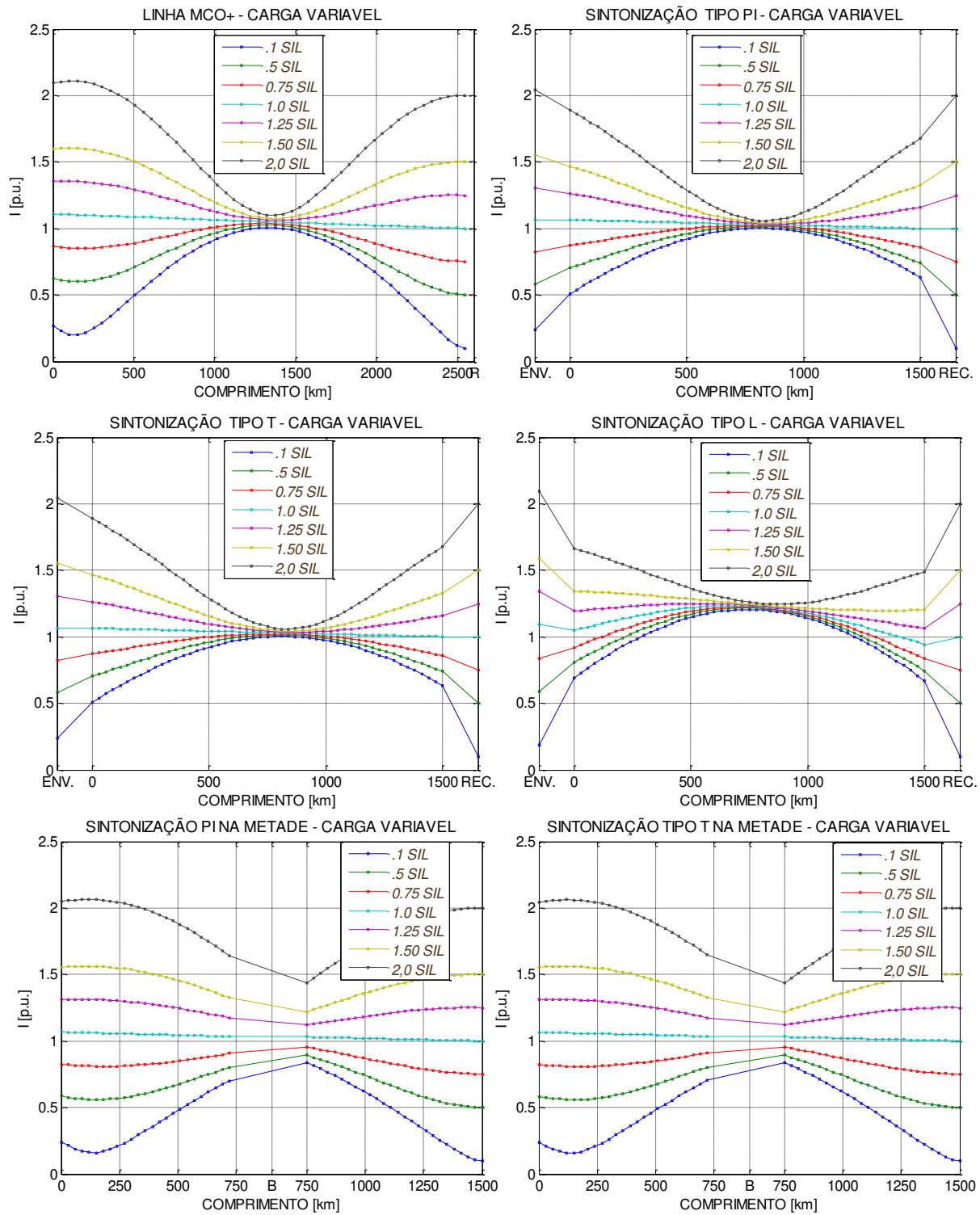


Figura 5.3 - Perfil de corrente ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do nível de carregamento e fator de potência unitário.

O banco tipo “L” instalado nas extremidades produz na linha sintonizada um comportamento da corrente levemente diferente, sendo que para qualquer nível de carregamento a corrente na metade da linha é aproximadamente 1,2 p.u.

As opções de sintonização com bancos tipo “PI” e “T” instalados na metade produzem na linha sintonizada um comportamento da corrente parecido aos primeiros 750 km da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda visto de ambas as extremidades.

A Figura 5.4 apresenta a variação do ângulo elétrico da tensão ao longo da linha para diferentes níveis de carregamento, com o intuito de verificar se o ângulo elétrico entre as extremidades do sistema de transmissão permanece em torno de 190° , não sendo desejados valores inferiores a 180° . Considera-se o ângulo da recepção como referência e igual a zero.

Para a linha de um pouco mais de meio comprimento de onda (MCO+) sem carregamento o ângulo elétrico se aproxima a 180° , com carga igual a 1,0 SIL o ângulo é 190° e para carga igual a 2,0 SIL o ângulo é 197° . Verifica-se que a linha de transmissão de 1500 km com as diferentes opções de sintonização tem um comportamento similar, operando sempre com ângulos entre 180° e 200° para todas as condições de carregamento. Deve-se considerar que na operação da linha a impedância interna do gerador e a impedância do transformador elevador assegurariam uma adequada margem de ângulo.

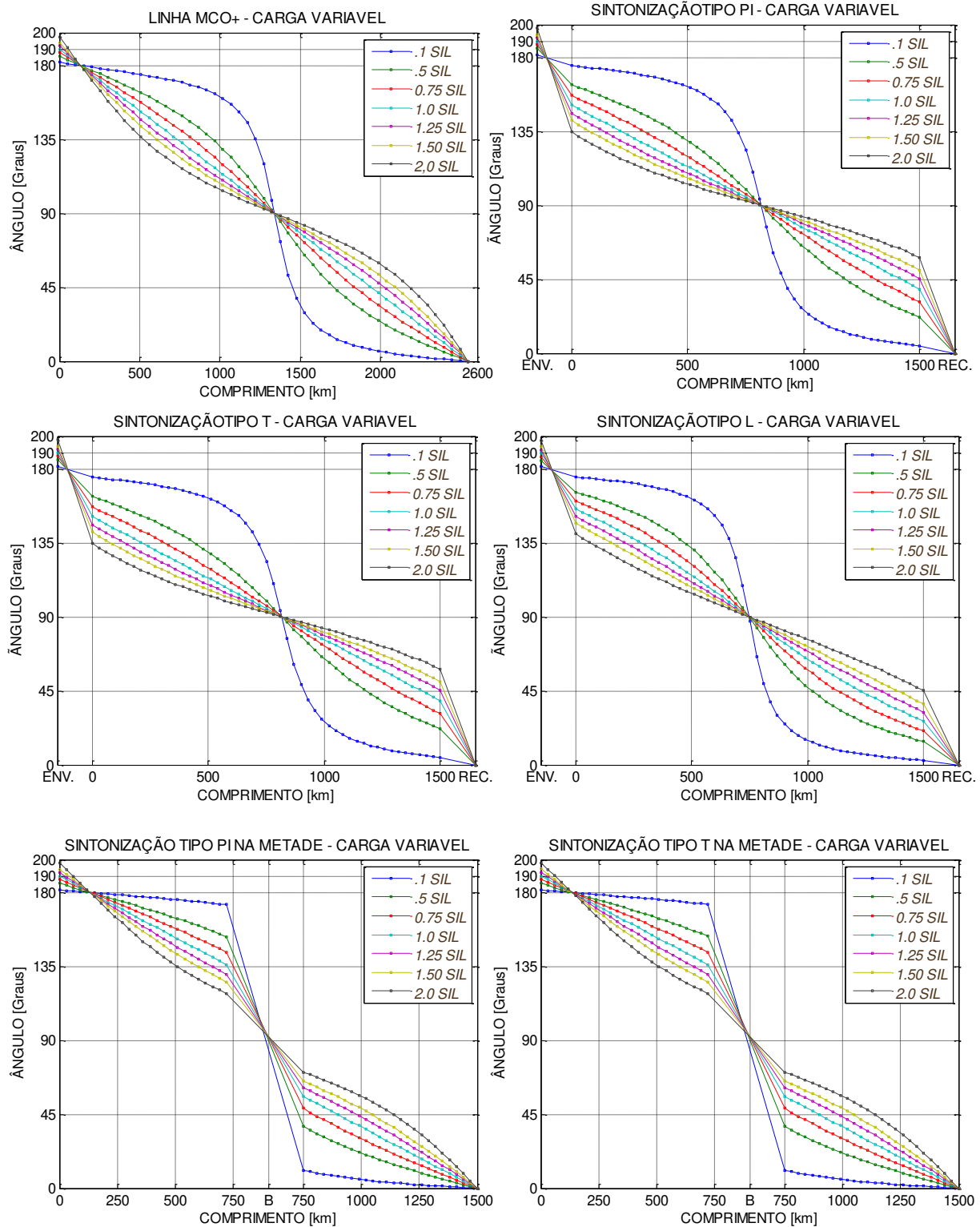


Figura 5.4 - Ângulo da tensão ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do nível de carregamento e fator de potência unitário.

5.2.2 Perfil de Tensão e Corrente para diferentes condições de fator de potência

De forma similar ao caso anterior, foi determinado o perfil de tensão, de corrente e de ângulo elétrico considerando o sistema de transmissão isolado e alimentado a partir de um barramento infinito em regime permanente com nível de carregamento igual à potência característica (1,0 SIL) e com fator de potência variável. Porém, deve-se destacar que não se justifica economicamente a transmissão de potência reativa através de comprimentos muito longos e que a operação com fatores de potência diferentes da unidade não é desejada. Para a operação da TMO o fluxo de reativo deve ser compensado localmente.

Nas simulações considera-se que a tensão é regulada para que a tensão no terminal de recepção seja 1,0 p.u. e que a potência de 1,0 SIL é injetada no terminal emissor. A Figura 5.5 apresenta os perfis de tensão, e a Figura 5.6 apresenta os perfis de corrente para o presente caso analisado.

Na Figura 5.5 observa-se que diferentes valores de fator de potência da carga alteram a regulação de tensão entre as extremidades do sistema de transmissão. A linha de 2600 km com carregamentos com fator de potência capacitivos precisa de menor regulação de tensão do que quando opera com carregamentos com fator de potência indutivos. Este comportamento também é verificado para a linha de 1500 km sintonizada com as diferentes opções avaliadas.

Para a TMO ocorrem sobretensões sustentadas aproximadamente a um oitavo do comprimento de onda ($\lambda/8$), como pode ser visto na Figura 5.5. Podem ser observadas sobretensões no meio da linha, sendo estas maiores para fatores de potência mais afastados da unidade.

Pode-se verificar que os bancos tipo “PI” e “T” instalados nas extremidades produzem na linha sintonizada um comportamento de tensão similar aos 1500 km centrais da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda, e as opções de sintonização com bancos tipo “PI” e “T” instalados na metade da linha produzem na linha sintonizada um comportamento da tensão similar aos primeiros 750 km da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda visto de ambas as extremidades.

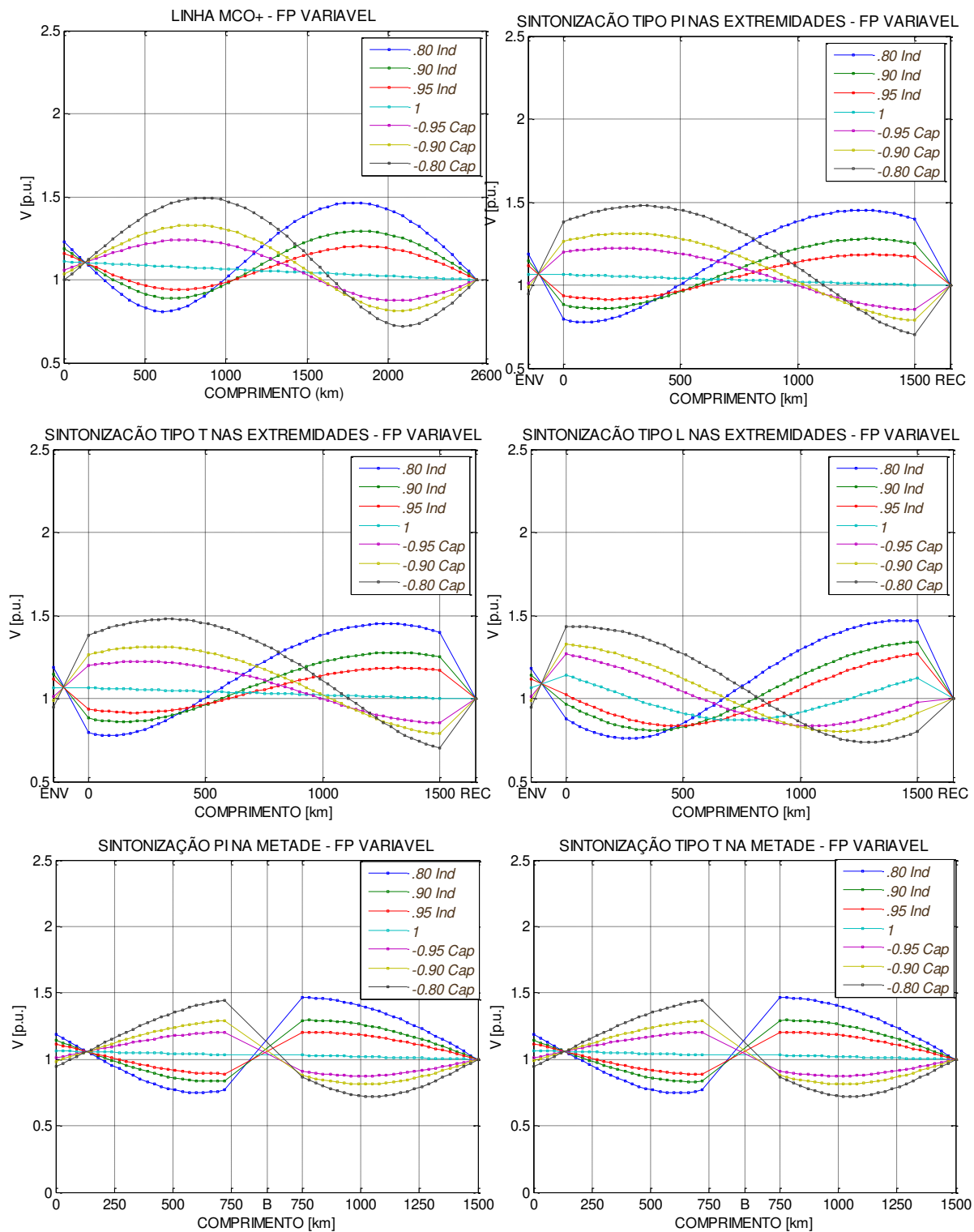


Figura 5.5 - Perfil de tensão ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do fator de potência da carga.

Além de não se desejar transmitir potência reativa de um terminal ao outro da TMO, verifica-se que para a linha sintonizada para um pouco mais de meio comprimento de onda é desejável trabalhar com níveis de fator de potência unitário, porque permite operar com um perfil de tensão uniforme ao longo da linha, evitando condições de sobretensão.

Observa-se na Figura 5.6 que os diferentes valores de fator de potência da carga alteram os níveis de corrente nas extremidades do sistema de transmissão. Na TMO fatores de potência diferentes da unidade elevam o nível de corrente nas extremidades e no meio da linha, apesar da potência transferida ser igual à 1,0 SIL. Como se observa na Figura 5.6, este comportamento se repete para a linha de 1500 km sintonizada com as diferentes opções avaliadas.

Para este caso também se observa que os bancos tipo “PI” e “T” instalados nas extremidades produzem na linha sintonizada um comportamento da corrente similar aos 1500 km centrais da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda, e que as opções de sintonização com bancos tipo “PI” e “T” instalados na metade produzem na linha sintonizada um comportamento da corrente semelhante aos primeiros 750 km da linha de um pouco mais de meio comprimento de onda visto de ambas as extremidades.

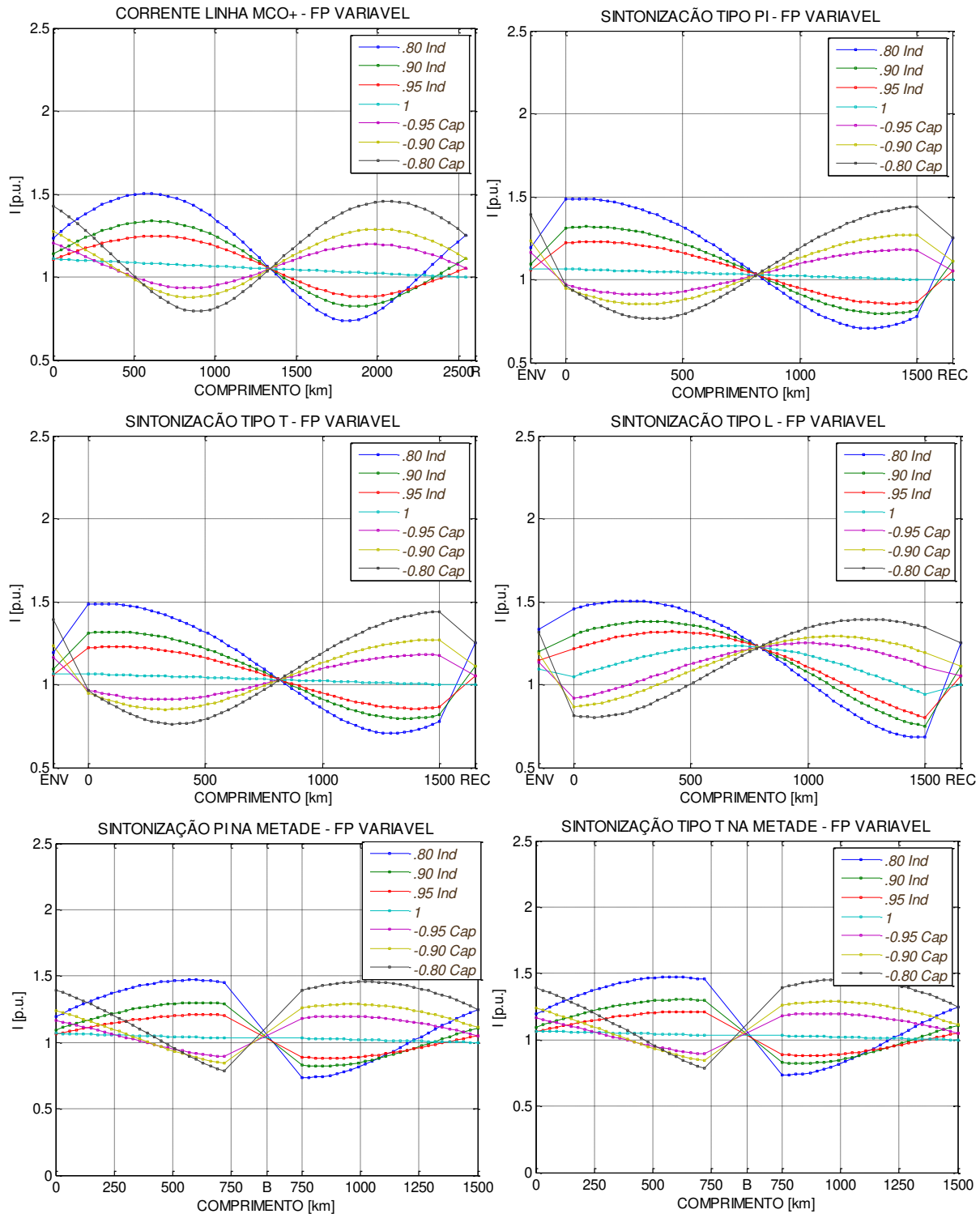


Figura 5.6 - Perfil de corrente ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do fator de potência da carga.

Com o objetivo de verificar se o ângulo elétrico entre as extremidades do sistema de transmissão permanece ao redor de 190° para os diferentes valores de fator de potência da carga, a Figura 5.7 apresenta a variação do ângulo elétrico da tensão ao longo da linha com as opções de sintonização avaliadas. Considera-se que o ângulo da recepção é a referência igual à zero.

Para a TMO se observa que, com a variação do fator de potência entre 0,8 indutivo e 0,8 capacitivo, o ângulo elétrico varia entre 185° e 195° . Verifica-se que a linha de transmissão de 1500 km com as diferentes opções de sintonização têm um comportamento similar, operando também entre 185° e 195° . Deve-se destacar novamente que na operação real da linha a impedância interna do gerador e a impedância do transformador elevador assegurariam uma adequada margem de ângulo para operação da linha.

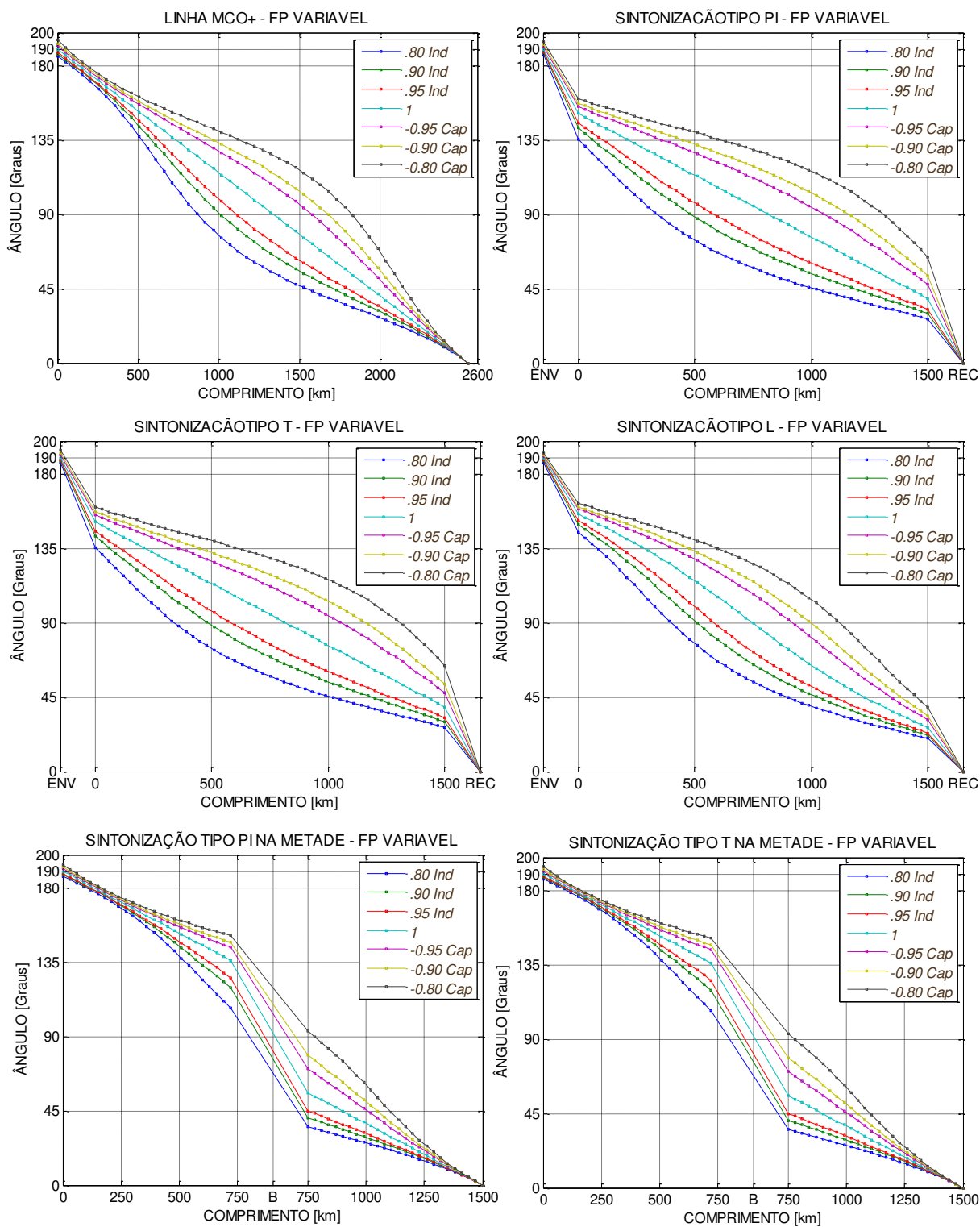


Figura 5.7 - Ângulo da corrente ao longo da linha para diferentes opções de sintonização com variação do nível de carregamento.

5.2.3 Eficiência para diferentes condições de carregamento

As perdas do sistema de transmissão sintonizada para um pouco mais de meio comprimento de onda foram determinadas pela diferença da potência ativa entre os barramentos de envio e recepção segundo (5.1) e a eficiência dividindo as perdas pela potência de envio segundo (5.2).

$$P_{SMCO} = P_{recepção} - P_{emissão} \quad (5.1)$$

$$\eta_{SMCO} = \frac{P_{recepção} - P_{emissão}}{P_{emissão}} \quad (5.2)$$

De forma similar aos casos anteriores, considera-se, para o cálculo, que o sistema está isolado e é alimentado a partir de um barramento infinito em regime permanente, e que a tensão é regulada para ter 1,0 p.u. no terminal de recepção, com a potência injetada no terminal emissor.

A Figura 5.9 apresenta a curva de eficiência em função da variação do carregamento da linha de transmissão, para as diferentes opções de sintonização avaliadas, assim como a curva de eficiência para a linha de um pouco mais de meio comprimento de onda. Pode-se observar que a linha de 1500 km sintonizada com quaisquer das opções tem melhor eficiência do que a linha de 2600 km, uma vez que elas têm menores perdas ativas por terem menor comprimento e, portanto, menor resistência longitudinal, e também pelo fato que os bancos de sintonização terem baixa resistência.

Como se observou nos itens anteriores, é desejável que a linha de transmissão sintonizada para meio comprimento de onda opere com níveis de carregamento iguais ou menores do que 1,0 SIL, sendo esta a faixa analisada.

Para cargas menores do que 1,0 SIL as opções de sintonização “PI” e ”T” instaladas nas extremidades da linha apresentam uma eficiência ligeiramente superior às opções de sintonização “PI” e ”T” instaladas na metade da linha. A opção de sintonização tipo “L” é a alternativa de menor eficiência. Estes resultados se devem principalmente ao fato do comportamento de corrente ao longo da linha, dado que as correntes nas extremidades da

linha são proporcionais ao carregamento e as opções de sintonização instaladas nas extremidades da linha aproveitam um pouco mais as vantagens de terem menor resistência nos bancos de sintonização. As linhas de meio comprimento de onda devem operar com cargas superiores a 0,5 SIL para melhorar a sua eficiência. No caso da linha de 1500 km sintonizada, sob o mesmo critério pode-se considerar a operação com cargas superiores a 0,25 SIL como tendo níveis de eficiência adequados.

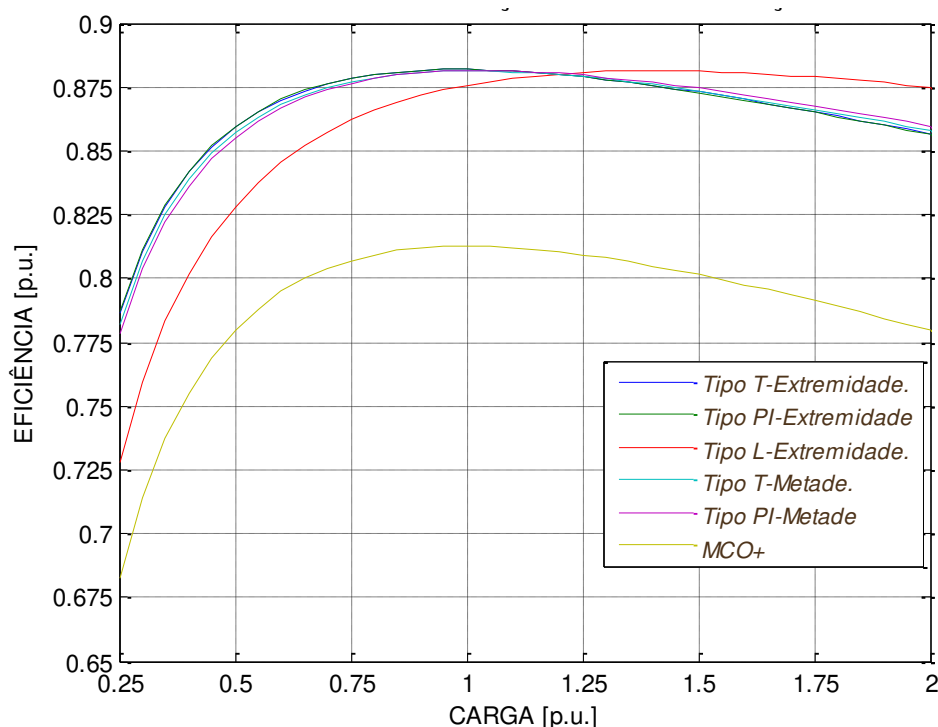


Figura 5.8 - Curva de eficiência da linha sintonizada para diferentes valores de carregamento.

Na Figura 5.9 apresenta-se a curva de perdas ativas em função da variação do carregamento da linha de transmissão para as diferentes opções de sintonização avaliadas, assim como a curva de perdas ativas para a linha de um pouco mais de meio comprimento de onda. Pode-se verificar que as perdas ativas das linhas sintonizadas são menores do que as perdas da linha de meio comprimento de onda, e que as opções “PI” e “T” instaladas

nas extremidades do tronco apresentam as menores perdas quando comparadas com as outras opções de sintonização.

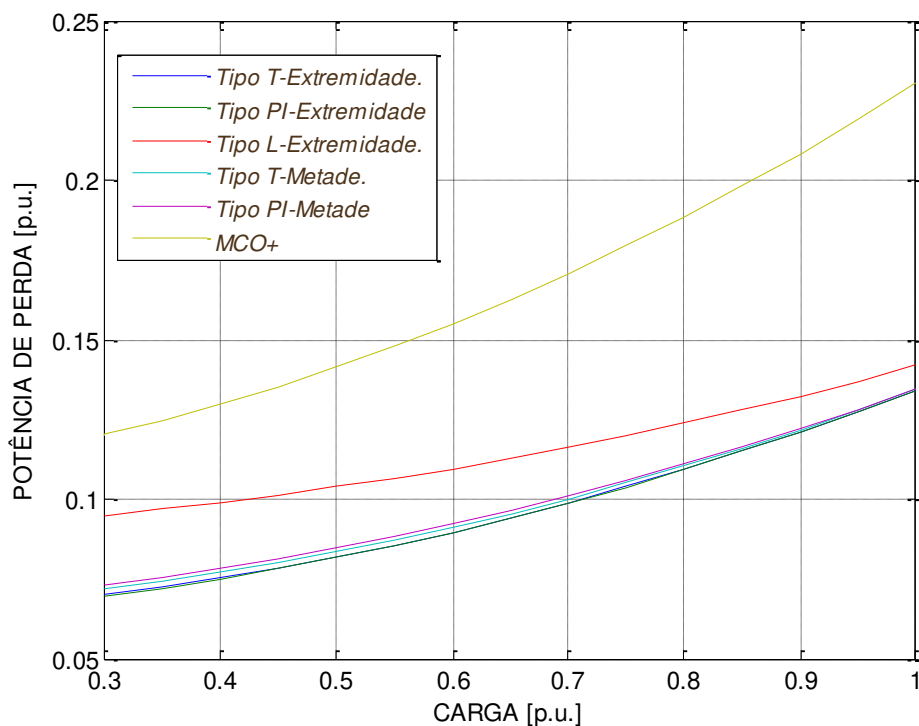


Figura 5.9 - Curva de perdas ativas da linha sintonizada para diferentes valores de carregamento.

5.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

Para condições de operação em regime, as opções de sintonização tipo “PI” e “T” instaladas nas extremidades da linha de 1500 km são as que melhor reproduzem as características de meio comprimento de onda, com tensões próximas a 1,0 p.u. nos barramentos de envio e recepção para qualquer condição de carregamento.

Observa-se também que é recomendável que a linha de 1500 km sintonizada para meio comprimento de onda considere as seguintes características de operação:

- Não superar o nível de carregamento máximo projetado de 1,0 SIL para evitar sobretensões no meio da linha. Linhas convencionais são normalmente projetadas para trabalhar como cargas máximas iguais à potência característica (SIL), portanto, este procedimento deve ser estendido para as linhas transmissão de meio comprimento de onda. Caso haja necessidade de operar em sobrecarga deve ser definido o período de sobrecarga uma vez que a tensão na região central da linha terá sobretensões sustentadas proporcionais. Sugere-se que uma sobrecarga contínua não exceda 10 %.
- Níveis de carregamento da linha de transmissão maior que 0,25 SIL proporcionam uma melhor eficiência do sistema de transmissão.
- Manter o fator de potência unitário para evitar sobretensões e sobrecorrentes ao longo da linha. A operação com fator de potência unitário é normalmente aplicada na transmissão de grandes blocos de energia, uma vez que não é recomendável nem técnica nem economicamente a transmissão de potência reativa através de longas distâncias. A energia reativa deve ser compensada localmente nas barras terminais, o que pode ser feito com o auxílio de um compensador estático ou compensador síncrono.

Para todas as condições de operação avaliadas se observa que o ângulo elétrico é mantido dentro da faixa aceitável, ou seja, maior do que 180° e menor do que 200° .

Para as análises posteriores será estudada somente a opção de sintonização tipo PI instalada nas extremidades da linha, por ser a que melhor reproduz as características de meio comprimento de onda e por apresentar uma ligeira vantagem de eficiência em relação às outras opções. Além disto, a instalação dos bancos nas extremidades tem a vantagem econômica de evitar a construção de uma subestação adicional no meio da linha.

Capítulo 6

6 SIMULAÇÃO DE CURTO CIRCUITO AO LONGO DA LINHA SINTONIZADA

Os sistemas elétricos de potência estão sujeitos à ocorrência de faltas de diferentes tipos, as quais, dependendo da severidade, podem produzir variações críticas das grandezas elétricas como tensão e/ou corrente, comprometendo a vida útil dos equipamentos e a confiabilidade do sistema elétrico. Curto circuitos ao longo de linhas de transmissão de meio comprimento de onda podem gerar sobretensões elevadas se estas ocorrerem em trechos críticos da linha, razão pela qual avaliam-se os níveis de tensão para falta ao longo da linha de 1500 km sintonizada para meio comprimento de onda.

Neste capítulo é feita uma descrição do modelo de linha utilizado e as limitações que se apresentam para a análise de curto circuito em linhas de meio comprimento de onda. Apresentam-se os resultados das simulações de curto circuito e, finalmente, se faz uma análise da impedância em frequência fundamental da linha sintonizada, com o intuito de analisar o mecanismo das sobretensões e os trechos da linha nas quais as faltas tornam-se críticas.

6.1 CONSIDERAÇÕES DO MODELO DE LINHA DE TRANSMISSÃO

A linha de transmissão em estudo, descrita mais em detalhe no item 4.1.1, foi implementada no PSCAD/EMTDC com o modelo que representa a dependência dos parâmetros longitudinais com a frequência no domínio das fases.

As linhas de meio comprimento de onda são alternativas de transmissão que, para condições de falta em algumas regiões críticas, podem atingir níveis de sobretensões sustentadas, em alguns casos, acima de 2,0 p.u.

Deve-se observar que as linhas de transmissão são projetadas para que a tensão nominal seja a tensão limite para a ocorrência do efeito corona (Portela, 2009 e Maciel, 2013). Desta forma, quando, durante a ocorrência de um transitório, as tensões fase-terra atingem valores superiores à tensão de projeto, os condutores estarão submetidos à ocorrência do efeito corona.

O efeito corona somente é estudado em linhas de comprimento menores na fase de projeto, mas não é normalmente considerado nos estudos de transitórios eletromagnéticos. Além disto, a proteção de sobretensão é projetada para atuar para tensões fase-terra sustentadas superiores a 1,20 pu. Desta forma, as linhas de comprimentos regulares são retiradas de serviço durante a ocorrência de perturbações que causem sobretensões sustentadas.

No entanto, as TMO apresentam sobretensões sustentadas maiores do que 2,0 pu para a ocorrência de faltas em regiões específicas. Estas sobretensões podem impedir a abertura dos disjuntores, restringindo a atuação correta da proteção. Nestes casos a modelagem do efeito corona é importante, uma vez que o fenômeno pode ir limitar as sobretensões de forma importante e é necessário obter as sobretensões que de fato irão surgir na linha.

Existem diversos modelos teóricos e experimentais para representar o efeito corona. No entanto, devido à sua característica não linear esta modelagem apresenta alto grau de complexidade para a sua implementação nos programas de transitórios que trabalham no domínio do tempo.

Desta forma, o modelo de linha de transmissão usado neste estudo não considera o efeito corona. Além do efeito corona, também se deve considerar que em um sistema elétrico real o sistema de proteção para as linhas de meio comprimento de onda deve ser concebido e ajustado para atuar rapidamente interrompendo o circuito e evitando que a tensão atinja níveis muito elevados.

Para todas as simulações se considera a operação da linha em vazio, com o intuito de observar a resposta natural das linhas TMO. Porém, pesquisas posteriores devem verificar a

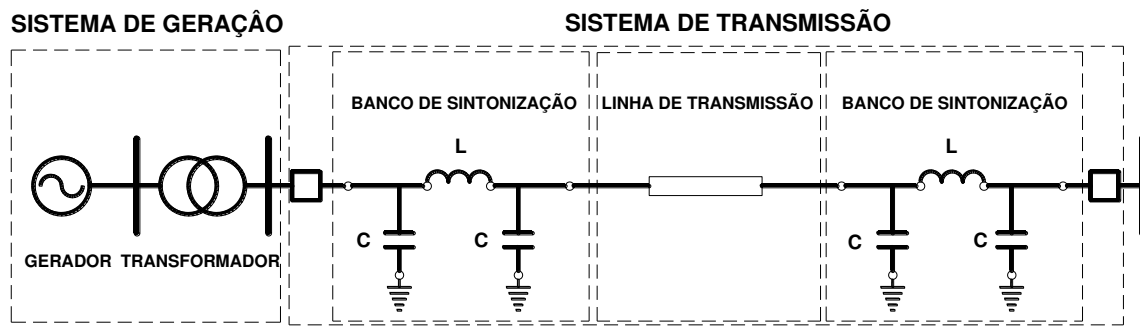
influência das cargas e de outros fatores como a potência de curto nos barramentos terminais.

6.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE CURTO CIRCUITO AO LONGO DA LINHA

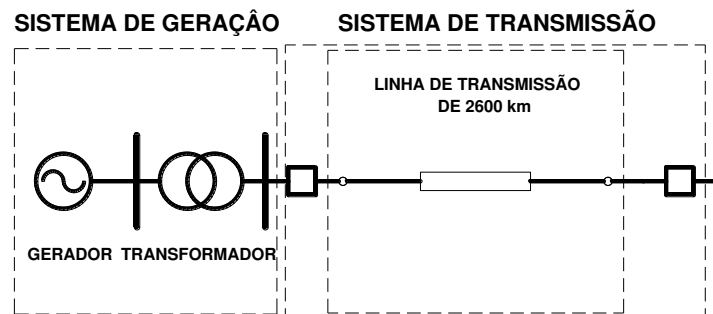
Num sistema de potência tipicamente as faltas mais severas são os curto circuitos trifásicos, sendo, contudo, as menos prováveis. As faltas que se apresentam em maior frequência são as monofásicas, motivo pelo qual para a presente pesquisa analisam-se estes dois tipos de falta.

A Figura 6.1 apresenta o sistema elétrico em análise. A linha de 1500 km e o sistema de geração são modelados segundo o descrito no item 4.1, e o banco de sintonização usado é o tipo “Pi” descrito no item 5.1. A linha foi suposta em vazio.

Para a análise de curto circuito o sistema elétrico foi modelado no programa PSCAD e foi implementado um controle baseado nos componentes e ferramentas do programa para se obter o valor eficaz de regime permanente das tensões durante as faltas.



a. Sistema elétrico com a linha de 1500 km sintonizada.



b. Sistema com a linha de 2600 km de um pouco mais de meio comprimento de onda.

Figura 6.1 - Diagrama do sistema elétrico para análise das faltas.

As faltas foram modeladas usando uma resistência de $10 \, \Omega$ e foram aplicadas em pontos discretos ao longo da linha para obter os perfis de tensão para cada falta. Os pontos de falta foram escolhidos coincidindo com os pontos ao longo da linha onde estão localizadas as torres para rotação das fases para a transposição da linha. Os pontos de monitoramento para obter o perfil de tensão também coincidem com os pontos de falta e são apresentados na Tabela 6.1.

Nesta etapa foi analisada a influência da transposição nos transitórios obtidos, representando a linha com transposição ideal e com a transposição real, descrita no item 3.1. Para este propósito a linha de 2600 km, apresentada na Figura 6.2 também foi modelada no PSCAD, e foram simuladas as mesmas faltas ao longo da linha. Os pontos de

aplicação de falta e monitoramento da tensão para a linha de 2600 km são apresentados na Tabela 6.2.

Os resultados das simulações de curto circuito descritos acima são apresentados nos itens a seguir.

Tabela 6.1 - Pontos de falta e monitoramento de tensão ao longo da linha de 1500 km.

Barra de emissão	562,5 km	1187,5 km
0,0 km	687,5 km	1312,5 km
62,5 km	750,0 km	1437,5 km
187,5 km	812,5 km	1500,0 km
312,5 km	937,5 km	Barra de Recepção
375,0 km	1062,5 km	
437,5 km	1125,0 km	

Tabela 6.2 - Pontos de falta e monitoramento de tensão ao longo da linha de 2600 km.

0 km	975 km	1950 km
162,5 km	1137,5 km	2112,5 km
325 km	1300 km	2275 km
487,5 km	1462,5 km	2437,5 km
650 km	1625 km	2600 km
812,5 km	1787,5 km	

6.2.1 Falta Trifásicas

A Tabela 6.3 apresenta os níveis de tensão eficaz de regime permanente ao longo da linha de 1500 km sintonizada quando um curto circuito trifásico é aplicado em diferentes pontos da linha.

Para este caso a linha é representada com transposição ideal e verifica-se que tensão de falta é igual nas três fases. O Apêndice I observam-se os resultados do nível de tensão para as três fases.

Os níveis de tensão estão marcados com uma escala de cor conforme apresentado a seguir:

- Tensão < 1,0 p.u. : cor verde claro, sobretensão baixa
- 1,0 p.u. < Tensão < 2,0 p.u. : cor laranja, sobretensão normal
- Tensão > 2,0 p.u. : cor vermelha, sobretensão anormal

As faltas trifásicas que produzem sobretensões anormais ao longo da linha de 1500 km sintonizada estão localizadas entre os quilômetros 1250 e 1500. Faltas entre estes pontos da linha produzem sobretensões que podem ir desde a barra de envio (ENV) até o quilômetro 1000, aproximadamente.

A Tabela 6.4 apresenta os níveis de tensão ao longo da linha de 2600 km quando um curto circuito trifásico é aplicado em diferentes pontos da linha. Usa-se a mesma escala de cores do caso anterior para diferenciar os níveis normais e críticos de sobretensão. Também neste caso a linha é modelada com transposição ideal e verifica-se se a resposta da tensão eficaz de falta é igual nas três fases. No Apêndice I seção A apresentam-se resultados do nível de tensão para as três fases.

Na linha de 2600 km, as faltas trifásicas que produzem sobretensões anormais ao longo da linha estão localizadas entre os quilômetros 1700 e 2150 aproximadamente. Faltas entre estes pontos da linha produzem sobretensões que podem ir desde a barra de envio (ENV) no quilômetro zero até o quilômetro 1625, aproximadamente.

Tabela 6.3 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 1500 km em vazio.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,13
	0	0,55	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	63	0,59	0,10	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	188	0,65	0,21	0,15	0,06	0,05	0,04	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09
	313	0,71	0,32	0,26	0,15	0,06	0,05	0,05	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,05	0,07	0,08	0,09	0,11
	375	0,74	0,38	0,32	0,21	0,09	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,12
	438	0,77	0,44	0,38	0,27	0,15	0,10	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,10	0,11	0,14
	563	0,84	0,56	0,51	0,40	0,28	0,22	0,16	0,06	0,03	0,01	0,01	0,04	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,17	0,22
	688	0,91	0,70	0,65	0,54	0,43	0,36	0,30	0,17	0,05	0,02	0,02	0,08	0,14	0,17	0,19	0,25	0,29	0,31	0,40
	750	0,94	0,76	0,71	0,61	0,50	0,43	0,37	0,23	0,09	0,03	0,03	0,11	0,19	0,23	0,27	0,34	0,40	0,43	0,55
	813	0,97	0,81	0,77	0,67	0,55	0,49	0,42	0,28	0,14	0,07	0,04	0,11	0,20	0,24	0,28	0,35	0,42	0,45	0,58
	938	1,05	0,98	0,95	0,85	0,74	0,68	0,61	0,47	0,32	0,24	0,16	0,07	0,13	0,15	0,18	0,22	0,27	0,29	0,37
	1063	1,18	1,23	1,20	1,12	1,01	0,95	0,88	0,73	0,56	0,47	0,38	0,20	0,09	0,11	0,13	0,17	0,20	0,21	0,27
	1125	1,25	1,39	1,36	1,29	1,18	1,12	1,05	0,89	0,72	0,62	0,53	0,33	0,14	0,10	0,12	0,15	0,18	0,20	0,25
	1188	1,35	1,58	1,56	1,49	1,39	1,33	1,26	1,10	0,91	0,81	0,70	0,48	0,26	0,16	0,12	0,15	0,18	0,19	0,24
	1313	1,63	2,14	2,14	2,10	2,01	1,95	1,87	1,70	1,48	1,36	1,23	0,95	0,66	0,50	0,36	0,16	0,19	0,20	0,26
	1438	2,12	3,19	3,23	3,24	3,18	3,12	3,05	2,84	2,57	2,42	2,25	1,87	1,45	1,23	1,00	0,55	0,24	0,26	0,34
	1500	2,50	4,05	4,12	4,18	4,15	4,10	4,03	3,81	3,51	3,32	3,12	2,66	2,15	1,87	1,58	1,00	0,45	0,31	0,40
	REC.	0,20	0,93	1,02	1,18	1,32	1,38	1,43	1,50	1,54	1,55	1,55	1,51	1,45	1,40	1,35	1,22	1,06	0,97	0,12

Tabela 6.4 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 2600 km em vazio.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E F A L T A [km]	0	0,13	0,14	0,15	0,15	0,14	0,12	0,10	0,07	0,04	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,15
	163	0,30	0,09	0,10	0,10	0,09	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,02	0,04	0,06	0,07	0,09	0,09	0,10
	325	0,45	0,24	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07
	488	0,56	0,40	0,21	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
	650	0,66	0,53	0,37	0,20	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
	813	0,74	0,65	0,52	0,37	0,20	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07
	975	0,83	0,78	0,68	0,55	0,39	0,21	0,06	0,05	0,03	0,01	0,02	0,04	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09
	1138	0,94	0,92	0,86	0,75	0,61	0,43	0,23	0,07	0,04	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,14
	1300	1,08	1,12	1,10	1,03	0,90	0,73	0,52	0,28	0,08	0,02	0,06	0,12	0,18	0,22	0,26	0,28	0,29
	1463	1,28	1,41	1,46	1,44	1,34	1,17	0,94	0,66	0,35	0,05	0,17	0,35	0,51	0,65	0,76	0,82	0,85
	1625	1,59	1,84	2,00	2,06	2,01	1,86	1,61	1,28	0,88	0,45	0,14	0,29	0,42	0,53	0,62	0,67	0,69
	1788	2,41	3,05	3,55	3,86	3,98	3,90	3,61	3,14	2,51	1,75	0,92	0,29	0,43	0,55	0,64	0,69	0,71
	1950	1,88	2,72	3,45	4,02	4,38	4,52	4,43	4,11	3,58	2,86	2,01	1,06	0,34	0,43	0,50	0,54	0,56
	2113	0,53	0,94	1,37	1,74	2,03	2,21	2,29	2,24	2,08	1,81	1,45	1,02	0,54	0,17	0,20	0,22	0,22
	2275	0,27	0,34	0,61	0,88	1,12	1,31	1,43	1,47	1,45	1,34	1,17	0,94	0,66	0,35	0,11	0,12	0,12
	2438	0,38	0,21	0,26	0,46	0,67	0,85	0,99	1,08	1,12	1,10	1,02	0,89	0,71	0,50	0,27	0,08	0,09
	2600	0,50	0,32	0,18	0,22	0,38	0,56	0,71	0,83	0,91	0,94	0,92	0,86	0,75	0,60	0,42	0,23	0,07

A Figura 6.2 apresenta as máximas tensões fase-terra medidas ao longo de toda a linha, tanto para a de 1500 km sintonizada como a de 2600 km, variando o local de aplicação da falta. Neste gráfico se observa a resposta das tensões por fase e a diferença de representar as linhas com transposição ideal e transposição real.

Neste perfil pode-se observar com mais clareza os trechos de linha que são mais críticos para a ocorrência de falta, e que resultam em níveis de sobretensões anormais sobre a linha de transmissão. Assim para a linha de 1500 km, como já indicado, as sobretensões anormais acontecem entre o quilômetro 1250 a 1500. Pode-se ver também que quando a linha é representada como idealmente transposta a resposta é igual para todas as fases, porém, quando a transposição real é representada se produz um desequilíbrio entre as fases, sendo mais notório para faltas no trecho crítico.

Para a linha de 2600 km o trecho crítico onde as faltas produzem sobretensões anormais pode ser alterado em função da representação da transposição. Com a transposição ideal o trecho crítico ocorre entre o quilômetro 1600 a 2100 e para a transposição real o trecho crítico ocorre entre o quilômetro 1850 e 2400.

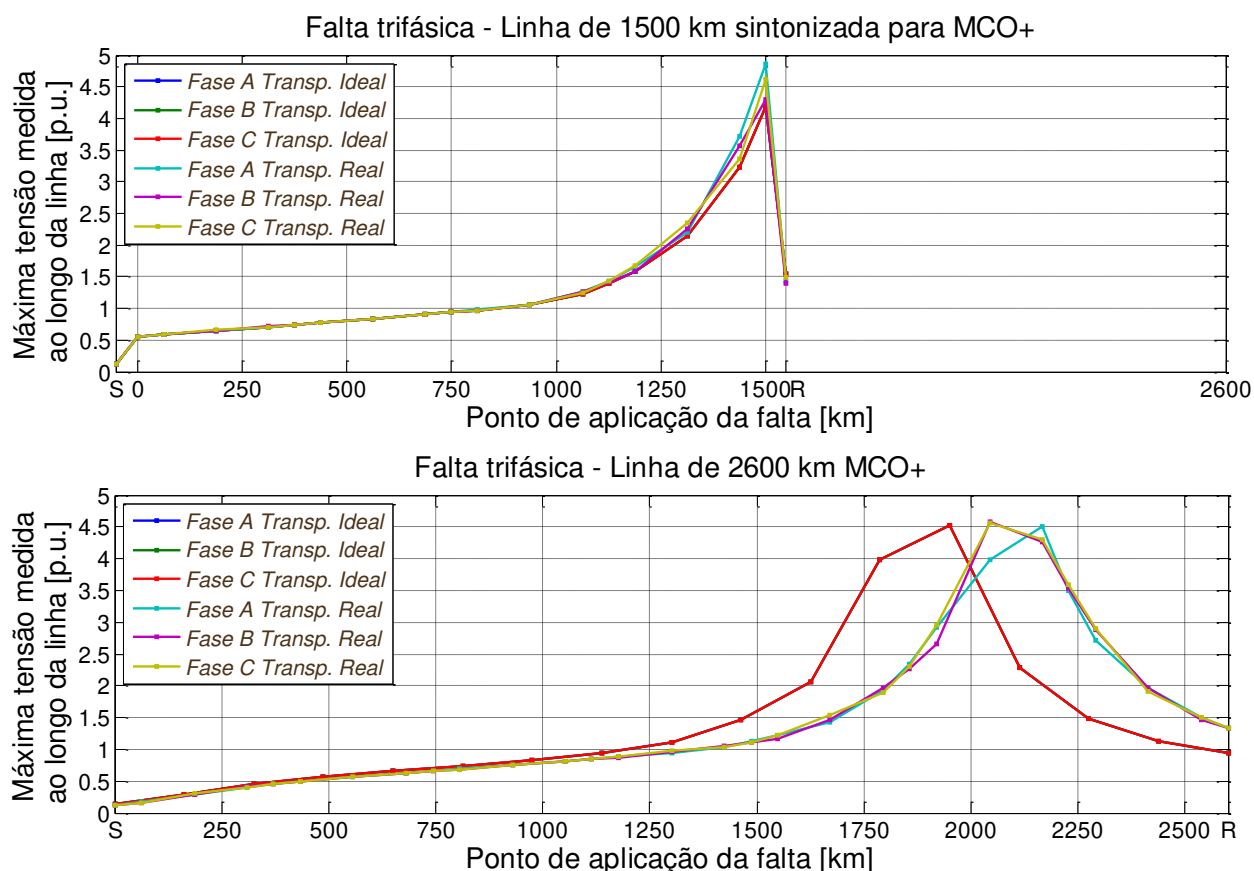


Figura 6.2 - Nível máximo de tensão para falta trifásica apresentado na linha em função do ponto de aplicação de falta. Comparação entre linha de 1500 km e linha de 2600 km em vazio.

A Figura 6.3 apresenta a máxima tensão em cada ponto de medida ao longo de toda a linha para faltas trifásicas na região crítica, tanto na linha de 1500 km como a linha de 2600 km. Neste gráfico se observa a resposta das tensões por fase e a diferença de representar as linhas com transposição ideal e transposição real.

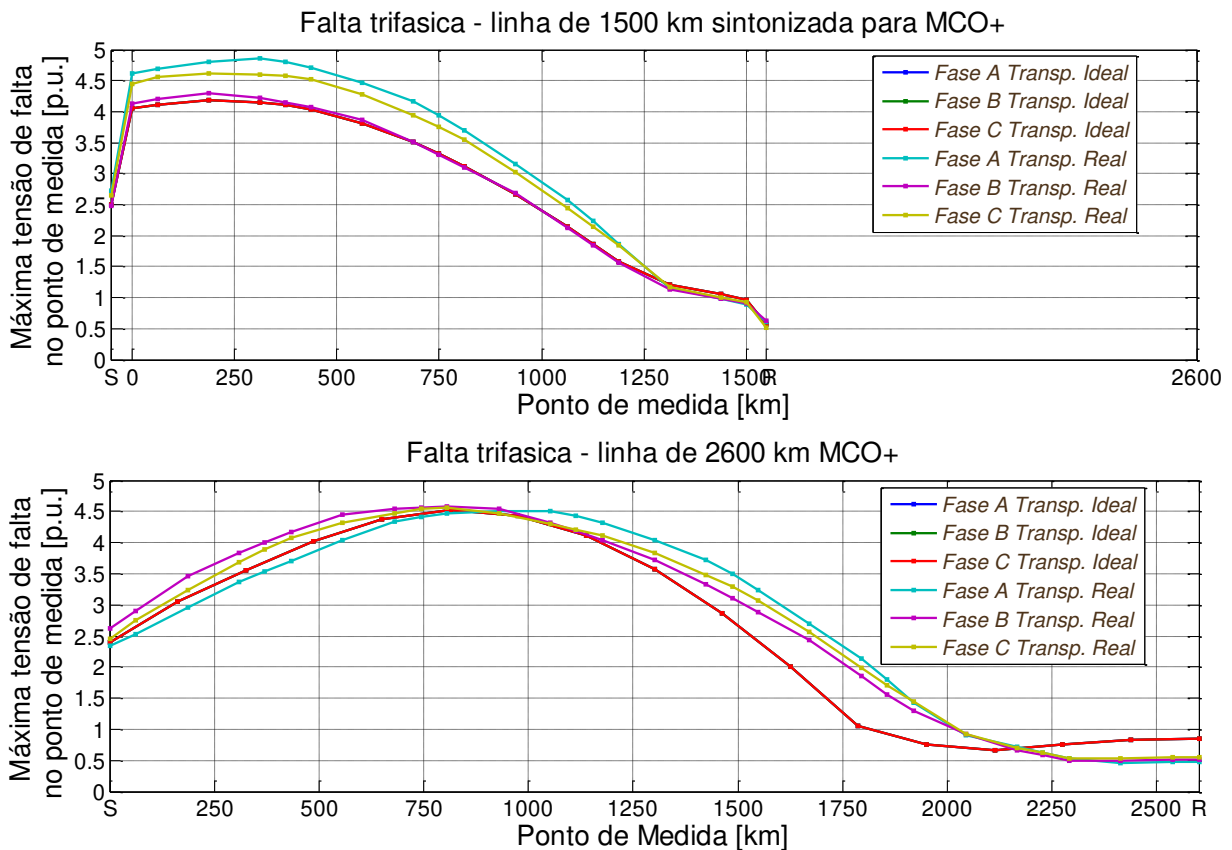


Figura 6.3 - Nível máximo de tensão ao longo linha para falta trifásica na região crítica. Comparação entre a linha de 1500 km e linha de 2600 km em vazio.

Neste perfil pode se observar com clareza os trechos de linha expostos a maiores níveis de sobretensões para falta trifásica na região crítica. Assim, para a linha de 1500 km, como já indicado, as sobretensões anormais acontecem entre o quilômetro zero, incluído a barra de envio (S) até o quilômetro 1000, aproximadamente. Quando a linha é representada como idealmente transposta, a resposta é igual para todas as fases, porém, quando a transposição real é representada aparece um desequilíbrio entre as fases, e as sobretensões anormais apresentam-se até o quilômetro 1100.

Para a linha de 2600 km os trechos expostos a sobretensões anormais para faltas trifásicas na região crítica vão desde o quilômetro zero até o quilômetro 1625, quando a linha é representada com transposição ideal, e até o quilômetro 1750, quando a linha é representada com transposição real.

Analisando-se somente os valores e os locais de ocorrência das sobretensões verifica-se que na linha sintonizada as sobretensões são maiores e mais próximas do terminal emissor,

mantendo-se em valores muito elevados até o quilômetro 1000. A partir deste local até o terminal receptor as sobretensões se reduzem, o que não ocorre para a linha de 2600 km.

É importante reforçar que estas sobretensões, devido às faltas entre os quilômetros 1000 e 1500, de fato não chegariam a ocorrer, como analisado a seguir:

- Acima da tensão nominal o efeito corona se manifestaria, aumentando de intensidade quanto maior fosse a sobretensão. Isto resultaria em redução elevada das sobretensões, o que não foi modelado na presente pesquisa;
- Por ser uma transmissão ponto a ponto, somente serão instalados para-raios nos terminais da linha, e estes limitariam as sobretensões terminais em torno de 1,70 pu. Estes equipamentos não foram representados nesta fase do estudo porque estas sobretensões são sustentadas e os para-raios são dimensionados para limitar as sobretensões de manobra, que são transitórias. Os para-raios terminais convencionais não teriam capacidade de limitar estas sobretensões sem que medidas mitigatórias fossem implementadas conjuntamente;
- A proteção de distância deve atuar rapidamente, retirando a linha da condição de falta. No entanto, sobretensões elevadas podem sobrecarregar os disjuntores, sendo necessário que medidas mitigadoras sejam adotadas, como a proposta de provocar disrupção em pontos definidos durante a ocorrência de faltas em locais críticos, o que eliminaria a severidade das faltas trifásicas nestes locais (Gertrudes et al., 2013). Este estudo está fora do escopo da presente pesquisa e deverá ser objeto de trabalhos futuros.

6.2.2 Faltas Monofásicas

As Tabelas 6.5, 6.6 e 6.7 apresentam os níveis de tensão fase-terra para as fases A, B e C ao longo da linha de 1500 km quando um curto circuito monofásico na fase A é aplicado ao longo da linha.

Para estas simulações a linha foi representada com transposição ideal e verifica-se que a resposta da tensão eficaz de falta é igual nas três fases. No Apêndice I seção B podem-se observar os resultados de nível de tensão para as três fases.

Da mesma forma que no item anterior, os níveis de tensão estão marcados com uma escala de cores segundo o seguinte:

- Tensão $< 1,0$ p.u. : cor verde claro, sobretensão baixa
- $1,0$ p.u. $<$ Tensão $< 2,0$ p.u. : cor laranja, sobretensão normal
- Tensão $> 2,0$ p.u. : cor vermelha, sobretensão anormal

Pode-se verificar que as três fases têm respostas diferentes por se tratar de uma falta assimétrica.

A fase A em falta não apresenta sobretensões anormais para faltas em qualquer ponto de aplicação.

A fase B apresenta sobretensões anormais quando a falta acontece na barra de recepção da linha, após o banco de sintonização, sendo que sobretensões anormais são observadas entre o quilômetro 200 e 875.

Na fase C as sobretensões anormais acontecem quando a falta é aplicada na barra de recepção do sistema de transmissão, sendo que sobretensões anormais são observadas entre o quilômetro 0 e 875 e entre os quilômetros 1450 e 1500, assim como na barra de recepção.

Tabela 6.5 - Nível de tensão fase A, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 1500 km em vazio.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,16	0,11	0,08	0,03	0,10	0,13	0,15	0,20	0,22	0,22	0,22	0,20	0,17	0,15	0,14	0,12	0,15	0,17	0,22
	0	0,63	0,06	0,04	0,15	0,26	0,30	0,33	0,39	0,41	0,40	0,39	0,33	0,23	0,20	0,16	0,16	0,27	0,33	0,42
	63	0,70	0,20	0,06	0,15	0,32	0,37	0,41	0,50	0,53	0,53	0,51	0,44	0,33	0,28	0,24	0,21	0,33	0,40	0,52
	188	0,80	0,45	0,32	0,05	0,26	0,36	0,46	0,64	0,74	0,76	0,76	0,72	0,61	0,56	0,51	0,42	0,45	0,51	0,65
	313	0,90	0,63	0,52	0,26	0,03	0,12	0,24	0,49	0,66	0,71	0,76	0,79	0,76	0,74	0,72	0,65	0,60	0,61	0,78
	375	0,92	0,67	0,57	0,34	0,12	0,03	0,11	0,35	0,53	0,60	0,65	0,72	0,72	0,73	0,73	0,68	0,64	0,65	0,83
	438	0,93	0,70	0,61	0,39	0,19	0,10	0,02	0,22	0,40	0,47	0,53	0,62	0,66	0,68	0,70	0,68	0,67	0,68	0,87
	563	0,94	0,73	0,66	0,49	0,32	0,24	0,16	0,01	0,16	0,24	0,31	0,42	0,52	0,56	0,60	0,65	0,69	0,71	0,91
	688	0,94	0,76	0,70	0,57	0,43	0,36	0,29	0,15	0,00	0,07	0,14	0,27	0,40	0,45	0,51	0,61	0,69	0,72	0,93
	750	0,95	0,77	0,73	0,62	0,50	0,43	0,36	0,22	0,08	0,00	0,07	0,21	0,34	0,41	0,47	0,58	0,68	0,73	0,94
	813	0,95	0,80	0,76	0,67	0,57	0,51	0,45	0,31	0,16	0,08	0,00	0,14	0,29	0,36	0,42	0,56	0,68	0,73	0,94
	938	0,97	0,87	0,85	0,83	0,77	0,72	0,67	0,55	0,39	0,30	0,21	0,01	0,17	0,25	0,33	0,50	0,66	0,73	0,94
	1063	1,01	0,99	1,01	1,08	1,10	1,08	1,05	0,96	0,79	0,70	0,59	0,31	0,03	0,13	0,23	0,45	0,67	0,76	0,98
	1125	1,02	1,05	1,09	1,21	1,29	1,29	1,28	1,21	1,05	0,95	0,83	0,52	0,15	0,05	0,17	0,44	0,71	0,82	1,05
	1188	1,02	1,10	1,16	1,34	1,47	1,50	1,50	1,47	1,31	1,21	1,10	0,76	0,35	0,17	0,07	0,42	0,78	0,93	1,19
	1313	1,06	1,43	1,53	1,77	1,95	1,99	2,02	2,01	1,87	1,78	1,66	1,32	0,89	0,69	0,49	0,16	1,00	1,36	1,75
	1438	1,36	1,60	1,54	1,39	1,25	1,19	1,13	1,02	0,92	0,87	0,82	0,72	0,60	0,54	0,47	0,30	0,14	0,41	0,53
	1500	1,26	1,35	1,26	1,04	0,85	0,78	0,72	0,64	0,60	0,58	0,57	0,54	0,48	0,45	0,42	0,30	0,16	0,10	0,13
	REC.	1,42	2,00	1,83	1,45	1,25	1,23	1,24	1,34	1,48	1,53	1,59	1,70	1,81	1,83	1,85	1,90	1,88	1,82	0,22

Tabela 6.6 - Nível de tensão fase B, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 1500 km em vazio.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A	ENV.	0,81	0,66	0,59	0,43	0,28	0,20	0,13	0,03	0,14	0,19	0,24	0,33	0,40	0,43	0,46	0,49	0,52	0,54	0,69
	0	0,90	0,75	0,66	0,43	0,21	0,12	0,03	0,16	0,31	0,37	0,42	0,50	0,53	0,55	0,56	0,55	0,52	0,52	0,67
	63	0,90	0,72	0,70	0,43	0,18	0,11	0,12	0,29	0,45	0,51	0,56	0,62	0,62	0,62	0,62	0,56	0,49	0,47	0,61
	188	0,89	0,69	0,65	0,64	0,44	0,42	0,44	0,58	0,72	0,78	0,82	0,86	0,82	0,79	0,76	0,62	0,45	0,39	0,50
	313	0,91	0,75	0,73	0,71	0,72	0,68	0,66	0,70	0,76	0,79	0,81	0,82	0,78	0,76	0,73	0,64	0,57	0,56	0,72
	375	0,93	0,78	0,76	0,73	0,72	0,70	0,67	0,65	0,68	0,69	0,70	0,70	0,68	0,67	0,66	0,63	0,62	0,64	0,82
	438	0,94	0,80	0,77	0,73	0,69	0,66	0,63	0,58	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,58	0,60	0,61	0,66	0,69	0,89
	563	0,95	0,80	0,76	0,69	0,61	0,57	0,52	0,43	0,36	0,33	0,33	0,35	0,41	0,46	0,50	0,59	0,69	0,73	0,94
	688	0,95	0,79	0,74	0,64	0,53	0,47	0,41	0,30	0,20	0,17	0,16	0,24	0,35	0,41	0,47	0,59	0,69	0,73	0,94
	750	0,95	0,78	0,73	0,62	0,50	0,43	0,37	0,24	0,13	0,10	0,11	0,22	0,35	0,41	0,47	0,59	0,68	0,73	0,94
	813	0,95	0,77	0,72	0,60	0,47	0,40	0,33	0,19	0,06	0,04	0,10	0,23	0,36	0,42	0,48	0,59	0,68	0,72	0,93
	938	0,95	0,76	0,71	0,60	0,48	0,43	0,37	0,25	0,17	0,17	0,20	0,31	0,41	0,47	0,52	0,60	0,67	0,71	0,91
	1063	0,94	0,76	0,75	0,74	0,73	0,70	0,67	0,60	0,50	0,46	0,43	0,43	0,54	0,58	0,61	0,65	0,68	0,70	0,91
	1125	0,93	0,77	0,79	0,85	0,89	0,88	0,86	0,79	0,67	0,60	0,55	0,48	0,59	0,69	0,71	0,70	0,69	0,70	0,90
	1188	0,91	0,76	0,81	0,95	1,03	1,03	1,02	0,94	0,79	0,71	0,63	0,51	0,62	0,74	0,87	0,79	0,69	0,67	0,86
	1313	0,78	0,55	0,59	0,72	0,78	0,78	0,76	0,67	0,50	0,42	0,35	0,35	0,62	0,77	0,92	1,26	0,60	0,35	0,45
	1438	0,98	1,03	1,06	1,14	1,17	1,16	1,13	1,05	0,90	0,81	0,72	0,49	0,31	0,31	0,36	0,60	0,87	1,02	1,32
	1500	1,01	1,06	1,10	1,21	1,27	1,26	1,24	1,16	1,00	0,91	0,80	0,52	0,23	0,18	0,25	0,58	0,91	1,05	1,35
	REC.	0,68	1,15	1,41	2,01	2,47	2,60	2,70	2,77	2,62	2,49	2,33	1,80	1,12	0,82	0,51	0,27	1,00	1,28	1,64

Tabela 6.7 - Nível de tensão fase C, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 1500 km em vazio.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,90	0,77	0,75	0,71	0,64	0,60	0,55	0,45	0,34	0,29	0,24	0,20	0,26	0,32	0,39	0,53	0,68	0,74	0,96
	0	0,93	0,84	0,83	0,80	0,75	0,71	0,67	0,60	0,51	0,47	0,42	0,35	0,33	0,35	0,40	0,53	0,69	0,77	0,99
	63	0,95	0,86	0,91	0,89	0,85	0,82	0,79	0,73	0,65	0,60	0,55	0,45	0,39	0,40	0,43	0,56	0,74	0,82	1,06
	188	0,99	0,93	0,96	1,03	1,06	1,05	1,04	1,01	0,92	0,86	0,78	0,60	0,42	0,37	0,38	0,56	0,85	0,98	1,27
	313	1,00	0,94	0,97	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	0,89	0,81	0,72	0,49	0,23	0,15	0,20	0,53	0,89	1,03	1,33
	375	0,99	0,92	0,93	0,96	0,94	0,90	0,89	0,86	0,77	0,69	0,60	0,38	0,11	0,07	0,19	0,52	0,86	0,99	1,28
	438	0,98	0,88	0,89	0,89	0,85	0,81	0,76	0,72	0,62	0,55	0,47	0,27	0,02	0,11	0,24	0,53	0,82	0,94	1,20
	563	0,97	0,84	0,82	0,78	0,71	0,66	0,61	0,48	0,37	0,30	0,23	0,08	0,16	0,25	0,34	0,55	0,75	0,84	1,08
	688	0,96	0,81	0,78	0,71	0,62	0,56	0,50	0,36	0,21	0,14	0,06	0,09	0,25	0,33	0,41	0,57	0,72	0,78	1,00
	750	0,95	0,80	0,76	0,68	0,58	0,52	0,45	0,32	0,17	0,10	0,05	0,14	0,29	0,36	0,44	0,58	0,70	0,76	0,98
	813	0,95	0,79	0,74	0,64	0,53	0,47	0,41	0,28	0,16	0,11	0,10	0,19	0,33	0,39	0,46	0,58	0,69	0,74	0,95
	938	0,95	0,76	0,69	0,55	0,42	0,37	0,32	0,26	0,25	0,26	0,27	0,30	0,39	0,44	0,49	0,58	0,67	0,71	0,91
	1063	0,95	0,72	0,60	0,36	0,24	0,24	0,28	0,39	0,47	0,51	0,53	0,52	0,46	0,48	0,51	0,57	0,63	0,67	0,86
	1125	0,96	0,70	0,56	0,25	0,16	0,24	0,33	0,50	0,59	0,63	0,65	0,62	0,55	0,52	0,53	0,56	0,62	0,66	0,85
	1188	0,98	0,71	0,55	0,17	0,15	0,28	0,39	0,58	0,68	0,71	0,73	0,70	0,63	0,61	0,60	0,56	0,63	0,68	0,88
	1313	1,11	0,99	0,84	0,51	0,24	0,14	0,11	0,23	0,35	0,40	0,45	0,51	0,56	0,60	0,64	0,68	0,80	1,04	1,34
	1438	1,18	1,24	1,24	1,24	1,21	1,17	1,13	1,00	0,83	0,74	0,64	0,44	0,34	0,38	0,46	0,67	0,88	1,30	1,67
	1500	1,12	1,14	1,17	1,22	1,23	1,21	1,18	1,08	0,91	0,82	0,73	0,54	0,46	0,51	0,59	0,82	1,05	1,15	1,48
	REC.	1,54	2,16	2,38	2,84	3,13	3,17	3,18	3,06	2,70	2,48	2,23	1,53	0,78	0,57	0,58	1,21	1,97	2,28	2,93

As Tabelas 6.8, 6.9 e 6.10 apresentam os níveis de tensão ao longo da linha de 2600 km quando um curto circuito monofásico na fase A é aplicado em diferentes pontos da linha. Usa-se a mesma escala de cores do caso anterior para diferenciar os níveis normais e críticos de sobretensões. Para os resultados destas figuras a linha é modelada com transposição ideal. No Apêndice I seção B se apresentam resultados de nível de tensão para as três fases.

Tabela 6.8 - Nível de tensão fase A, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 2600 km em vazio.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E M E D I D A [km]	0	0,17	0,14	0,12	0,12	0,12	0,13	0,14	0,13	0,10	0,07	0,03	0,07	0,13	0,19	0,24	0,27	0,28
	163	0,64	0,07	0,14	0,29	0,43	0,53	0,59	0,58	0,50	0,36	0,16	0,12	0,37	0,61	0,81	0,94	0,99
	325	0,77	0,39	0,05	0,21	0,41	0,57	0,68	0,70	0,63	0,47	0,23	0,07	0,39	0,70	0,94	1,11	1,17
	488	0,82	0,55	0,28	0,05	0,28	0,52	0,69	0,77	0,74	0,59	0,34	0,08	0,36	0,70	0,99	1,17	1,24
	650	0,86	0,66	0,45	0,24	0,06	0,36	0,64	0,81	0,85	0,75	0,53	0,28	0,34	0,66	0,96	1,17	1,24
	813	0,93	0,78	0,63	0,47	0,27	0,07	0,42	0,72	0,88	0,89	0,77	0,60	0,52	0,65	0,87	1,04	1,11
	975	1,00	0,94	0,88	0,78	0,61	0,37	0,07	0,35	0,61	0,75	0,80	0,79	0,76	0,78	0,83	0,89	0,91
	1138	1,01	1,09	1,12	1,08	0,95	0,72	0,40	0,04	0,20	0,39	0,54	0,64	0,72	0,78	0,82	0,85	0,86
	1300	1,04	1,13	1,17	1,13	1,02	0,84	0,60	0,31	0,01	0,18	0,36	0,51	0,65	0,75	0,83	0,88	0,89
	1463	1,04	1,05	1,02	0,95	0,86	0,74	0,59	0,41	0,21	0,01	0,24	0,47	0,69	0,88	1,02	1,11	1,14
	1625	1,02	0,94	0,86	0,77	0,70	0,62	0,55	0,45	0,32	0,17	0,03	0,36	0,70	1,01	1,26	1,43	1,48
	1788	0,98	0,86	0,76	0,71	0,69	0,68	0,67	0,62	0,52	0,38	0,19	0,06	0,61	1,15	1,61	1,90	2,01
	1950	1,17	1,15	1,14	1,15	1,18	1,20	1,21	1,17	1,07	0,90	0,66	0,36	0,12	0,97	1,73	2,25	2,43
	2113	1,40	1,36	1,28	1,19	1,11	1,08	1,10	1,16	1,21	1,20	1,10	0,88	0,52	0,12	0,64	1,04	1,18
	2275	1,31	1,25	1,17	1,05	0,89	0,74	0,71	0,86	1,11	1,32	1,43	1,36	1,10	0,65	0,10	0,27	0,36
	2438	1,09	1,17	1,20	1,15	0,98	0,70	0,43	0,51	0,89	1,27	1,54	1,63	1,52	1,19	0,68	0,08	0,07
	2600	0,94	1,10	1,19	1,18	1,03	0,76	0,40	0,22	0,60	1,02	1,34	1,52	1,53	1,35	1,02	0,56	0,06

A fase A em falta apresenta sobretensões anormais maiores de 2.0 p.u. para faltas aplicadas entre os quilômetros 1800 e 2000. As sobretensões anormais são observadas entre os quilômetros 2350 e 2600.

A fase B não apresenta sobretensões anormais para qualquer falta aplicada ao longo da linha.

Tabela 6.9 - Nível de tensão fase B, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 2600 km em vazio.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E M E D I D A [km]	0	0,88	0,87	0,82	0,75	0,64	0,52	0,38	0,23	0,08	0,10	0,26	0,41	0,55	0,67	0,76	0,82	0,84
	163	0,94	1,14	0,96	0,74	0,51	0,31	0,24	0,30	0,37	0,41	0,42	0,44	0,51	0,62	0,73	0,81	0,84
	325	0,95	1,03	1,14	0,86	0,54	0,23	0,14	0,34	0,49	0,55	0,55	0,51	0,50	0,55	0,63	0,70	0,73
	488	0,94	0,95	0,98	0,99	0,62	0,23	0,14	0,42	0,61	0,69	0,67	0,59	0,49	0,44	0,48	0,54	0,57
	650	0,92	0,85	0,82	0,81	0,78	0,40	0,33	0,57	0,77	0,86	0,82	0,68	0,49	0,30	0,24	0,29	0,32
	813	0,91	0,76	0,70	0,71	0,74	0,71	0,62	0,76	0,91	0,98	0,93	0,77	0,55	0,32	0,19	0,22	0,26
	975	0,94	0,74	0,68	0,73	0,79	0,80	0,73	0,71	0,75	0,79	0,77	0,71	0,64	0,59	0,60	0,62	0,64
	1138	0,98	0,76	0,57	0,46	0,44	0,46	0,47	0,45	0,38	0,40	0,47	0,56	0,64	0,71	0,76	0,80	0,81
	1300	1,03	0,97	0,88	0,77	0,64	0,50	0,38	0,27	0,20	0,19	0,35	0,53	0,68	0,81	0,91	0,97	0,99
	1463	1,04	1,13	1,15	1,11	1,01	0,84	0,62	0,37	0,08	0,20	0,40	0,58	0,72	0,84	0,93	0,98	1,00
	1625	1,03	1,16	1,23	1,23	1,15	0,98	0,73	0,43	0,13	0,29	0,61	0,69	0,74	0,77	0,79	0,80	0,81
	1788	0,97	1,11	1,19	1,20	1,13	0,96	0,70	0,39	0,12	0,38	0,72	1,01	0,80	0,57	0,38	0,30	0,28
	1950	0,89	0,98	1,04	1,06	1,01	0,88	0,67	0,41	0,17	0,33	0,63	0,90	1,10	0,75	0,88	1,15	1,26
	2113	0,98	1,07	1,21	1,33	1,37	1,31	1,15	0,88	0,53	0,16	0,27	0,65	0,98	1,26	1,63	1,95	2,07
	2275	0,93	0,87	1,00	1,18	1,30	1,31	1,19	0,96	0,68	0,43	0,42	0,66	0,95	1,23	1,50	1,75	1,85
	2438	0,84	0,49	0,40	0,59	0,78	0,86	0,85	0,75	0,64	0,54	0,50	0,51	0,59	0,77	1,05	1,38	1,45
	2600	0,86	0,54	0,25	0,10	0,23	0,33	0,39	0,42	0,46	0,49	0,47	0,39	0,23	0,19	0,49	0,87	1,24

As sobretensões anormais são observadas na fase C quando as faltas são aplicadas entre os quilômetros 1950 e 2450. As sobretensões anormais se manifestam em dois trechos, o primeiro entre os quilômetros 300 e 850 e o segundo entre os quilômetros 2100 e 2600.

Tabela 6.10 - Nível de tensão fase C, para falta monofásica na fase A ao longo da linha segundo o ponto de aplicação de falta. Linha de 2600 km em vazio.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E M E D I D A [km]	0	0,96	1,02	1,02	0,97	0,88	0,74	0,56	0,37	0,19	0,17	0,34	0,52	0,68	0,82	0,92	0,98	1,00
	163	1,03	1,37	1,38	1,31	1,15	0,96	0,75	0,58	0,50	0,51	0,59	0,68	0,78	0,87	0,95	1,00	1,01
	325	1,05	1,31	1,49	1,42	1,27	1,09	0,89	0,74	0,65	0,62	0,66	0,74	0,84	0,95	1,05	1,12	1,15
	488	1,07	1,31	1,46	1,50	1,38	1,22	1,06	0,91	0,80	0,73	0,71	0,76	0,89	1,05	1,21	1,31	1,35
	650	1,09	1,35	1,53	1,58	1,49	1,39	1,27	1,14	0,99	0,84	0,74	0,77	0,96	1,22	1,46	1,62	1,68
	813	1,14	1,47	1,70	1,80	1,74	1,52	1,47	1,34	1,14	0,88	0,66	0,70	1,02	1,42	1,77	2,01	2,09
	975	1,14	1,52	1,80	1,93	1,89	1,67	1,29	1,17	0,93	0,62	0,34	0,52	0,96	1,40	1,76	2,00	2,08
	1138	1,09	1,34	1,52	1,60	1,56	1,38	1,08	0,70	0,48	0,20	0,15	0,48	0,82	1,12	1,36	1,51	1,57
	1300	1,04	1,08	1,08	1,05	0,97	0,84	0,67	0,46	0,22	0,02	0,25	0,49	0,71	0,90	1,05	1,14	1,18
	1463	1,04	1,03	0,98	0,89	0,77	0,62	0,45	0,28	0,15	0,18	0,34	0,53	0,71	0,85	0,96	1,02	1,05
	1625	1,05	1,08	1,07	1,00	0,87	0,68	0,46	0,23	0,15	0,34	0,52	0,63	0,76	0,89	1,00	1,07	1,09
	1788	1,09	1,17	1,20	1,15	1,02	0,82	0,56	0,28	0,21	0,44	0,66	0,81	0,87	1,08	1,32	1,50	1,57
	1950	1,25	1,44	1,54	1,56	1,46	1,27	0,99	0,65	0,34	0,29	0,54	0,77	0,93	1,62	2,34	2,83	3,01
	2113	1,32	1,69	1,96	2,08	2,04	1,83	1,46	0,99	0,47	0,25	0,70	1,11	1,41	1,55	2,33	2,84	3,02
	2275	1,31	1,80	2,16	2,35	2,34	2,12	1,71	1,17	0,61	0,50	0,98	1,47	1,81	1,99	1,99	2,40	2,54
	2438	1,25	1,66	2,00	2,20	2,21	2,03	1,67	1,17	0,66	0,51	0,93	1,40	1,78	2,01	2,10	2,05	2,16
	2600	1,14	1,36	1,56	1,69	1,71	1,58	1,33	0,97	0,57	0,36	0,64	1,03	1,37	1,63	1,80	1,86	1,84

A Figura 6.4 apresenta a máxima tensão medida ao longo de toda a linha, tanto de 1500 km como a de 2600 km, segundo o ponto de aplicação da falta monofásica na fase A. Neste gráfico se observa a resposta das tensões por fase e a diferença de se representar as linhas com transposição ideal e transposição real. Este resultado consolidado permite observar com mais clareza os trechos de linha que são mais críticos para aplicação de falta e que resultam em níveis de sobretensões anormais para a linha de transmissão.

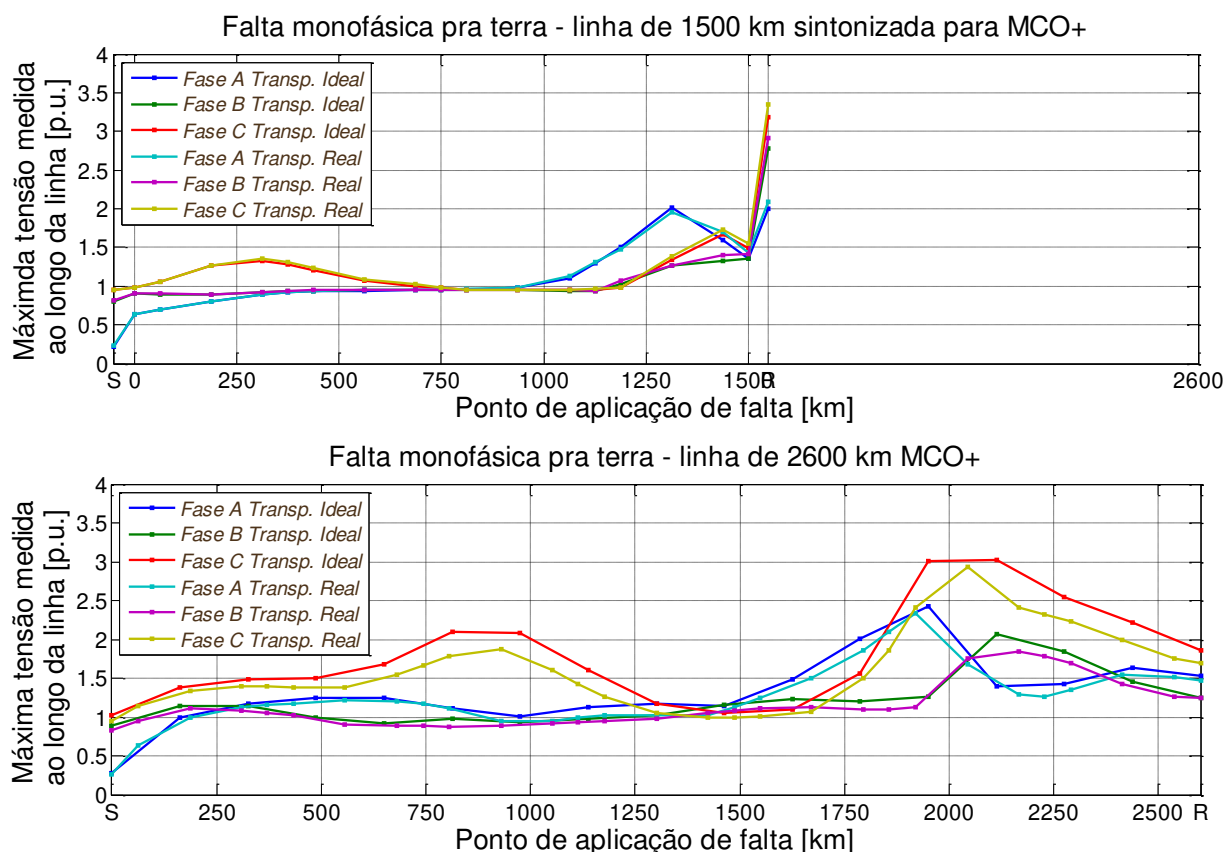


Figura 6.4 - Nível de máximo de tensão para falta monofásica na fase A apresentada na linha em função do ponto de aplicação de falta. Comparação entre linha de 1500 km e linha de 2600 km em vazio.

Para a linha de 1500 km pode-se verificar que somente faltas na barra de recepção da linha produzem níveis de sobretensão anormais superiores de 2,0 p.u., e que a representação da linha com transposição real resulta em pequenas diferenças.

Para a linha de 2600 km o trecho crítico onde as faltas produzem sobretensões anormais é levemente alterado pela representação da transposição da linha de transmissão.

Para a fase A em falta, tanto com a transposição ideal como a transposição real, o trecho crítico pode ser considerado entre os quilômetros 1800 a 2000.

A fase B não apresenta sobretensões anormais para qualquer falta aplicada ao longo da linha, tanto com a linha representada com transposição ideal e com transposição real.

A fase C, com a linha representada com transposição ideal, apresenta sobretensões anormais para faltas aplicadas em dois trechos, o primeiro entre os quilômetros 800 e 1000 e o segundo entre os quilômetros 1800 e 2550. Para a linha representada com transposição real a linha apresenta sobretensões anormais somente no trecho entre os quilômetros 1875 e 2400.

A Figura 6.5 apresenta a máxima tensão em cada ponto de medida ao longo de toda a linha para faltas monofásicas na fase A, tanto na linha de 1500 km sintonizada como a linha de 2600 km. Neste gráfico observa-se a resposta das tensões por fase e a diferença de representar as linhas com transposição ideal e transposição real. Podem ser observados os trechos da linha em vazio expostos aos maiores níveis de sobretensão para falta monofásica nos locais críticos.

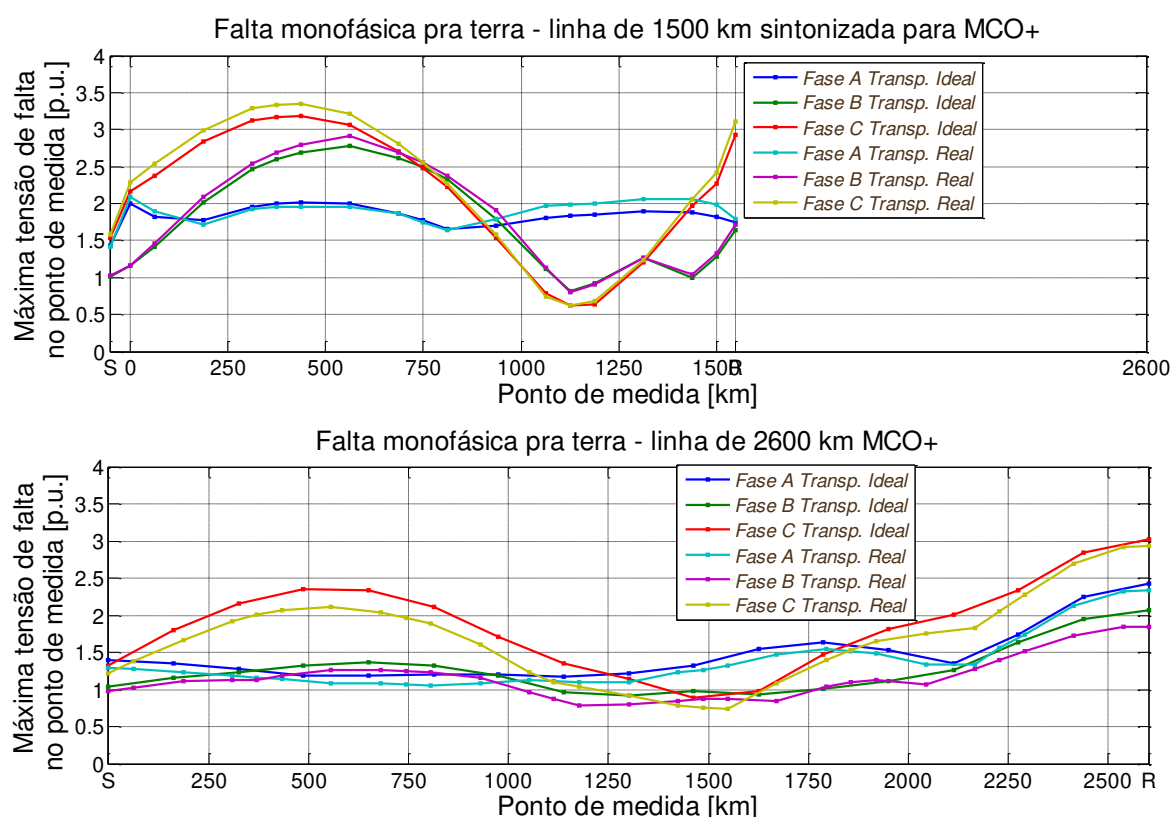


Figura 6.5 - Nível de máximo de tensão ao longo da linha para falta monofásica na fase A no local crítico. Comparação entre a linha de 1500 km e linha de 2600 km em vazio.

Para a linha de 1500 km sintonizada com falta no pior local, a representação da transposição da linha somente produz leves alterações nos trechos com sobretensão anormal.

Na fase A com falta pode-se considerar que não surgem sobretensões anormais ao longo da linha, tanto para a representação com transposição ideal quanto real.

Na fase B pode-se considerar que as sobretensões anormais se apresentam entre os quilômetros 200 e 875, tanto para a representação com transposição ideal e real.

Na fase C pode-se considerar que as sobretensões anormais se apresentam em dois trechos, o primeiro entre o quilômetro 0 após do banco de sintonização e o quilômetro 300, e o segundo entre quilômetro 1450 até a barra de recepção após o banco de sintonização.

Para a linha de 2600 km com falta no pior local, a representação da transposição da linha somente produz leves alterações nos trechos com sobretensão anormal.

Para a fase A em falta pode-se considerar que a linha apresenta sobretensões anormais para faltas monofásicas entre os quilômetros 2350 e 2600, tanto para a representação com transposição ideal quanto real.

Para a fase B pode-se considerar que a linha não apresenta sobretensões anormais para qualquer falta aplicada ao longo da linha.

Para a fase C, quando a linha é representada com transposição ideal, as sobretensões anormais apresentam-se em dois trechos, o primeiro entre os quilômetros 250 e 875 e o segundo entre os quilômetros 2100 e 2600. Para a representação da linha com transposição real as sobretensões anormais apresentam-se em dois trechos, um deles levemente mais estreito, o primeiro entre os quilômetros 375 e 750 e o segundo entre os quilômetros 2200 e 2600.

As sobretensões na linha de 1500 km são bastante elevadas e decorrem de faltas num local específico da linha, no terminal receptor junto ao banco de sintonização. Nestes casos novamente as sobretensões são muito elevadas e o sistema não foi corretamente representado no presente estudo, mas é possível identificar que medidas mitigatórias devem ser tomadas para controlar possíveis sobretensões.

É importante verificar que as faltas ao longo da linha de 1500 km não causarão sobretensões sustentadas elevadas, e que somente faltas ocorrendo junto ao banco de sintonização do terminal receptor serão severas. Novamente deve-se ressaltar que:

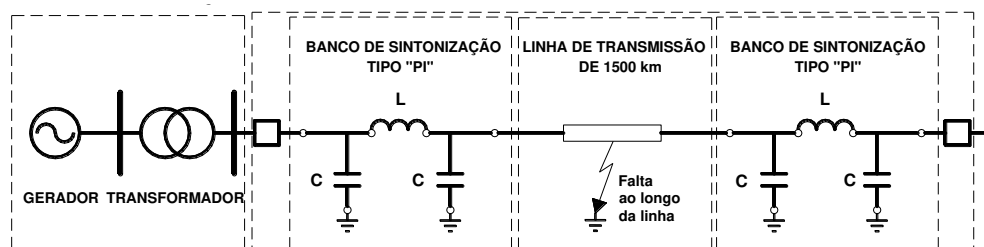
- A linha foi suposta em vazio, e locais críticos diferentes e severidades diferentes podem ser obtidos devido à interação com as redes terminais;
- Acima da tensão nominal o efeito corona se manifestaria, aumentando de intensidade quanto maior for a sobretensão. Isto resultará em redução elevada das sobretensões, o que não foi modelado na presente pesquisa;
- Por ser uma transmissão ponto a ponto, somente serão instalados para-raios nos terminais da linha, e estes limitarão as sobretensões terminais em torno de 1,70 pu. Estes equipamentos não foram representados nesta fase do estudo porque estas sobretensões são sustentadas e os para-raios são dimensionados para limitar as sobretensões de manobra, que são transitórias. Os para-raios terminais convencionais não teriam capacidade de limitar estas sobretensões em que medidas mitigatórias fossem implementadas conjuntamente;
- A proteção deverá retirar a linha da condição de defeito rapidamente, lembrando que esta análise foi efetuada para se obter os níveis de sobretensões sustentadas.

6.3 ANÁLISE DA IMPEDÂNCIA DA LINHA SOB FALTAS NA FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL

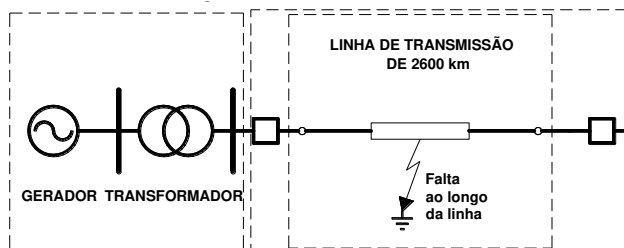
A partir dos parâmetros longitudinais e transversais da linha apresentados no item 4.1 determinam-se a impedância à frequência fundamental vista pela fonte para a linha de 1500 km sintonizada, e também para a linha de 2600 km, com o intuito de analisar a resposta para a falta e determinar a origem das sobretensões.

A Figura 6.6 apresenta o diagrama do sistema avaliado com a linha de 1500 km e a linha de 2600 km descritos no item 4.1.1, considerando a ocorrência de uma falta de resistência de $10,0 \Omega$. Determinam-se a impedância total, reatância total e a resistência total vista pela

fonte para a condição de falta sustentada usando a técnica dos quadripolos segundo a metodologia descrita em 4.2.3. A linha foi suposta em vazio.



a. Sistema com linha de transmissão de 1500 km.



b. Sistema com linha de transmissão de 2600 km.

Figura 6.6 - Sistema de transmissão para análise da impedância em condição de falta para a linha em vazio.

A Figura 6.7 apresenta a impedância, a reatância e a resistência de sequência positiva vista pela fonte para o sistema de transmissão com a linha de 1500 km sintonizada. A resposta da linha em vazio, para faltas trifásicas sustentadas, depende predominantemente da sequência positiva, por isto as faltas trifásicas aplicadas nos pontos de mais baixa impedância, localizados ao final da linha, são os pontos que produzem maiores sobrecorrentes na fonte, o que se traduz em sobretensões ao longo da linha de transmissão.

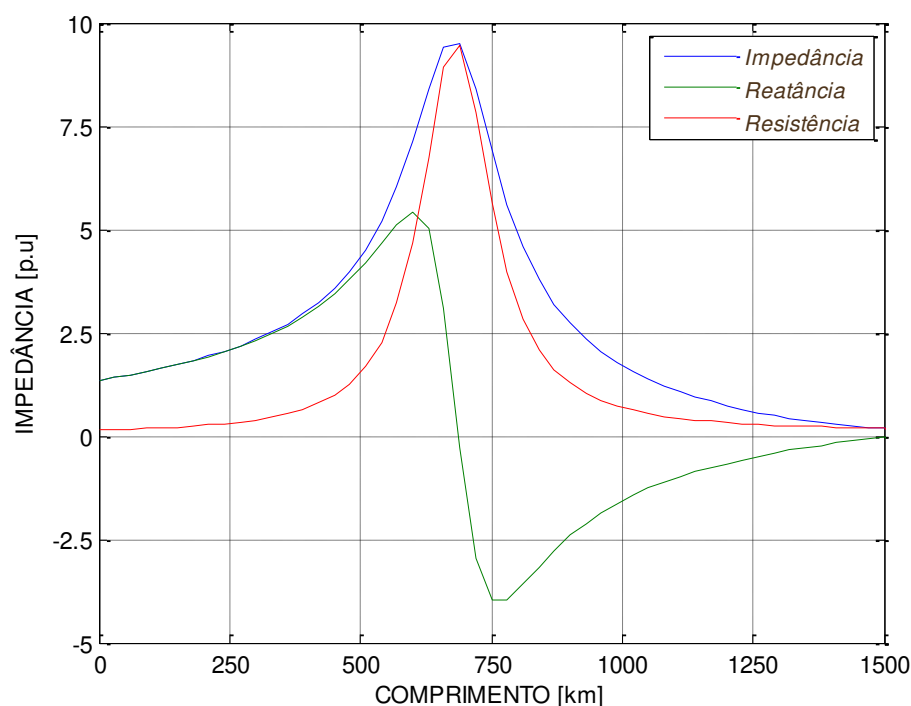


Figura 6.7 - Impedância, reatância e resistência à frequência fundamental de sequência positiva vista pela fonte para a linha de 1500 km sintonizada com falta trifásica ao longo da linha em vazio.

A Figura 6.8 apresenta a impedância, a reatância e a resistência de sequência zero vista pela fonte. Neste caso a resposta do sistema para faltas monofásicas sustentadas na linha em vazio depende das impedâncias de sequência positiva, negativa e zero. A análise de sobrecorrentes e sobretensões ao longo da linha não é uma extrapolação direta deste gráfico.

A Figura 6.9 apresenta o gráfico de impedâncias do circuito de sequência para faltas monofásicas, obtido da conexão em série das impedâncias de sequência positiva, negativa e zero com a aplicação da falta. Pode-se observar que o ponto de falta que produz menor impedância está localizado em dois trechos, o primeiro ao redor do quilômetro 400 e o segundo ao redor do quilômetro 1300, sendo este último o que produz as maiores sobrecorrentes na fonte e, portanto, sobretensões ao longo da linha de transmissão, como foi observado na seção anterior.

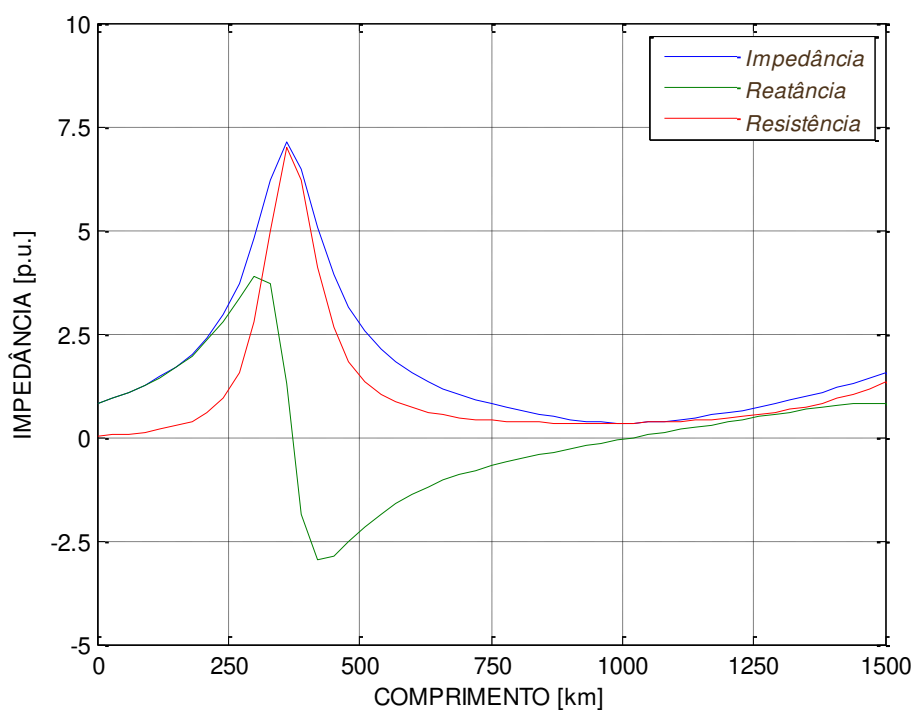


Figura 6.8 - Impedância, reatância e resistência de sequência zero vista pela fonte para a linha de 1500 km em vazio com falta monofásica ao longo da linha.

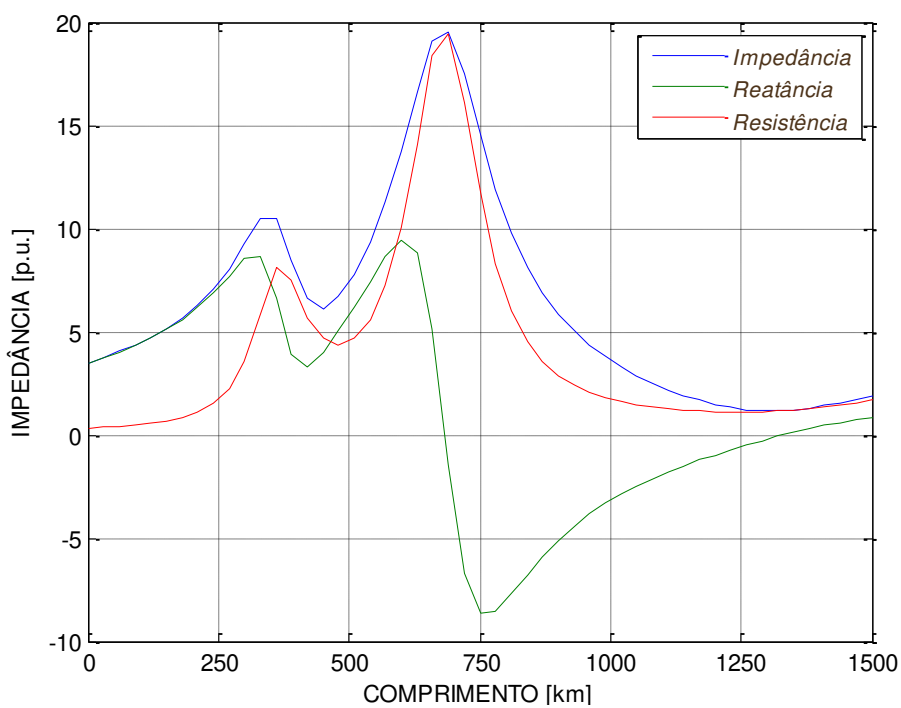


Figura 6.9 - Impedância, reatância e resistência vista pela fonte para a linha de 1500 km em vazio para faltas monofásicas ao longo da linha de 1500 km em vazio.

A Figura 6.10 apresenta a impedância, a reatância e a resistência de sequência positiva vista pela fonte para o sistema de transmissão com a linha de 2600 km em vazio. A resposta do sistema para faltas trifásicas sustentadas na linha em vazio depende da sequência positiva. As faltas trifásicas aplicadas nos pontos de mais baixa impedância, localizados ao redor do quilômetro 2000, são as que produzem maiores sobrecorrentes na fonte, o que na sua vez se traduz em sobretensões ao longo da linha de transmissão.

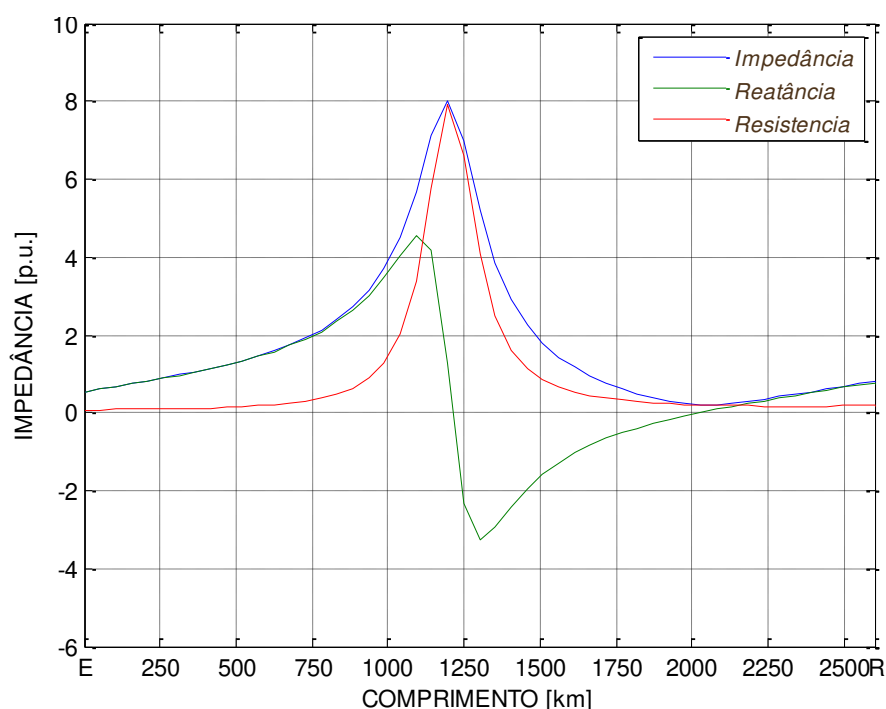


Figura 6.10 - Impedância, reatância e resistência a frequência fundamental de sequência positiva vista pela fonte para a linha de 2600 km em vazio.

A Figura 6.11 apresenta a impedância, a reatância e a resistência de sequência zero vista pela fonte e a Figura 6.12 apresenta a impedância equivalente do circuito de sequência visto pela fonte para uma falta monofásica ao longo da linha em vazio. Pode-se observar que os locais que produzem menor impedância são: o primeiro ao redor do quilômetro 800 e o segundo ao redor do quilômetro 2250. Estes são os trechos que produzem maiores sobrecorrentes na fonte e, portanto, sobretensões ao longo da linha de transmissão, como também foi observado na seção anterior.

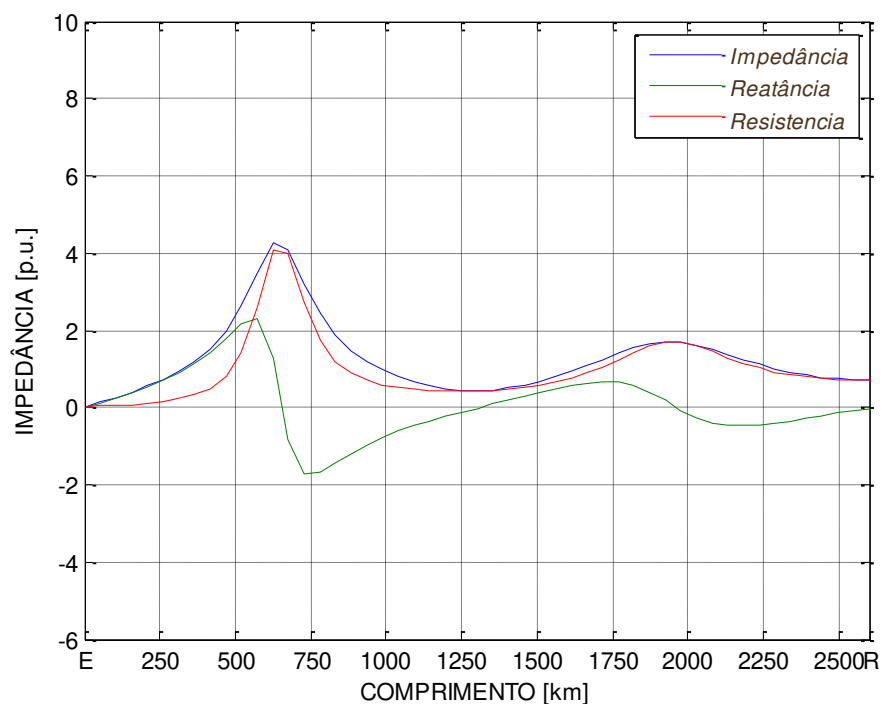


Figura 6.11 - Impedância, reatância e resistência de sequência zero vista pela fonte para a linha de 2600 km em vazio.

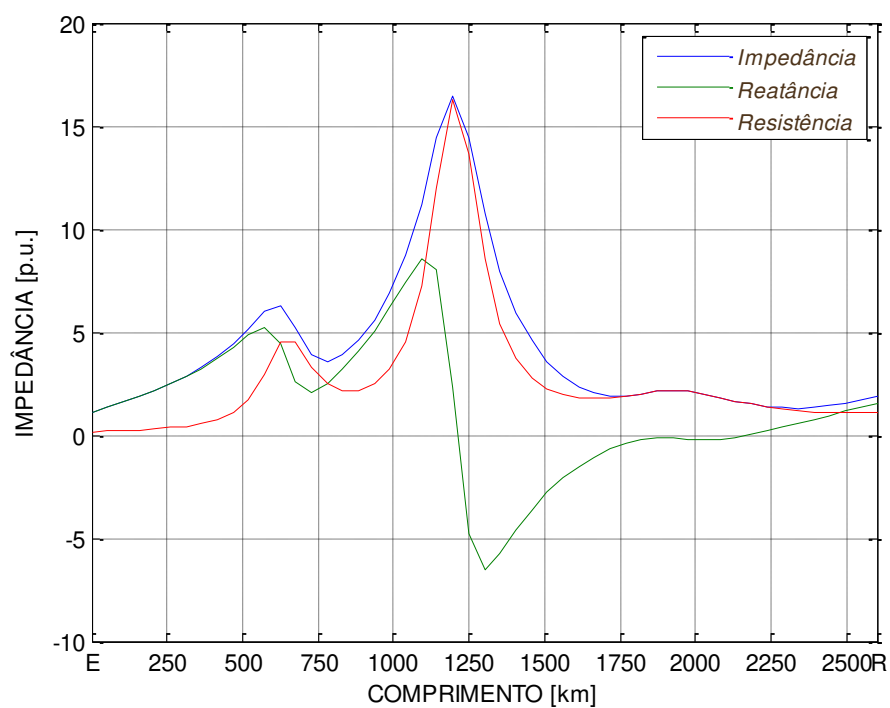


Figura 6.12 - Impedância, reatância e resistência vista pela fonte para faltas monofásicas na linha de 2600 km em vazio.

6.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

A linha de 1500 km sintonizada em vazio apresenta sobretensões anormais maiores do que 2,0 p.u. para algumas regiões de falta, de forma similar à linha de 2600 km.

Segundo o tipo de falta, existem regiões críticas na linha em vazio nas quais a aplicação da falta produz sobretensões anormais que se manifestam em diferentes trechos da linha.

Para a linha de 1500 km sintonizada em vazio, as regiões críticas para faltas trifásicas são próximas do final da linha de transmissão, antes do banco de sintonização, e para faltas monofásicas o ponto crítico ocorre junto ao barramento de recepção após o banco de sintonização.

Para a linha de 2600 km em vazio os pontos críticos para faltas trifásicas são próximos do quilômetro 2000, e para faltas monofásicas os pontos críticos se apresentam em dois trechos, o primeiro ao redor do quilômetro 800 e o segundo no quilômetro 2000.

Verificou-se que os níveis máximos de sobretensão e a localização dos trechos críticos de aplicação de falta são ligeiramente influenciados pela impedância equivalente do sistema de alimentação (gerador-transformador) e pela representação da transposição da linha. Além disto, a rede junto ao terminal receptor irá influenciar os resultados obtidos.

Da análise da impedância da linha de transmissão de 1500 km sintonizada e da linha de 2600 km observa-se também que os níveis de tensão anormais na linha são resultantes da ressonância a frequência fundamental que acontece nos pontos críticos de aplicação de falta. Nestes pontos apresentam-se baixas impedâncias vistas pela fonte, o que resulta em valores altos de corrente no barramento de envio. Estas elevadas correntes irão produzir altos valores de tensão em uma larga região da TMO.

Conforme apresentado anteriormente, estas sobretensões de fato não atingiriam valores tão elevados, como analisado a seguir:

- Acima da tensão nominal o efeito corona se manifesta na região próxima dos cabos condutores, aumentando de intensidade quanto maior for a sobretensão. Isto resulta em redução elevada das sobretensões, o que não foi modelado na presente pesquisa;
- Por ser uma transmissão ponto a ponto, somente seriam instalados para-raios nos terminais da linha, e estes limitariam as sobretensões terminais em torno de 1,70 pu.

Estes equipamentos não foram representados nesta fase do estudo porque estas sobretensões são sustentadas e os para-raios são dimensionados para limitar as sobretensões de manobra, que são transitórias. Os para-raios terminais convencionais não teriam capacidade de limitar estas sobretensões sem que medidas mitigatórias fossem implementadas conjuntamente;

- A proteção de distância deve atuar rapidamente, retirando a linha da condição de falta. No entanto, sobretensões elevadas podem sobrecarregar os disjuntores, sendo necessário que medidas mitigadoras sejam adotadas, como a proposta de provocar disrupção em pontos definidos durante a ocorrência de faltas em locais críticos, o que eliminaria a severidade das faltas trifásicas nestes locais (Gertrudes et al., 2013). Este estudo está fora do escopo da presente pesquisa e será objeto de trabalhos futuros;
- Nos casos de falta monofásica nas regiões mais críticas as sobretensões não são muito diferentes das que ocorrem no sistema elétrico atual com linhas de comprimento regulares e a proteção deverá retirar a linha em tempo hábil;
- Nos casos de falta trifásica nos locais mais críticos as sobretensões serão mais elevadas do que as que ocorrem nas linhas de comprimentos convencionais, devendo ser identificado um método para retirar a linha da condição de quase-ressonância rapidamente.

Pode-se concluir que a transmissão em meia onda, seja natural ou compensada, é uma alternativa para as transmissões a muito longas distâncias, sendo necessário analisar as sobretensões devido às faltas em locais críticos junto com o sistema de proteção específico em simuladores em tempo real. É importante avançar nas pesquisas para se identificar soluções para mitigar estas sobretensões elevadas.

Capítulo 7

7. RESPOSTA TRANSITÓRIA DA LINHA DE SINTONIZADA PARA MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

A resposta transitória da linha de 1500 km sintonizada para um pouco mais de meio comprimento de onda para as manobras de chaveamento típicas é analisada neste capítulo. Descrevem-se os resultados das simulações das manobras de energização, religamento tripolar e rejeição de carga para a linha de 1500 km sintonizada. Com o objetivo de mensurar a resposta transitória da linha sintonizada são feitas comparações com a resposta de uma linha de 2600 km e uma linha regular de 400 km com compensação em derivação, submetidas às mesmas manobras.

7.1 DESCRIÇÃO DOS CASOS SIMULADOS

As seguintes manobras de chaveamento são analisadas:

- a. Energização em vazio.
- b. Religamento trifásico da linha em vazio.
- c. Rejeição de carga.

Para fazer a comparação da resposta do nível de sobretensão da linha de 1500 km sintonizada para um pouco mais de meio comprimento de onda com a linha de 2600 km e a linha regular de 400 km, as manobras são simuladas para estas três linhas de transmissão, cujos dados e parâmetros elétricos são descritos no item 4.1.

Devido à natureza aleatória dos instantes reais de fechamento dos polos do disjuntor foi realizado um estudo estatístico para as manobras de energização e religamento trifásico. Para cada caso de manobra analisado consideraram-se 100 simulações com distribuição normal.

Para os casos de chaveamento não controlado, um desvio padrão de 2 ms foi aplicado, e para os casos de chaveamento controlado o desvio padrão foi ajustado em 0,5 ms. Além disto, no caso do chaveamento não controlado, para determinar o tempo de fechamento final foi adicionado um tempo de distribuição aleatória uniforme ao longo de um ciclo completo, igual para todas as fases, para simular que o tempo médio de fechamento pode acontecer em qualquer ponto da onda de tensão.

Os piores casos estatísticos foram reproduzidos em uma simulação determinística a fim de observar as formas de onda e o perfil de tensão ao longo das linhas. Em cada caso, o perfil de sobretensão foi obtido ao longo da linha e no barramento de envio (S) e recepção (R). Também são analisadas em cada caso as formas de onda de tensão no barramento de recepção.

Foi efetuada uma avaliação adicional da influência da representação da transposição da linha, considerando que esta é feita de forma ideal (linha equilibrada para a faixa completa de frequência) e de forma real usando torres de transposição, segundo descrito no item 4.1. Toda a modelagem e simulações foram desenvolvidas no programa PSCAD/EMTDC.

7.1.1 Energização

A energização direta da TMO consiste na energização da linha a partir do terminal emissor, sem nenhum chaveamento intermediário, uma vez que esta é uma transmissão ponto a ponto. Os testes e estudos estatísticos de energização das linhas consideram os seguintes métodos típicos de controle de sobretensão transitória:

- a. Sem controle
- b. Resistores de pré-inserção.
- c. Para-raios nas extremidades da linha
- d. Chaveamento controlado.

O valor da resistência de pré-inserção foi ajustado para o valor da impedância característica da linha igual a $130,0 \Omega$ e o período de inserção ou “by-pass” foi ajustado a 20 ms para as linhas de 1500 km sintonizada e de 2600 km de um pouco mais de meio comprimento de onda, enquanto que para a linha de 400 km se ajustou para 10 ms.

Estes valores de períodos de inserção são definidos para assegurar a atenuação dos transitórios, considerando que os tempos de trânsito da onda para a linha de 1500 km sintonizada e para a linha de meio comprimento de onda são 5,0 ms e 8,3 ms, respectivamente. O tempo de ajuste do período de inserção deve ser maior do que pelo menos duas reflexões da onda viajante.

Para os casos de manobra controlada, o principal objetivo é fazer fechamento dos polos do disjuntor no instante em que a onda de tensão fase-terra entre os pólos do disjuntor esteja próximo ao cruzamento por zero.

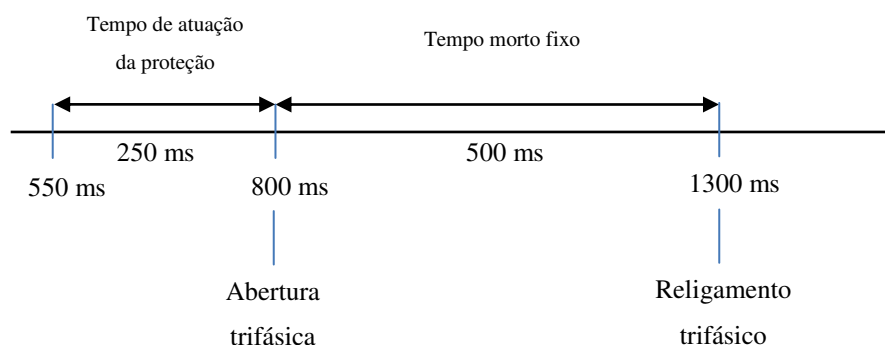
7.1.2 Religamento Tripolar

Nas simulações e estudos estatísticos de religamento tripolar considera-se que a linha de transmissão avaliada encontra-se em vazio. A manobra de abertura trifásica é produzida no instante de 800 ms, e o religamento trifásico é aplicado depois do tempo morto fixo igual a 500 ms. O tempo morto consiste no intervalo de tempo entre a abertura do disjuntor e o seu fechamento e é especificado para que a falta causadora da abertura tenha se extinguido. No sistema elétrico brasileiro se utiliza tempo morto na faixa de 0,5 a 5 s.

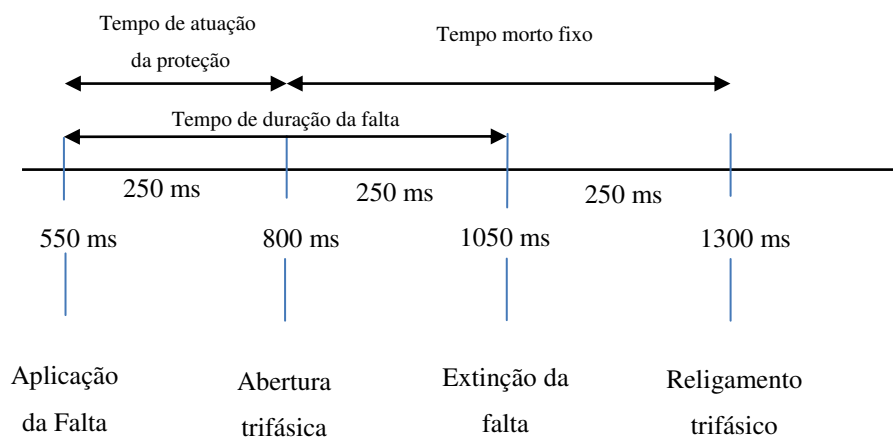
Considera-se também o caso em que o religamento ocorre devido à uma falta monofásica temporária no barramento de recepção. Neste caso a falta é aplicada no instante de 550 ms e deste ponto em diante dura 500 ms. Para este caso a proteção dispara o disjuntor num tempo médio de 250 ms após a aplicação da falta e o religamento é aplicado depois de um tempo morto fixo de 500 ms. A Figura 7.1 apresenta o esquema de religamento tripolar implementado, tanto para o caso de religamento tripolar sem falta como para o religamento com falta transitória. A chave estatística foi modelada para a ação de religamento tripolar no tempo $t = 1300$ ms.

Para os casos de religamento tripolar também são considerados, nos casos em que estes são aplicáveis, os métodos típicos de controle avaliados para os casos de energização mencionados a seguir: sem controle, resistor de pré-inserção, para-raios e chaveamento controlado.

No caso do método de resistor de pré-inserção são considerados os mesmos critérios de valor de resistência e período de inserção que no caso de energização.



a. Esquema de religamento tripolar sem falta.



b. Esquema de religamento tripolar com falta transitória.

Figura 7.1 - Esquema de religamento tripolar.

7.1.3 Rejeição de carga

O estudo de rejeição de carga é do tipo determinístico. Considera-se que o sistema está em operação normal a plena carga fornecendo a carga nominal igual a 1,0 SIL (1920 MW), que é modelada como um ramal tipo R-L (resistência-indutância) constante. A manobra de abertura do disjuntor é feita no tempo 800 ms no barramento de recepção, considerando também que a abertura é feita no cruzamento da corrente por zero em cada polo.

7.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE ENERGIZAÇÃO

Primeiro foi avaliada a influência da representação da transposição ideal e real na resposta transitória para as três linhas: 1500 km sintonizada, 2600 km de um pouco mais de meio comprimento de onda e a linha compensada de 400 km.

Na Figura 7.2 são apresentados os perfis de máximas sobretensões transitórias do pior caso estatístico para o caso de energização direta sem controle, com as linhas representadas com transposição ideal e real. Observa-se que não existem diferenças muito grandes nas sobretensões máximas nas linhas muito longas para os dois tipos de representação de transposição. Os valores de sobretensão máximos na linha de 400 km se apresentam levemente diferentes, sendo maiores com a representação de transposição real.

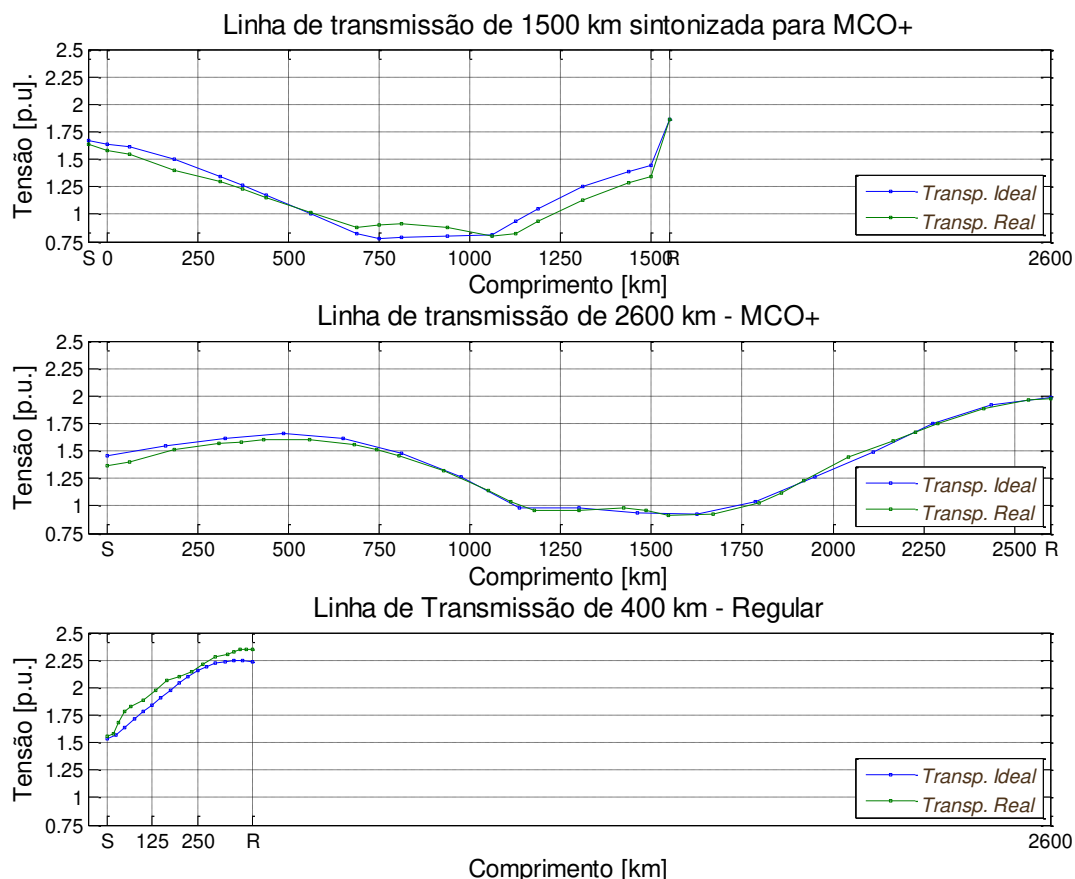


Figura 7.2 - Perfil de máxima sobretensão transitória de energização direta para o pior caso estatístico. Comparação de resposta das linhas para representação com transposição ideal e real.

A Tabela 7.1 apresenta o resumo das sobretensões transitórias para a energização direta sem controle. Para as três linhas as maiores sobretensões se localizam no barramento de recepção, sendo mais elevadas para a linha de 400 km (2,345 p.u.) e mais baixas para a linha de 1500 km sintonizada (1,864 p.u.). O desvio padrão das tensões é maior para a linha regular de 400 km e menor para a linha de 1500 km sintonizada e a linha de 2600 km. Portanto, as sobretensões transitórias para as linhas de comprimento regular são mais dispersas quando comparadas com as linhas de comprimento muito longo. Estatisticamente as máximas sobretensões, com 2% de probabilidade de serem ultrapassadas, são: 1,842 p.u. para a linha sintonizada, 1,829 p.u. para a linha de meia onda e 2,303 p.u. para a linha de regular de 400 km.

Tabela 7.1 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para energização direta sem controle – Análise da modelagem da transposição - Valores em p.u.

Transposição	Valor	Linha de 1500 km Sintonizada	Linha de 2600 km MCO+	Linha regular 400 km
Ideal	Máximo	1,825	1,986	2,234
	Mínimo	1,560	1,645	1,597
	Médio	1,719	1,707	1,988
	Desvio padrão	0,068	0,068	0,144
	Nível 98%	1,860	1,847	2,284
Real	Máximo	1,864	1,970	2,345
	Mínimo	1,554	1,566	1,568
	Médio	1,687	1,660	2,006
	Desvio padrão	0,075	0,083	0,145
	Nível 98%	1,842	1,829	2,303

As formas de onda de tensão no barramento de recepção são mostradas na Figura 7.3. A resposta transitória para a linha de 1500 km sintonizada é atenuada em um tempo de aproximadamente 350 ms, que é mais lento do que o tempo de atenuação da linha de 2600 km, que é 250 ms. No entanto, ambas as formas de onda são semelhantes, com baixo conteúdo de componentes de alta frequência. No caso da linha de 400 km a forma de onda é muito mais ruidosa com componentes de maior frequência e o tempo de atenuação do fenômeno transitório é maior, em torno de 450 ms.

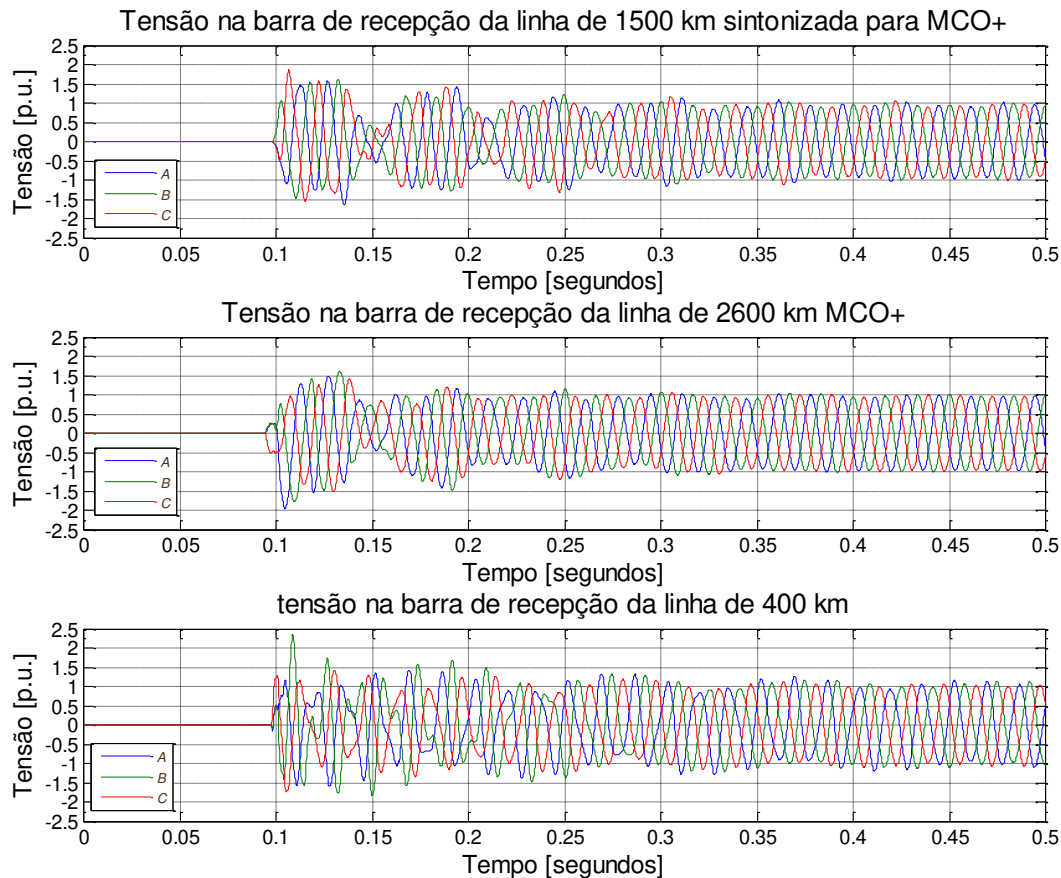


Figura 7.3 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para energização direta sem controle. Resultado do pior caso estatístico. Comparação de resposta das linhas com representação de transposição real.

Para as linhas de 1500 km e 2600 km, que são muito longas, os harmônicos de ordem elevada se atenuam ao longo do comprimento, deixando praticamente a resposta transitória de baixas frequências no barramento de recepção. Este comportamento não se repete para a linha regular de 400 km, que apresenta uma resposta muito mais ruidosa. Portanto, a representação da transposição real é mais relevante para as linhas regulares mais curtas, mas não influencia na forma de onda no barramento de recepção de uma linha de distância muito longa.

O maior tempo de atenuação dos transitórios mais lentos na linha de 1500 km sintonizada acontece porque esta linha é mais curta e, portanto, tem uma resistência total menor do que a linha de 2600 km. O banco de sintonização só corrige a parcela reativa de sequência positiva da linha, e não a parcela resistiva por causa do elevado fator de qualidade do reator ($Q = 400$). Desta forma a atenuação dos transitórios será menor do que na linha de

2600 km. Isto é válido para a sequência positiva e negativa, bem como para a resistência de sequência zero, uma vez que o banco de sintonização não corrige a sequência zero.

A Figura 7.4 apresenta os perfis máximos de sobretensão para o pior caso estatístico usando os métodos mitigação de sobretensão transitória. Todas as técnicas foram empregadas separadamente para verificar a influência e eficácia de cada uma delas.

Para a linha de 1500 km sintonizada a técnica do resistor de pré-inserção reduz de forma mais eficaz as sobretensões transitórias, atingindo o máximo valor de 1,463 p.u. no barramento de recepção. A técnica de chaveamento controlado pode limitar as sobretensões até 1,685 p.u., sendo este valor no barramento de recepção.

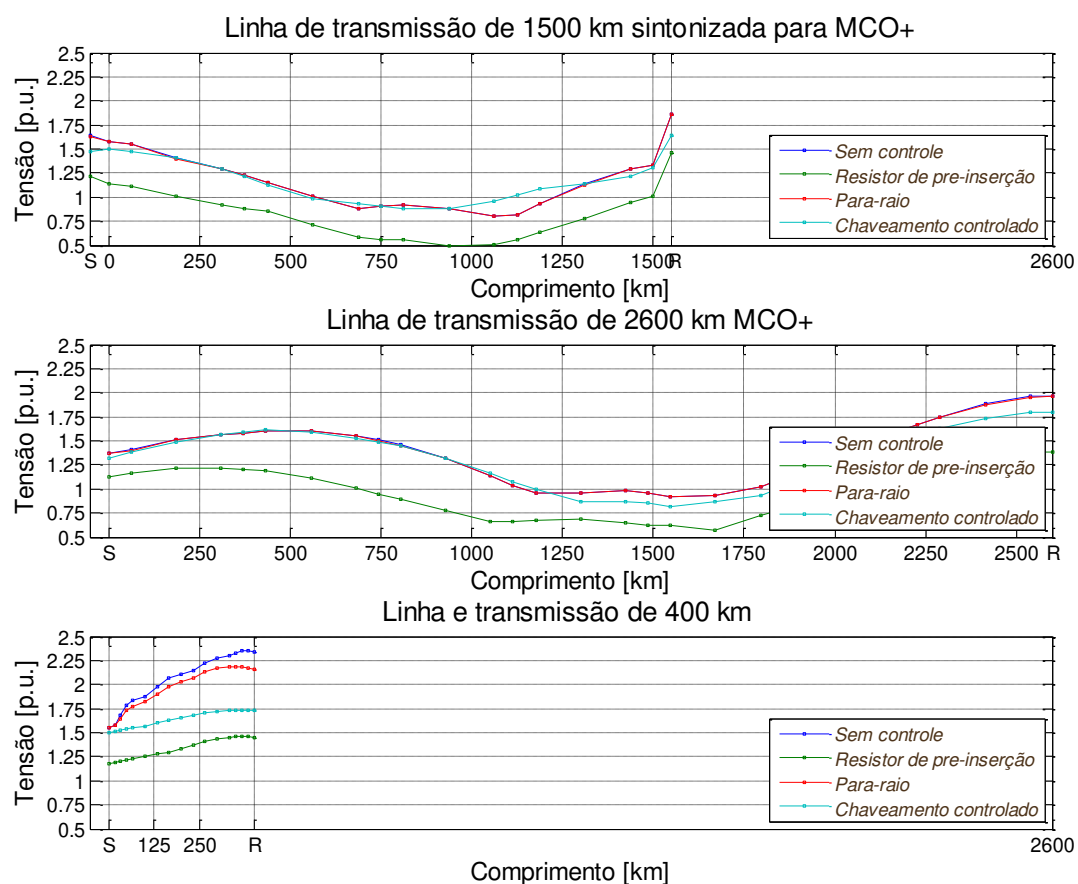


Figura 7.4 - Perfil de máxima sobretensão transitória para energização com diferentes técnicas de controle de sobretensões. Resultado do pior caso estatístico.

O resistor de pré-inserção deve ser usado para as linhas de meio comprimento de onda sintonizadas com o tempo de inserção ou “by pass” de 20 ms.

Na Tabela 7.2 se apresenta o resumo das sobretensões transitórias para a energização com os métodos típicos de controle de sobretensão. Para as três linhas as maiores sobretensões se localizam no barramento de recepção. Para o caso da linha sintonizada de 1500 km o resistor de pré-inserção é a técnica que controla melhor as sobretensões com um valor máximo de 1,463 p.u.. Para a linha de 2600 km o resistor de pré-inserção também é a técnica que controla melhor as sobretensões com um valor máximo de 1,385 p.u. Na linha regular de 400 km o resistor de pré-inserção também é a técnica que controla melhor as sobretensões com um valor máximo de 1,452 p.u.. O desvio padrão das tensões é maior para a linha regular de 400 km e menor para as linhas de 1500 km e 2600 km. Portanto, as sobretensões transitórias para as linhas de comprimento regular são mais dispersas quando comparadas com as linhas de comprimento muito longo.

As formas de onda de tensão no barramento de recepção são mostradas na Figura 7.5 para o pior caso estatístico de energização com resistor de pré-inserção. Pode-se ver que a sobretensão máxima na linha de 1500 km sintonizada é similar à linha de 400 km de comprimento regular, tem baixo conteúdo de componentes de alta frequência e todo o transitório amortece em aproximadamente 350 ms.

A partir do estudo pode-se concluir que a manobra de Energização não produz sobretensões transitórias graves ou perigosas na linha de 1500 km sintonizada. Os níveis máximos de sobretensão resultantes sem controle são menores do que os obtidos para a linha de 400 km, atingindo o máximo de 1,852 p.u.. Quando usado o método de controle da resistência de pré-inserção estatisticamente existe 2% de probabilidade que a sobretensão seja maior que 1,394 p.u. para a linha de 1500 km sintonizada, enquanto que este valor para a linha de regular de 400 km é de 1,435 p.u..

Tabela 7.2 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para energização usando métodos de controle típicos – Linha com transposição real - Valores em p.u..

Método de Controle	Valor	Linha de 1500 km Sintonizada	Linha de 2600 km MCO+	Linha regular 400 km
Sem controle	Máximo	1,849	1,970	2,345
	Mínimo	1,564	1,566	1,568
	Médio	1,701	1,660	2,006
	Desvio padrão	0,074	0,083	0,145
	Nível 98%	1,852	1,829	2,303
Resistor de Pré-inserção	Máximo	1,463	1,385	1,452
	Mínimo	1,223	1,251	1,238
	Médio	1,312	1,291	1,335
	Desvio padrão	0,040	0,025	0,049
	Nível 98%	1,394	1,341	1,435
Para-raios	Máximo	1,864	1,965	2,159
	Mínimo	1,553	1,565	1,608
	Médio	1,686	1,659	1,980
	Desvio padrão	0,076	0,082	0,127
	Nível 98%	1,842	1,828	2,242
Chaveamento controlado	Máximo	1,685	1,800	1,727
	Mínimo	1,566	1,692	1,609
	Médio	1,608	1,742	1,636
	Desvio padrão	0,021	0,016	0,025
	Nível 98%	1,651	1,776	1,689

As formas de onda de tensão no barramento de recepção, usando o método de resistor de pré-inserção e modelando as linhas com a transposição real, são mostradas na Figura 7.5. As linhas entram em regime em tempos semelhantes, em torno de 250 ms.

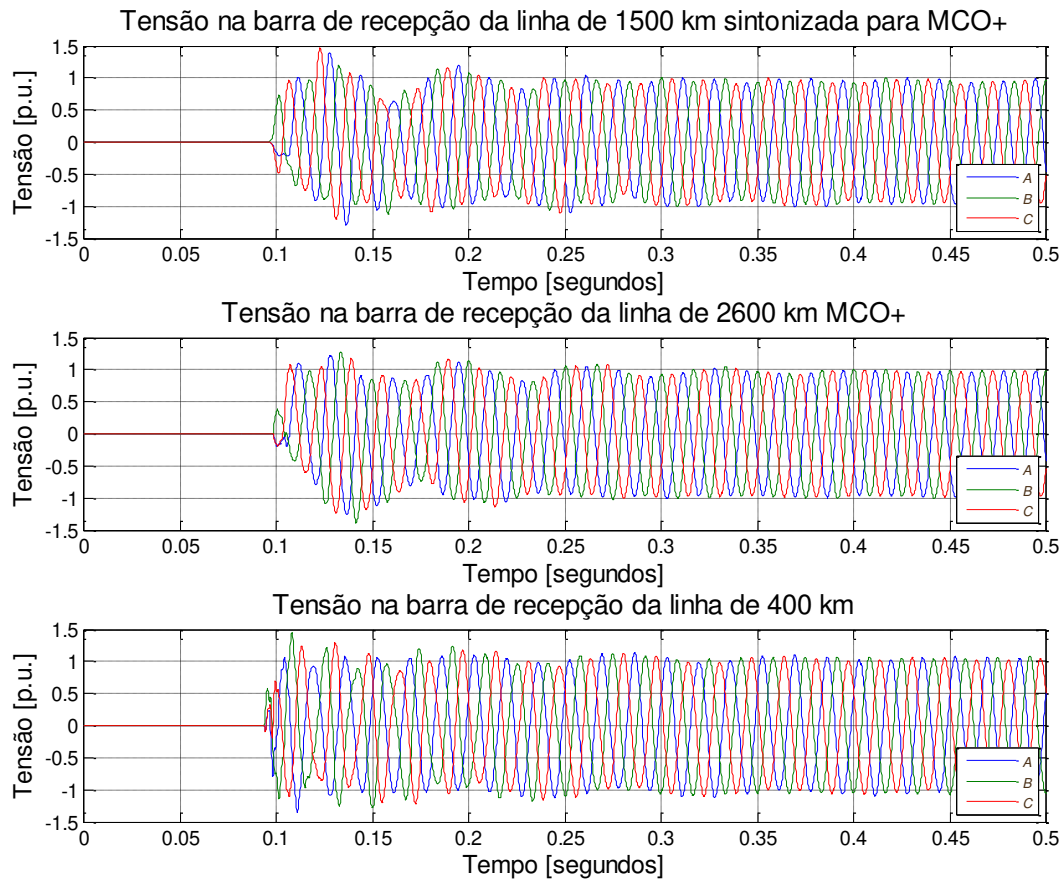


Figura 7.5 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para energização com resistor de pré-inserção. Resultado do pior caso estatístico. Linhas com representação da transposição real.

7.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE RELIGAMENTO TRIPOLAR

A Figura 7.6 apresenta os perfis de máxima sobretensão transitória para o religamento tripolar sem a ocorrência de defeito, sem aplicar nenhum método de controle de mitigação para o pior caso estatístico. Nesta figura se faz também uma comparação da representação da transposição ideal e real da linha. Pode-se observar que as sobretensões para ambas as representações de transposição são semelhantes para a linha de 1500 km sintonizada e para linha de 2600 km, o que não se verifica para a linha de 400 km.

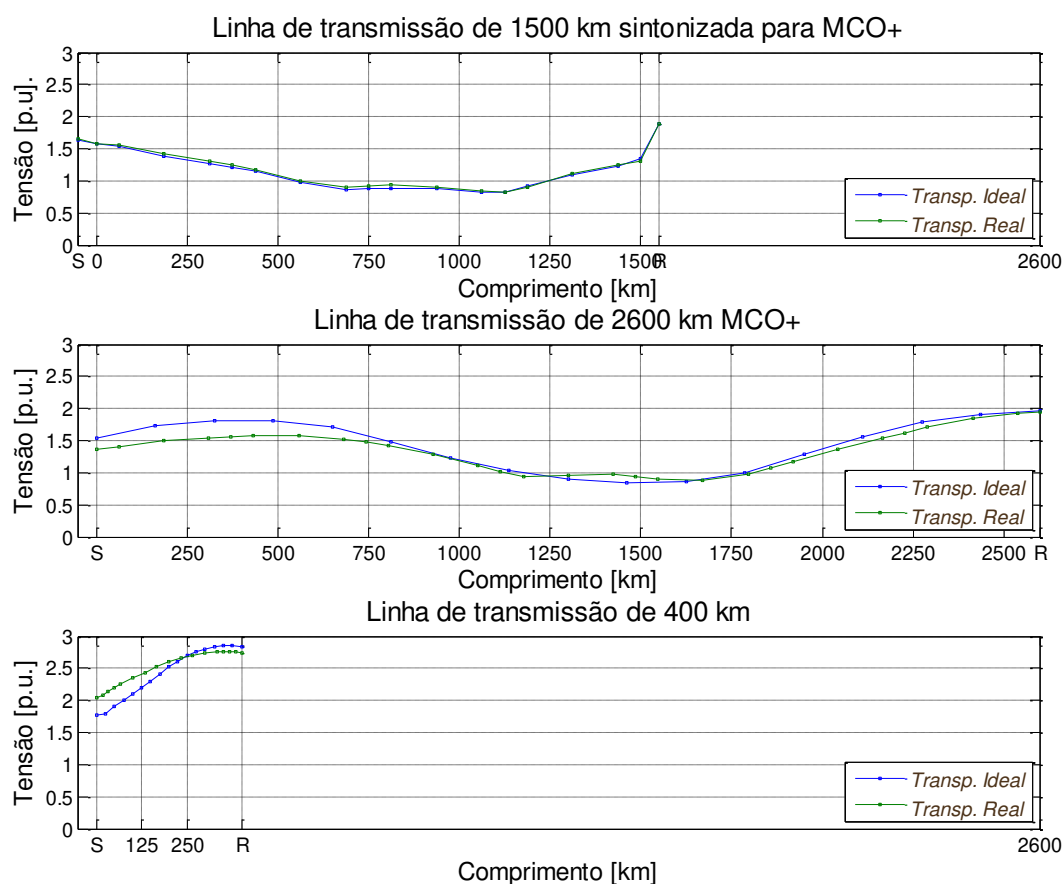


Figura 7.6 - Perfil de máxima sobretensão transitória para religamento tripolar para o pior caso estatístico. Modelagem da representação da transposição ideal e real.

A Tabela 7.3 apresenta as sobretensões transitórias para o religamento tripolar, variando a modelagem da transposição. Para as três linhas as maiores sobretensões se localizam no barramento da recepção, sendo mais elevada para a linha de 400 km (2,747 p.u.) e mais baixa para a linha de 1500 km sintonizada (1,891 p.u.). O desvio padrão das tensões é maior para a linha regular de 400 km e menor para as linhas de 1500 km e de 2600 km. Portanto, as sobretensões transitórias para as linhas de comprimento regular são mais dispersas com referência ao valor médio esperado quando comparadas com as linhas de comprimento muito longo. Estatisticamente existe 2% de probabilidade que a sobretensão seja maior que: 1,856 p.u. para a linha sintonizada, 1,855 p.u. para a linha de meia onda e 2,651 p.u. para a linha de regular de 400 km. Pode ser observada uma grande influência na correta representação da transposição da linha para a linha de 400 km.

Tabela 7.3 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para religamento tripolar sem método de controle – Análise da modelagem da transposição - Valores em p.u..

Transposição	Valor	Linha de 1500 km Sintonizada	Linha de 2600 km MCO+	Linha regular 400 km
Ideal	Máximo	1,887	1,958	2,835
	Mínimo	1,565	1,740	1,911
	Médio	1,688	1,827	2,472
	Desvio padrão	0,082	0,040	0,177
	Nível 98%	1,856	1,910	2,836
Real	Máximo	1,891	1,936	2,747
	Mínimo	1,557	1,558	1,718
	Médio	1,697	1,671	2,177
	Desvio padrão	0,077	0,090	0,231
	Nível 98%	1,856	1,855	2,651

Na Figura 7.7 se apresenta a forma de onda de tensão na barra de recepção para a manobra de religamento tripolar para o pior caso estatístico para as linhas modeladas com transposição real. A resposta transitória de tensão e os perfis de sobretensão para a linha de 1500 km sintonizada e para a linha de 2600 km são muito parecidos aos obtidos no caso da manobra de energização, como observado nas Figuras 7.2, 7.3, 7.6 e 7.7. Porém, para a linha de 400 km o nível de sobretensão do religamento tripolar é muito maior do que o nível obtido no caso energização. Isto acontece porque a carga residual para a linha de 1500 km e para a linha de 2600 km é nula quando a linha é religada, gerando condições de fechamento similares aos da energização. No entanto, para a linha de 400 km a tensão residual da linha não é nula após o tempo morto de 500 ms, como pode-se observar na Figura 7.7, o que produz uma resposta diferente do caso de energização. Pode-se concluir que a manobra de religamento é mais grave para a linha de 400 km do que para as linhas TMO (sintonizadas ou naturais).

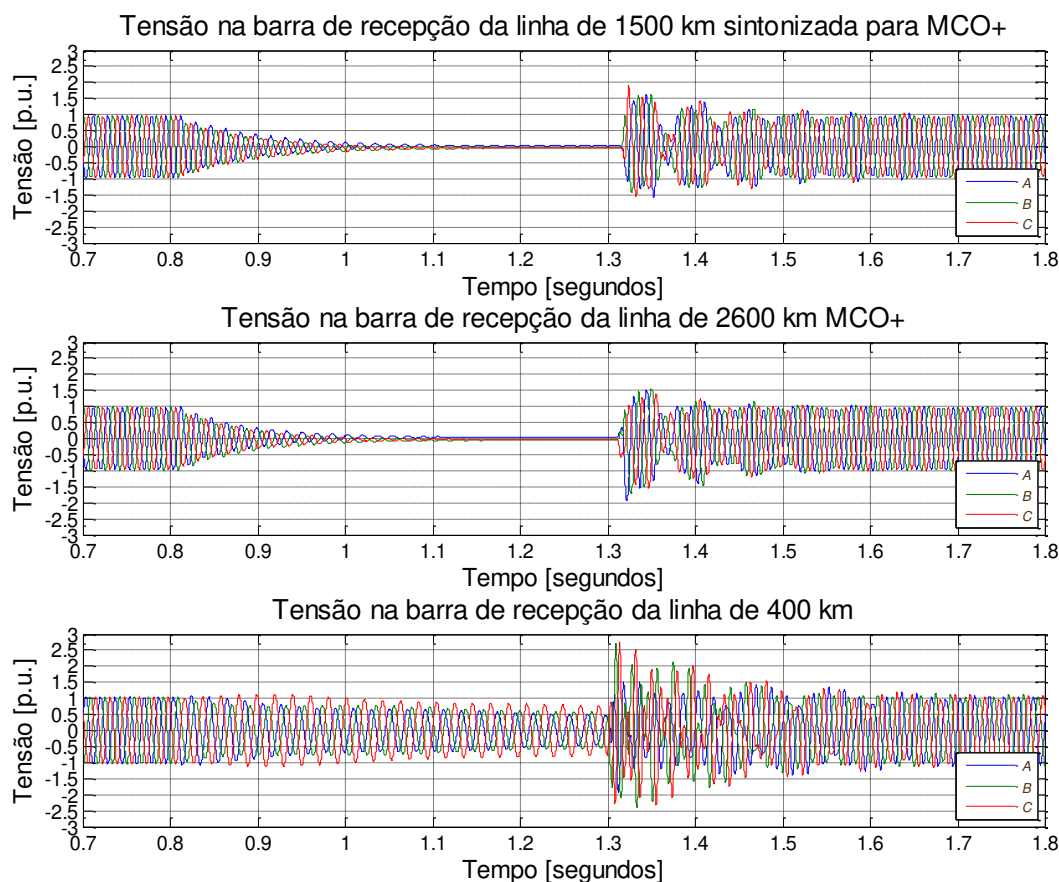


Figura 7.7 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para religamento tripolar. Resultado do pior caso estatístico. Comparação de resposta das linhas com representação de transposição real.

Os perfis de sobretensão transitória para o pior caso estatístico usando métodos típicos de mitigação são apresentados na Figura 7.8. No caso da linha de 1500 km sintonizada, a técnica do resistor pré-inserção reduz mais eficazmente as sobretensões atingindo o máximo valor de 1,497 p.u., não apresentando sobretensões perigosas. Usando os métodos de controle de resistor de pré-inserção, a manobra de religamento tripolar nas linhas muito longas de TMO (sintonizada ou natural) atinge valores máximos similares aos apresentados no religamento tripolar da linha de 400 km de comprimento regular com resistor de pré-inserção ou chaveamento controlado. Observa-se também que o método de controle de chaveamento controlado implementado não provoca redução nas sobretensões para as linhas de TMO (natural ou sintonizada). Isto ocorre porque as sobretensões transitórias decorrentes de frequências mais altas amortecem rapidamente, restando as sobretensões nas baixas frequências que não têm um amortecimento importante.

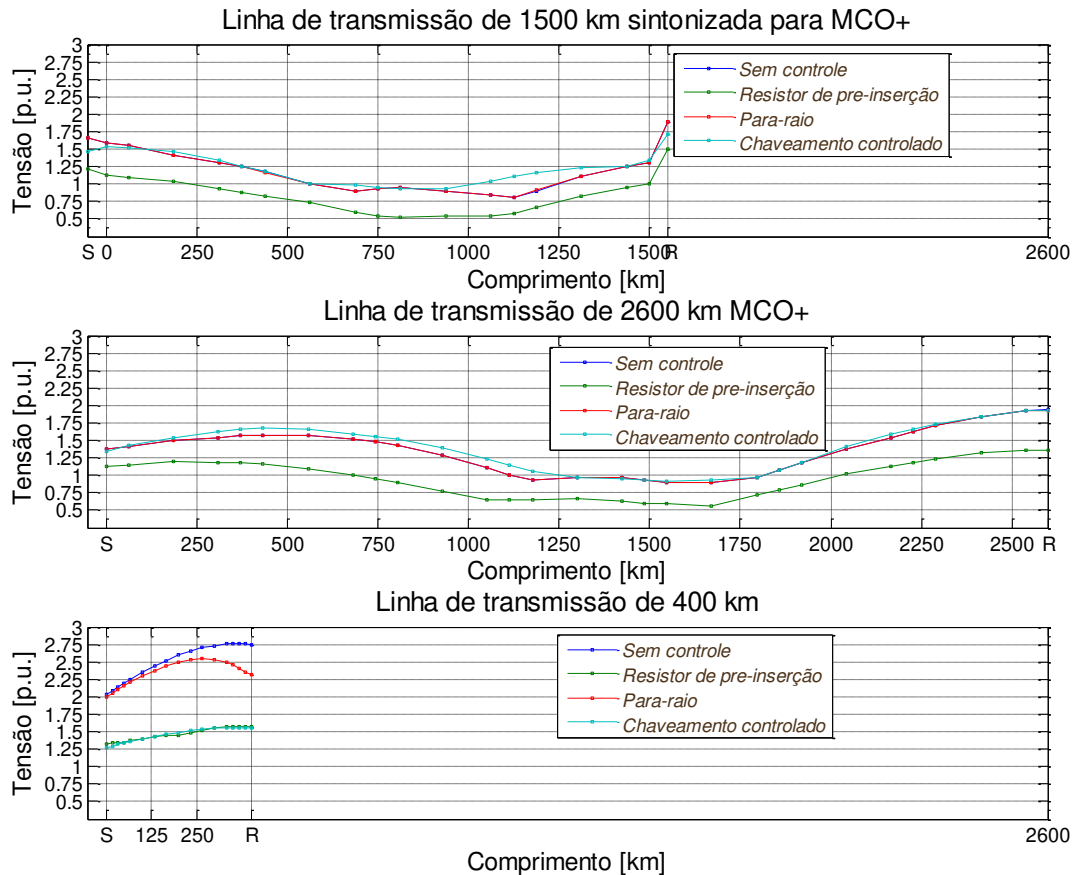


Figura 7.8 - Perfil de máxima sobretensão transitória para religamento tripolar com diferentes técnicas de controle de sobretensões. Resultado do pior caso estatístico. Linha modelada com transposição real.

A Tabela 7.4 apresenta as sobretensões transitórias para religamento tripolar com os métodos típicos de controle de sobretensão e a linha modelada com transposição real. Para as três linhas as maiores sobretensões se localizam no barramento de recepção. Para o caso da linha sintonizada de 1500 km o resistor de pré-inserção é a técnica que controla melhor as sobretensões com um valor máximo de 1,497 p.u.. Para a linha de 2600 km o resistor de pré-inserção também é a técnica que controla melhor as sobretensões com um valor máximo de 1,365 p.u.. Na linha regular de 400 km o chaveamento controlado é a técnica que controla melhor as sobretensões com um valor máximo de 1,573 p.u.. Nestes casos indicados, o desvio padrão das tensões são similares para todas as linhas. Para a técnica mais eficaz, estatisticamente existe 2% de probabilidade que a sobretensão seja maior que: 1,397 p.u. para a linha sintonizada, 1,337 p.u. para a linha de meia onda e 1,544 p.u. para a linha de convencional de 400 km.

Tabela 7.4 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para religamento tripolar com métodos de controle de sobretensão típicos – Linha com transposição real - Valores em p.u..

Método de Controle	Valor	Linha de 1500 km Sintonizada	Linha de 2600 km MCO+	Linha regular 400 km
Sem controle	Máximo	1,891	1,936	2,747
	Mínimo	1,557	1,558	1,718
	Médio	1,697	1,671	2,177
	Desvio padrão	0,077	0,090	0,231
	Nível 98%	1,856	1,855	2,651
Resistor de Pré-inserção	Máximo	1,497	1,365	1,573
	Mínimo	1,232	1,248	1,267
	Médio	1,315	1,290	1,404
	Desvio padrão	0,040	0,023	0,068
	Nível 98%	1,397	1,337	1,544
Para-raio	Máximo	1,890	1,934	2,319
	Mínimo	1,557	1,558	1,739
	Médio	1,695	1,671	2,079
	Desvio padrão	0,077	0,089	0,146
	Nível 98%	1,854	1,854	2,379
Chaveamento controlado	Máximo	1,711	1,929	1,554
	Mínimo	1,644	1,760	1,291
	Médio	1,683	1,825	1,330
	Desvio padrão	0,009	0,029	0,036
	Nível 98%	1,700	1,884	1,403

Deve-se ressaltar que em linhas de comprimento regular a técnica de chaveamento controlado para manobras de religamento tipicamente monitora a tensão através dos contatos do disjuntor e o religamento deve ser aplicado próximo ao cruzamento por zero da tensão.

A Figura 7.9 apresenta a tensão entre os polos do disjuntor para as linhas em estudo. Observa-se que a linha regular de 400 km, por ter compensação em derivação nas suas

extremidades, apresenta uma forma de onda com batimento que permite fazer o religamento tripolar numa região ótima com as tensões próximas ao zero. Para este estudo o religamento foi feito no segundo intervalo de tensão mais baixo.

Para a linha de 1500 km sintonizada e a linha de 2600 km não há nenhuma carga residual na linha ao final do tempo morto, como observado na Figura 7.7, e a tensão entre os contatos do disjuntor é igual à tensão do disjuntor no lado da fonte, motivo pelo qual para estas linhas o religamento foi aplicado perto do cruzamento zero da tensão fase-terra, medida no lado da fonte, em forma similar ao caso do chaveamento controlado para a manobra de energização, usando ângulos típicos de atraso de 0° - 60° - 120° , com um tempo morto de 200 ms.

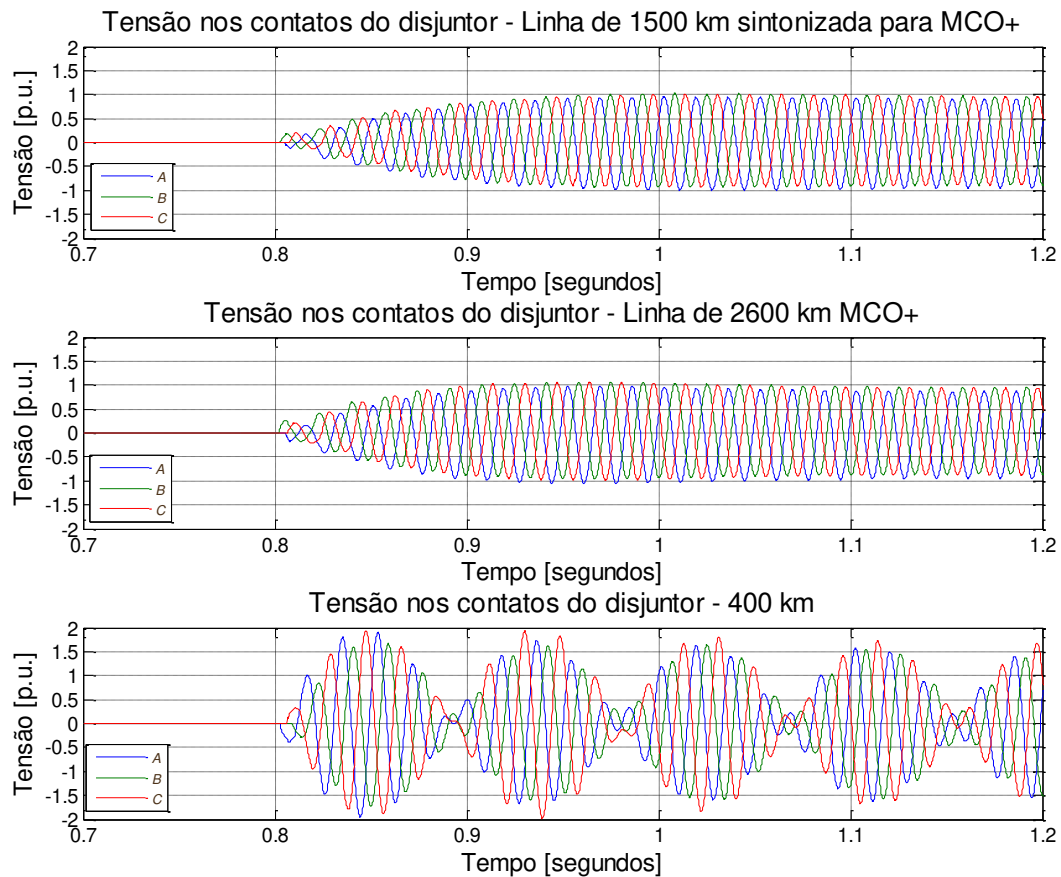


Figura 7.9 - Forma de onda de tensão entre os polos do disjuntor para religamento tripolar. Resultado do pior caso estatístico. Linhas com representação da transposição real.

7.4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE RELIGAMENTO TRIPOLAR COM FALTA TRANSITÓRIA

Uma falta monofásica transitória na fase A, representada por uma resistência de $10\ \Omega$, é aplicada no barramento de recepção. Este local foi escolhido por corresponder ao pior local para falta monofásica para a linha de 1500 km. A Figura 7.10 avalia a influência de representar a linha com transposição ideal e real. Verifica-se que para a linha de 1500 km sintonizada e a linha de 2600 km as máximas tensões localizadas na barra de recepção são similares para as duas representações de transposição.

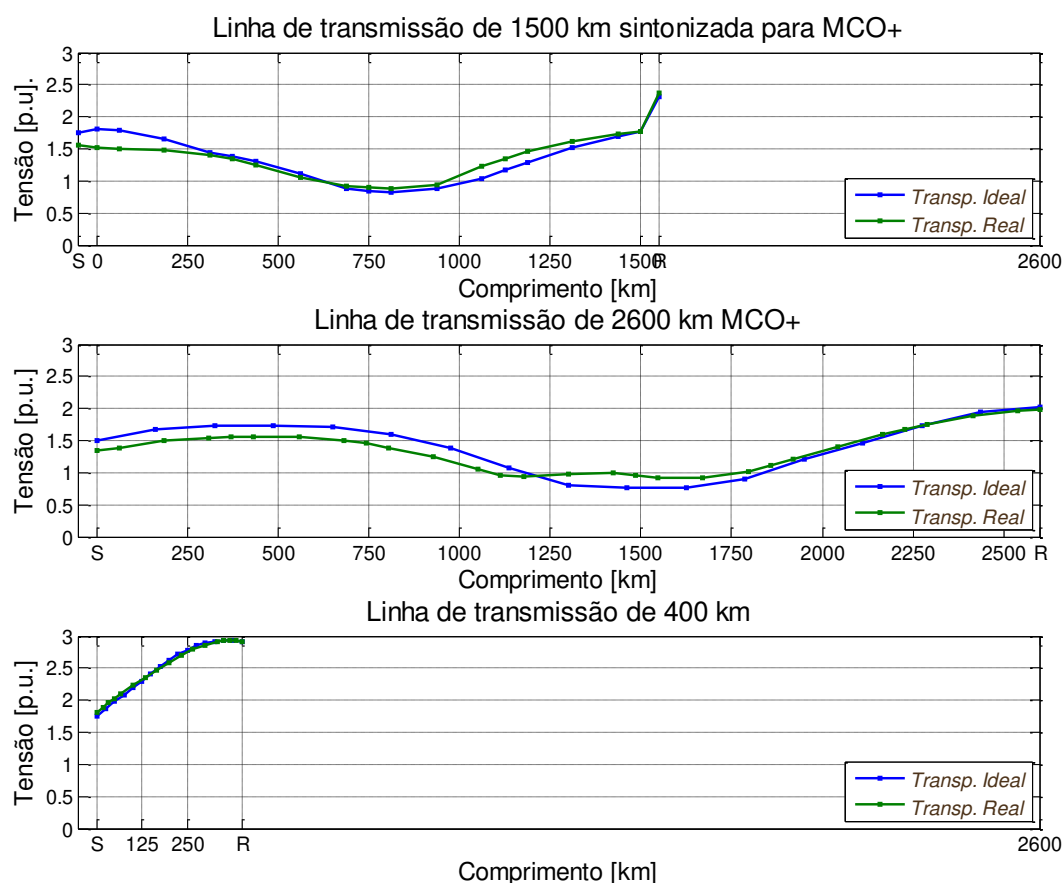


Figura 7.10 - Perfil de máxima sobretensão transitória para religamento tripolar devido a uma falta temporária. Resultado do pior caso estatístico. Comparação de resposta das linhas com representação de transposição ideal e real.

Na Tabela 7.5 se apresentam as sobretensões transitórias para religamento tripolar com falta transitória variando-se a modelagem da transposição. Para as três linhas as maiores sobretensões se localizam no barramento de recepção, sendo mais elevadas para a linha de 400 km (2,921 p.u.) e mais baixas para a linha de 2600 km (1,985 p.u.). O desvio padrão das tensões é maior para a linha regular de 400 km e menor para a linha de 2600 km. Portanto, as sobretensões transitórias para as linhas de comprimento regular são mais dispersas quando comparadas com as linhas de comprimento muito longo. Estatisticamente existe 2% de probabilidade que a sobretensão seja maior que: 2,394 p.u. no caso da linha sintonizada, 1,876 p.u. no caso da linha de meia onda e 2,847 p.u. para a linha regular de 400 km. Não há uma diferença importante na modelagem da transposição para a linha de 400 km, sendo esta diferença um pouco maiores para as linhas longas.

Tabela 7.5 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para religamento tripolar com falta temporária sem controle – Análise da modelagem da transposição - Valores em p.u..

Transposição	Valor	Linha de 1500 km Sintonizada	Linha de 2600 km MCO+	Linha regular 400 km
Ideal	Máximo	2,313	2,024	2,920
	Mínimo	1,782	1,809	1,873
	Médio	2,035	1,898	2,337
	Desvio padrão	0,131	0,041	0,252
	Nível 98%	2,304	1,982	2,855
Real	Máximo	2,366	1,985	2,921
	Mínimo	1,799	1,611	1,894
	Médio	2,121	1,718	2,312
	Desvio padrão	0,133	0,078	0,261
	Nível 98%	2,394	1,879	2,847

A Figura 7.11 apresenta a forma de onda de tensão no barramento recepção para o pior estatístico da manobra de religamento tripolar com falta monofásica transitória com as linhas representadas com transposição real. Observa-se que a tensão residual nas fases sãs,

após a abertura da linha de 1500 km sintonizada atinge um valor perto de 0,5 p.u. que não se atenua, tornando esta manobra mais severa do que o religamento sem falta transitória. Por este motivo a sobretensão de religamento tripolar com falta é maior do que no caso de religamento tripolar sem falta, passando de 1,891 p.u. a 2,366 p.u..

No caso da linha de comprimento regular de 400 km, a manobra de religamento tripolar com a falta transitória produz uma sobretensão máxima de valor muito elevado, atingindo 2,921 p.u..

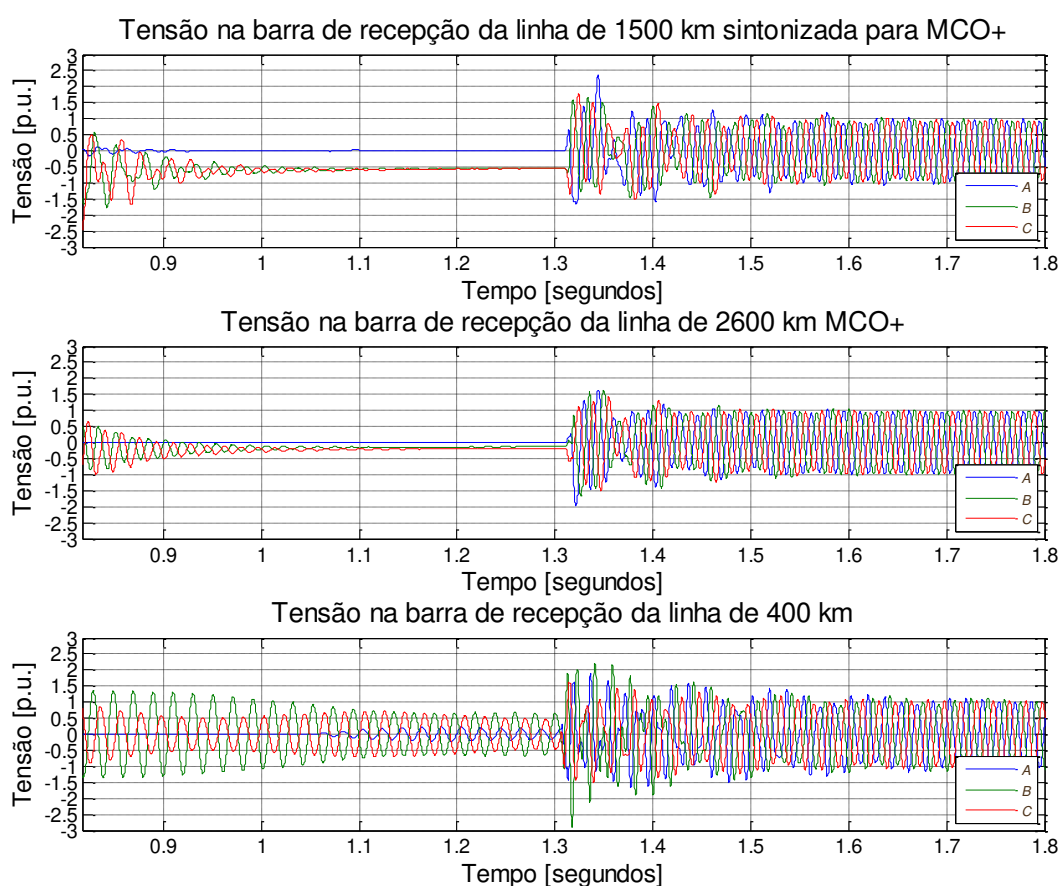


Figura 7.11 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para religamento tripolar devido a falta temporária. Resultado do pior caso estatístico. Linhas com representação de transposição real.

Os perfis de sobretensões das linhas com transposição real para diferentes métodos de mitigação são apresentados na Figura 7.12. Semelhante ao religamento sem falta, a técnica do resistor de pré-inserção para a linha de 1500 km sintonizada reduz de forma mais eficaz

as sobretensões, atingindo o valor máximo de 1,506 p.u., e desta forma este procedimento convencional de mitigação pode ser aplicado com sucesso na linha sintonizada.

No caso da linha de comprimento regular de 400 km a técnica de resistor de pré-inserção também controla os níveis de sobretensões a níveis aceitáveis.

No presente caso a técnica de chaveamento controlado não foi simulada.

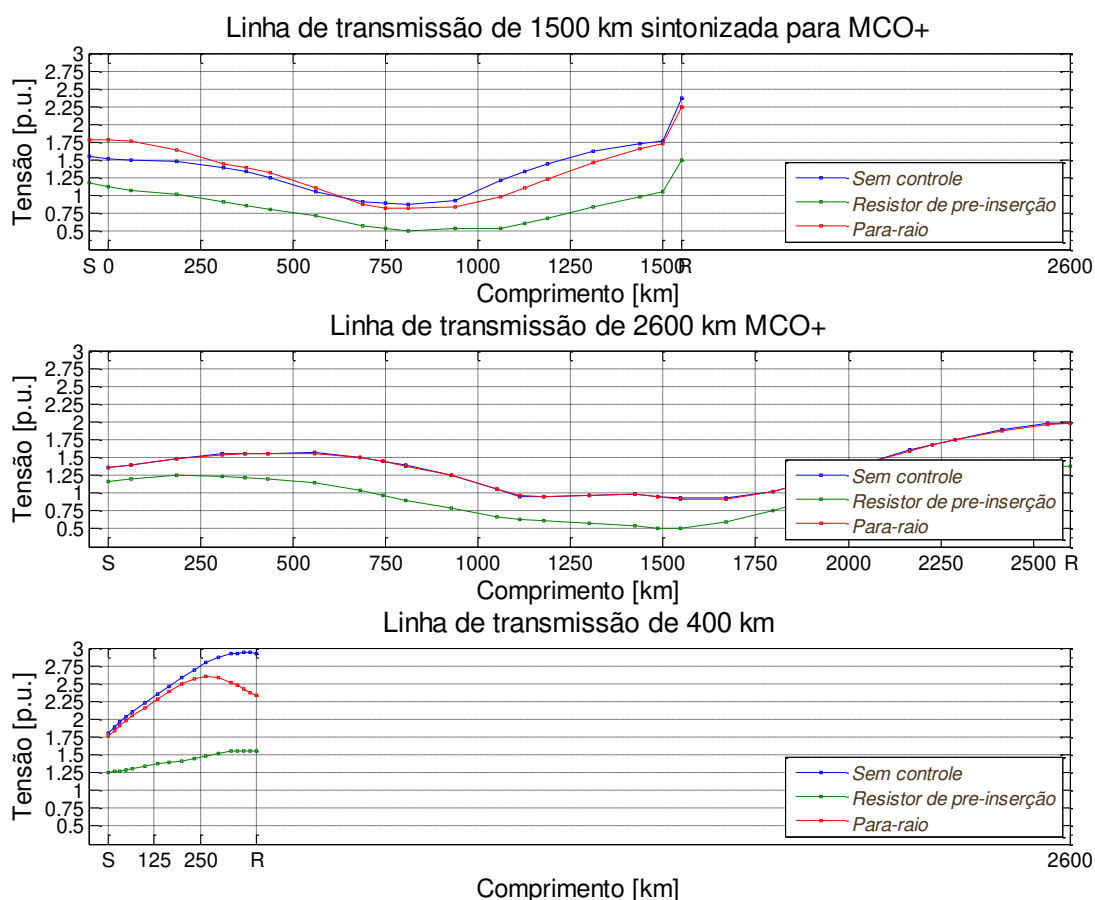


Figura 7.12 - Perfil de máxima sobretensão transitória para religamento tripolar após eliminação da falta monofásica com diferentes técnicas de controle de sobretensões. Resultado do pior caso estatístico para as linhas avaliadas. Linhas modeladas com transposição real.

A Tabela 7.6 apresenta o resumo estatístico de sobretensões transitórias para o religamento tripolar com falta monofásica transitória, com os métodos típicos de controle de sobretensão para linhas modeladas com transposição real. Para as três linhas as maiores sobretensões se localizam no barramento de recepção. Para o caso da linha de 1500 km

sintonizada o resistor de pré-inserção é a técnica que controla melhor as sobretensões, com um valor máximo de 1,506 p.u.. Para a linha de 2600 km o resistor de pré-inserção também é a técnica que controla melhor as sobretensões com um valor máximo de 1,374 p.u.. Na linha regular de 400 km o resistor de pré-inserção também é a técnica que controla melhor as sobretensões com um valor máximo de 1,549 p.u.. Para a técnica mais eficaz para linha, estatisticamente se tem 2% de probabilidade que a sobretensão seja maior que: 1,429 p.u. no caso da linha sintonizada, 1,350 p.u. no caso da linha de meia onda e 1,512 p.u. para a linha de regular de 400 km.

Tabela 7.6 - Resultado estatístico das sobretensões transitórias para religamento tripolar com falta temporária variando o método de controle – Linhas com modelagem da transposição real - Valores em p.u..

Método de Controle	Valor	Linha de 1500 km Sintonizada	Linha de 2600 km MCO+	Linha regular 400 km
Sem controle	Máximo	2,366	1,985	2,921
	Mínimo	1,799	1,611	1,894
	Médio	2,121	1,718	2,312
	Desvio padrão	0,133	0,078	0,261
	Nível 98%	2,394	1,879	2,847
Resistor de Pré-inserção	Máximo	1,506	1,374	1,549
	Mínimo	1,271	1,256	1,245
	Médio	1,348	1,298	1,377
	Desvio padrão	0,040	0,025	0,065
	Nível 98%	1,429	1,350	1,512
Para-raios	Máximo	2,241	1,975	2,332
	Mínimo	1,760	1,605	1,866
	Médio	2,003	1,711	2,146
	Desvio padrão	0,118	0,079	0,122
	Nível 98%	2,246	1,874	2,396

7.5 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE REJEIÇÃO DE CARGA

A Figura 7.13 apresenta o perfil de sobretensão produzido pela abertura do disjuntor na barra de recepção, assumindo uma rejeição total da carga, igual à carga nominal (1,0 SIL). As sobretensões máximas para as três linhas ocorrem no barramento de recepção, sendo estes valores os seguintes: 2,333 p.u. para a linha de 1500 km sintonizada, 2,357 p.u. para a linha de 2600 km e 2,446 p.u. para a linha de 400 km.

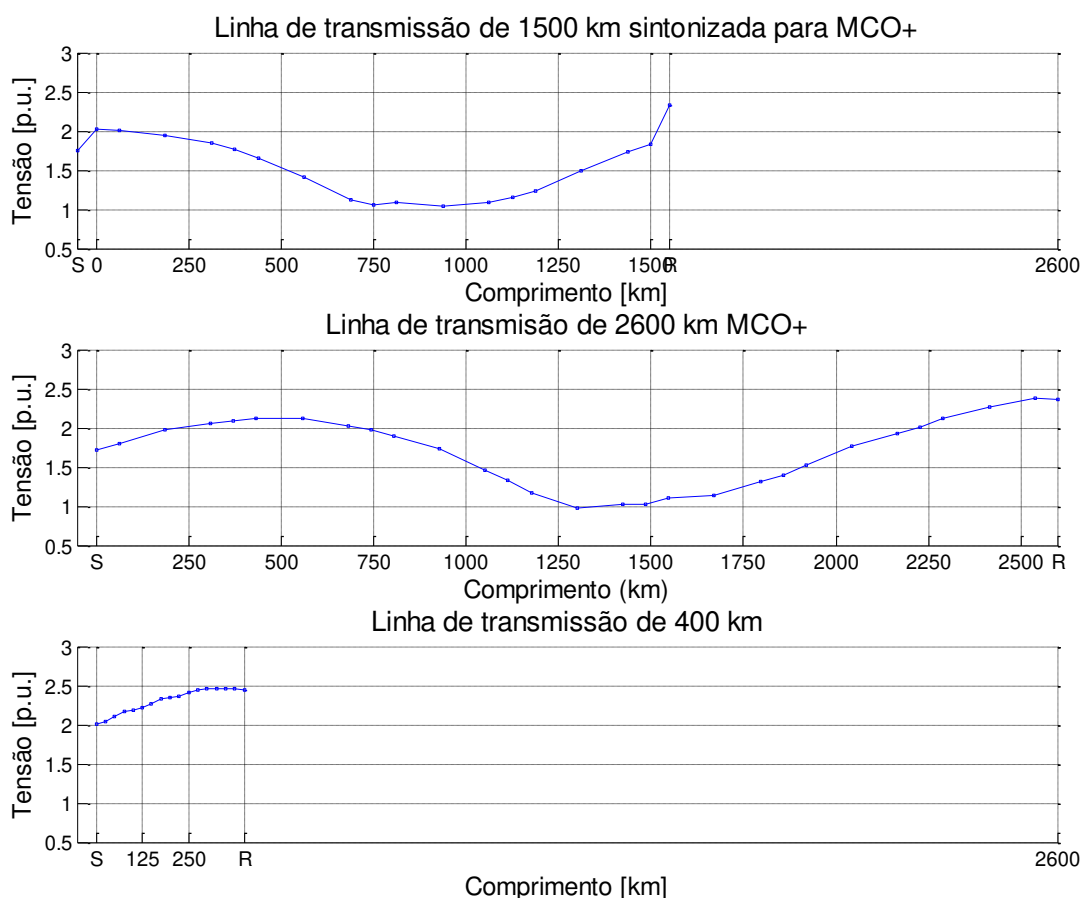


Figura 7.13 - Perfil de máxima sobretensão transitória para rejeição de carga.

As sobretensões máximas obtidas para as linhas de 1500 km e 2600 km acontecem no barramento de recepção e têm níveis similares. As sobretensões máximas das linhas longas são levemente menores do que as observadas para a linha de 400 km.

A Figura 7.14 apresenta as formas de onda de tensão na extremidade de recepção, a montante do disjuntor usado para a manobra de rejeição de carga. A tensão na linha de 1500 km sintonizada e a tensão na linha de 400 km demora cerca de 400 ms para atingir o regime permanente e na linha de 2600 km demora cerca de 250 ms. Nos primeiros 5 ciclos a resposta transitória da linha de 400 km apresenta componentes de maior frequência do que a da linha de 1500 km sintonizada e do que a da linha de 2600 km.

É importante notar que a tensão de regime permanente após a rejeição total da carga é diferente para as três linhas. Para linha de 1500 km sintonizada a tensão de regime após a manobra é 1,28 p.u., para a linha de 2600 km a tensão é 1,29 p.u. e para a linha regular de 400 km a tensão é 1,52 p.u.. Isto se deve à menor regulação de tensão necessária para as linhas de TMO (sintonizada ou natural), uma vez que, em regime permanente as tensões terminais se encontram próximas de 1,0 pu, como se a linha tivesse um comprimento muito curto.

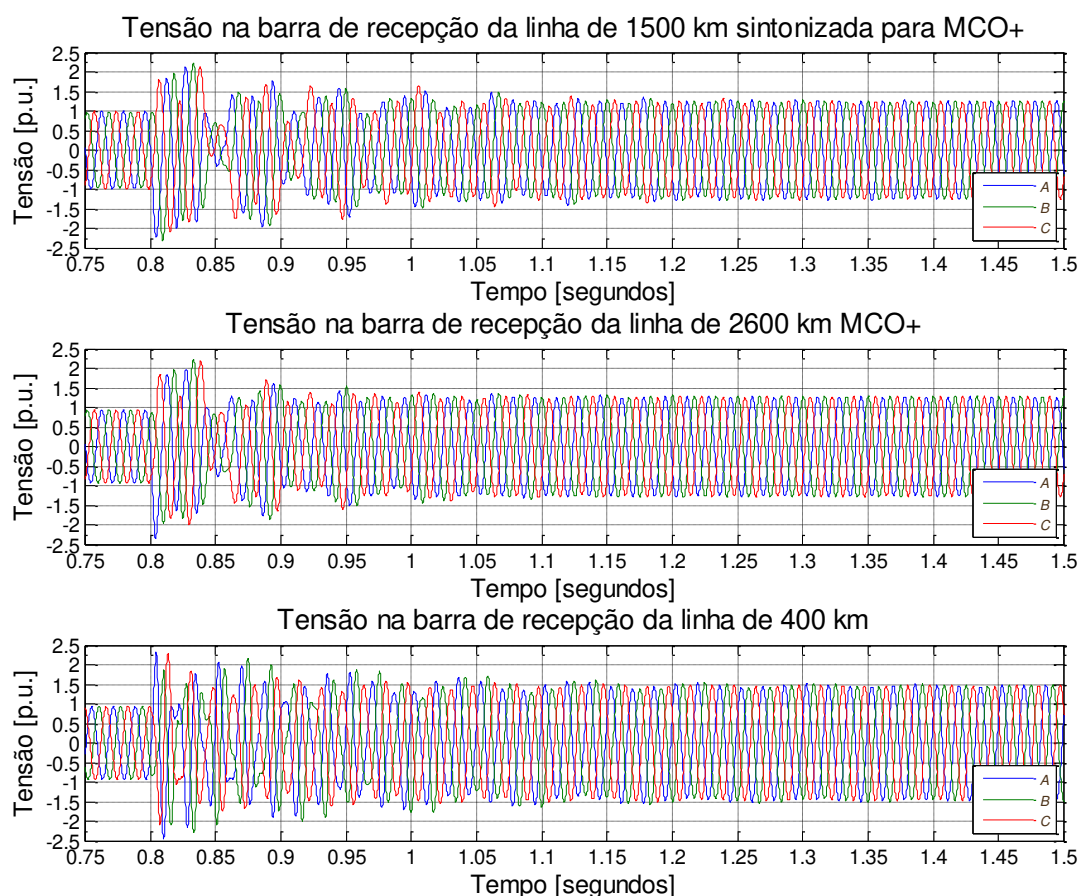


Figura 7.14 - Forma de onda de tensão na barra de recepção para rejeição de carga.

7.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Para manobras típicas de energização e religamento trifásico sem falta temporária a resposta transitória da linha 1500 km sintonizada produz níveis máximos de sobretensões levemente menores do que os obtidos com a linha de 2600 km, que por sua vez também são muito menores do que aqueles da linha regular de 400 km.

A condição de falta temporária durante a manobra de religamento tripolar produz maiores níveis de sobretensão na linha de 1500 km, sendo estes maiores do que os apresentados na linha de 2600 km, porém ainda menores do que os apresentados na linha regular de 400 km.

Para manobras de energização e religamento trifásico na linha de 1500 km sintonizada, o método de controle de sobretensões transitórias do resistor de pré-inserção permite reduzir as sobretensões a níveis moderados, similares aos obtidos em linhas de comprimento regular.

Para a linha de 1500 km sintonizada e a para a linha de 2600 km, o fato de que as sobretensões de manobra são basicamente de frequência fundamental faz com que o método de chaveamento controlado não seja efetivo para reduzir as sobretensões.

As sobretensões obtidas durante a manobra de rejeição total de carga para as linhas de 1500 km e 2600 km são semelhantes entre elas, mas levemente menores que as observadas para a linha de 400 km. É importante indicar que a tensão de regime permanente após a rejeição total da carga é diferente para as três linhas, sendo menores para as linhas muito longas.

Para linhas muito longas a representação da transposição como ideal ou real não é muito importante, pois as harmônicas de alta ordem atenuam-se ao longo da linha. As sobretensões são basicamente geradas pela resposta transitória a baixas frequências, que é semelhante para a representação ideal ou real da transposição da linha.

As sobretensões obtidas para as manobras estudadas na linha de 1500 km sintonizada são menores do que as da linhas de transmissão de comprimento convencional, o que vai reduzir os níveis de isolamento, resultando numa economia na aquisição dos equipamentos

a serem instalados nas linhas. Caso as especificações atuais sejam mantidas para os níveis de tensão utilizados para a transmissão CA no SIN, a redução dos níveis de sobretensões irá resultar numa maior expectativa de vida útil para tais equipamentos.

Capítulo 8

8 CONCLUSÕES

Para condições de operação em regime permanente as opções de sintonização do tipo “PI” e “T” da linha de 1500 km são as que melhor reproduzem as características de meio comprimento de onda.

Observa-se também que para a operação da linha de 1500 km sintonizada para meio comprimento de onda devem ser consideradas as seguintes constatações:

- A linha terá rendimento máximo ao operar transmitindo a sua potência natural. Caso seja necessário operar em sobrecarga contínua esta não deve superar 10 % da potência natural. A linha de meia onda não deve operar com sobrecargas superiores, uma vez que haverá sobretensões sustentadas proporcionais a esta sobrecarga na região central da linha.
- Operação com níveis de carregamento da linha de transmissão maior do que 0,25 SIL proporcionam maior eficiência.
- É necessário que a linha transmita basicamente potência ativa, ou seja, com um fator de potência muito próximo do unitário. Esta é uma restrição de caráter econômico, uma vez que a interligação não será construída para transferir potência reativa entre as regiões conectadas aos seus terminais. Adicionalmente, surgem sobretensões ao longo da linha se o fator de potência da carga for inferior a 0,95. A transferência de

reativo deve ser controlada nos terminais da TMO, o que poderá ser feito com um compensador estático.

As considerações quanto ao limite de potência a ser transferida e ao fator de potência são semelhantes às existentes nos Elos em corrente contínua, uma vez que as estações conversoras apresentam um limite de potência. Além disto o Elo CC transmite somente potência ativa.

A TMO mantém a tensão nos seus terminais basicamente contante, independente do fluxo de potência, ou seja, ela não necessitará de uma regulação contínua em função das variações de carga que ocorrem ao longo do dia. Para o controle do fluxo de reativo poderá ser utilizado um compensador estático ou síncrono nos seus terminais, da mesma forma que é utilizado no Elo CC.

Para o controle de variações mais lentas da carga ao longo do ano deve ser utilizada a mudança de tap dos transformadores terminais para que a TMO opere sempre próxima da sua potência natural, pois esta é uma condição de máximo rendimento. Esta operação irá reduzir as perdas na TMO.

Foi verificado que o equipamento de sintonização tipo PI instalado nas extremidades permite que a linha de 1500 km reproduza o comportamento de uma linha de meio comprimento de onda em condições normais de operação. No entanto, é importante ressaltar que a sintonização é feita apenas para sequência positiva, deixando a sequência zero da linha de 1500 km diferente da da linha de 2600 km. Isto explica algumas diferenças entre a linha sintonizada e a linha de meio comprimento de onda observadas durante a resposta para condições de falta e em regime transitório.

A linha de 1500 km sintonizada apresenta sobretensões maiores que 2,0 p.u. para condições de falta, de forma similar à linha de 2600 km. Segundo o tipo de falta, existem pontos críticos na linha nos quais a aplicação da falta produz sobretensões muito elevadas que se manifestam em outros trechos da linha. Este fato indica que as linhas de transmissão de meio comprimento de onda requerem o desenvolvimento de técnicas de mitigação destas sobretensões e sistemas de proteção de atuação rápida.

Para a linha de 1500 km sintonizada os pontos críticos para faltas trifásicas são próximos do final da linha de transmissão, antes do banco de sintonização, e para faltas monofásicas o ponto crítico se apresenta no barramento de recepção após o banco de sintonização.

Verificou-se que os níveis máximos de sobretensão e a localização dos trechos críticos de aplicação de falta são influenciados pela potência de curto das barras terminais e pela representação da transposição da linha.

Da análise da impedância da linha de transmissão de 1500 km sintonizada e a linha de 2600 km verifica-se também que os níveis de tensão anormais na linha são produto da quase ressonância a frequência fundamental que ocorre nos pontos críticos de aplicação de falta. Nestes pontos apresentam-se baixas impedâncias vistas pela fonte, o que gera valores altos de corrente no barramento de envio, que ao se distribuir no sistema de transmissão produz altos valores de tensão em um amplo trecho da linha.

Para manobras típicas de energização e religamento trifásico sem falta temporária a resposta transitória da linha 1500 km sintonizada produz níveis de sobretensão um pouco menores do que os obtidos com a linha de 2600 km e muito menores do que aqueles observados em linha convencional de 400 km.

A condição de falta temporária durante a manobra de religamento tripolar produz maiores níveis de sobretensão na linha de 1500 km, sendo estes maiores do que os apresentados na linha de 2600 km, porém ainda menores do que os apresentados na linha regular de 400 km.

Para as manobras de energização e religamento trifásico o uso do resistor de pré-inserção permite controlar as sobretensões a níveis moderados.

As sobretensões obtidas durante a manobra de rejeição total de carga para as linhas de 1500 km e 2600 km têm níveis similares, mas são levemente menores do que as observadas para a linha de 400 km. É importante indicar que a tensão de regime permanente após a rejeição total da carga é diferente para as três linhas, sendo menores para as linhas de meio comprimento de onda (sintonizadas ou naturais) devido à menor regulação de tensão destas em regime permanente.

Para a linha de 1500 km sintonizada e a para a linha de 2600 km, o fato de que as sobretensões de manobra são basicamente de frequência fundamental faz com que o método de chaveamento controlado não seja eficiente.

Para linhas muito longas avaliadas no presente trabalho, a representação da transposição como ideal ou real não é muito importante, pois as harmônicas de alta ordem atenuam-se no longo comprimento da linha. As sobretensões são basicamente geradas pela resposta transitória das harmônicas de frequência menores, sendo mais próximas as respostas da representação ideal ou real da transposição da linha.

As sobretensões obtidas para as manobras estudadas na linha de 1500 km sintonizada para meio comprimento de onda são menores do que os de linhas de transmissão de comprimento convencional, o que vai resultar em menor nível de isolamento dos equipamentos a serem instalados nas linhas. Caso sejam mantidas as atuais especificações para os níveis de tensão utilizados para transmissão em corrente alternada no sistema brasileiro, a redução dos níveis de sobretensão implica em uma maior expectativa de vida útil para tais equipamentos.

Com base nos estudos realizados, as linhas de transmissão com comprimentos superiores a 1500 km sintonizadas para terem as mesmas características da linha TMO apresentam tensão constante nos seus terminais, independente do nível de carregamento, e esta é uma característica importante para escoamento da energia gerada por fontes de intermitentes energia, como a solar e a eólica.

Finalmente baseado nos estudos realizados no presente trabalho sugere-se os seguintes trabalhos futuros:

- Avaliar o desempenho da linha de transmissão sintonizada para meio comprimento de onda integrada a um sistema de potência em regime permanente e sob transitórios de manobra e falta para diferentes cenários de carga.
- Desenvolver uma análise detalhada da ressonância à frequência fundamental e os trechos expostos a sobretensões durante a condição de falta, com o objetivo de avaliar alternativas de detecção rápida destas faltas e alternativas de mitigação baseadas no deslocamento ou remoção da condição de ressonância à frequência

fundamental, o que pode servir de base para o desenvolvimento de sistemas de proteção para este tipo de sistemas de transmissão.

- Desenvolvimento de metodologias e/ou modelos de linha de transmissão que considerem os efeitos das sobretensões anormais apresentadas em sistemas de transmissão de meio comprimento de onda. Deve-se considerar, neste desenvolvimento, fenômenos como o efeito corona.

REFERÊNCIAS

ELGUERA, A; TAVARES, M.; PORTELA, C. **“Evaluating the Importance of Properly Representing Actual Transmission Line Transposition for Electromagnetic Transient Studies”**. International Conference on Power Systems Transient (IPST), Lyon, France, Junho 2007.

GERTRUDES, J.; GOMES, E; TAVARES, M. **“Circuit Breaker TRV on a No-load AC Half-Wavelength Transmission Line”**. International Conference on Power Systems Transient (IPST) Vancouver, Canadá, Julho 2013.

GOMES, E.; TAVARES, M. **“Analysis of the Energization Test of 2600-km Long AC-Link Composed of Similar Transmission Lines”**. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Wuhan, China, 2011.

HUBERT, F.; GENT, M. **“Half-Wavelength Power Transmission Lines”**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol 84, no. 10, pp. 966-973. Outubro, 1965.

FURUMASO, B.; HASIBAR, R. **“Design and Installation of 500-kV Back to Back Shunt Capacitors Banks”**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol 7, no. 2. April, 1992.

IBRAHIM, A. ; DOMMEL, H. **“A Knowledge Base for Switching Surge Transients”**. International Conference on Power Systems Transient (IPST) Montreal, Canadá, Junho 2005.

ILICETO, F. ; CINIERI, E. **“Analysis of Half-Wavelength Transmission Lines with Simulation of Corona Losses”**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol 3, no. 10, pp. 2081- 2091. Outubro, 1988.

ILICETO, F; GATTA, F. **“Analysis of Some Operation Problems of Half-Wave Length Power Transmission Lines”**. 3rd AFRICON Conference, AFRICON '92 Proceedings, no. 10, pp. 59- 64. Ezulwini Valley, Suazilândia, Setembro 1992.

MACHADO, C.; MAIA, M; TAVARES, M.; *et al.* **“Electromagnetic Transient Studies Related to Energization of Half-Wavelength Transmission Line”**. International Conference on Power Systems Transient (IPST). Vancouver, Canadá, Julho 2013.

MACIEL, R. **“Maximização da Potência Característica de Linhas de Transmissão Usando Método de Otimização Não Linear”**. Campinas, 2013. 139f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Unicamp, 2013.

MESTAS, P; TAVARES, M. **“Relevant Parameters in a Statistical Analysis - Application to Transmission Line Energization”**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. vol. 29, pp. pp. 2605 - 2613, Dezembro. 2014.

MESTAS, P; TAVARES, M; GOLE, A. **“Implementation and Performance Evaluation of a Reclosing Method for Reactor Compensated Transmission Lines”**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, p. pp. 954 – 962, Abril 2011.

OLIVEIRA F.; *et al.*, **“Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas”**. Projeto Inovaeq, Brasília: Texeira, 2013. Programa de P&D da ANEEL. Primeira edição.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **“Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos”**. Revisão 2.0, 2010. Disponível em : <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>.

PAZ, M.; TAVARES, M. **“Energization of the Half-Wavelength Transmission Trunk Considering the Occurrence of Single Phase Fault”**. International Conference on Power Systems Transient (IPST). Vancouver, Canadá, Julho 2013.

PORTELA, C. **“Non Conventional AC Solutions Adequate for Very Long Distance Transmission”**. XI SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Belém, PA, 2009.

PORTELA, C. *et al.* **“Nova Concepção de Linhas de Transmissão a Longas Distância em Corrente Alternada e Extra Alta Tensão”**. XX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife, PE, 2009.

PRABHAKARA, F. ; PARTHASARATHY, K. ; RAMACHANDRA R. **“Performance of Tuned Half-Wave-Length Power Transmission Lines”**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol 88, no. 10, pp. 1795- 1802. Dezembro, 1969.

PRABHAKARA, F. ; PARTHASARATHY, K. ; RAMACHANDRA R. **“Analysis of Natural Half-Wave-Length Power Transmission Lines”**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol 88, no. 10, pp. 1787 - 1794. Dezembro, 1969.

SANAYE-PASAND, M.; DADASHZADEH, M e KHODAYAR, M. **“Limitation of Transmission Line Switching Overvoltages using Switchsync Relays”**. M.. International Conference on Power Systems Transients (IPST’05). Montreal, Canadá, Junho 2005.

SAMORADOV, G; KANDAKOV, S. **“Complex Test of Half-Wave Transmission System and Introduction of Half-Wave Techonology in Near Future in Russia”**. Seminario de transmissão em meia onda, Novembro 2013, Campinas-SP, Brasil. Disponível em : < <http://www.dsce.fee.unicamp.br/~cristina/teste.html>>.

SANTOS, M; JARDINI, A; MASUDA, M; NICOLA, G. **“A Study and Design of Half-Wavelength Lines as an Option for Long Distance Power Transmission”**. IEEE PES Power Tech, Trondheim, Noruega, 2011.

SILVA, E; MOREIRA, F; TAVARES, M., **“Energization Simulations of a Half-Wave Length Transmission Line under the Occurrence of Three-Phase Faults”**. The 10th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, Viña del Mar, Chile, 2013.

TAVARES, M.; BORGES, R; PORTELA, C. **“Analysis of an Isolated Half-Wavelength Transmission Line Submitted to Switching Maneuvers”**. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Wuhan, China, 2011.

VIDIGAL, R. **“Análise do Comportamento de uma Linha de um Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda sob Diferentes Condições de Operação em Regime Permanente e durante Manobra de Energização”**. Campinas, 2010. 139f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –Universidade Estadual de Campinas, Unicamp, 2010.

WANG L.; CUI X. **“A Method for Suppressing Steady-State Operating Overvoltages of the Half Wave-Length UHV AC Power Transmission Line”**. 7th Asia-Pacific International Conference on Lightning (APL), no. 10, pp. 551- 554., Chegdu, China, Novembro 2011.

WANG. G; LI, Q; ZHANG, L. **“Research Status and Prospects of the Half-Wavelength Transmission Lines”**. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific, pp. 1-5, Chengdu, China, Março, 2010.

WATANABE, E; PEDROSO, A; FERREIRA, A; *et al*, **“Alternativas não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica”**. Projeto Transmitir, Brasília: Texeira, 2013. Programa de P&D da ANEEL. Primeira edição.

XIANG, X; QI, L; CUI, X. **“Electromagnetic Transient Characteristic of 1000 kV Half-Wavelength AC Transmission Lines”**. Critical Infrastructure (CRIS), 2010 5th International Conference on, pp. 1-4, 20-22, Pequim, China, Setembro, 2010.

APÊNDICE

APÊNDICE A – RESULTADOS DE SOBRETENSÕES EM CONDIÇÃO DE FALTA TRIFÁSICA

Este apêndice apresenta os resultados complementares das sobretensões para condições de faltas ao longo da linha descritas no capítulo 4.

- Falta trifásica ao longo da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.

Tabela A 1- Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase A da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E F A L T A [km]	ENV.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,13
	0	0,55	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	63	0,59	0,10	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	188	0,65	0,21	0,15	0,06	0,05	0,04	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09
	313	0,71	0,32	0,26	0,15	0,06	0,05	0,05	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,05	0,07	0,08	0,09	0,11
	375	0,74	0,38	0,32	0,21	0,09	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,12
	438	0,77	0,44	0,38	0,27	0,15	0,10	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,10	0,11	0,14
	563	0,84	0,56	0,51	0,40	0,28	0,22	0,16	0,06	0,03	0,01	0,01	0,04	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,17	0,22
	688	0,91	0,70	0,65	0,54	0,43	0,36	0,30	0,17	0,05	0,02	0,02	0,08	0,14	0,17	0,19	0,25	0,29	0,31	0,40
	750	0,94	0,76	0,71	0,61	0,50	0,43	0,37	0,23	0,09	0,03	0,03	0,11	0,19	0,23	0,27	0,34	0,40	0,43	0,55
	813	0,97	0,81	0,77	0,67	0,55	0,49	0,42	0,28	0,14	0,07	0,04	0,11	0,20	0,24	0,28	0,35	0,42	0,45	0,58
	938	1,05	0,98	0,95	0,85	0,74	0,68	0,61	0,47	0,32	0,24	0,16	0,07	0,13	0,15	0,18	0,22	0,27	0,29	0,37
	1063	1,18	1,23	1,20	1,12	1,01	0,95	0,88	0,73	0,56	0,47	0,38	0,20	0,09	0,11	0,13	0,17	0,20	0,21	0,27
	1125	1,25	1,39	1,36	1,29	1,18	1,12	1,05	0,89	0,72	0,62	0,53	0,33	0,14	0,10	0,12	0,15	0,18	0,20	0,25
	1188	1,35	1,58	1,56	1,49	1,39	1,33	1,26	1,10	0,91	0,81	0,70	0,48	0,26	0,16	0,12	0,15	0,18	0,19	0,24
	1313	1,63	2,14	2,14	2,10	2,01	1,95	1,87	1,70	1,48	1,36	1,23	0,95	0,66	0,50	0,36	0,16	0,19	0,20	0,26
	1438	2,12	3,19	3,23	3,24	3,18	3,12	3,05	2,84	2,57	2,42	2,25	1,87	1,45	1,23	1,00	0,55	0,24	0,26	0,34
	1500	2,50	4,05	4,12	4,18	4,15	4,10	4,03	3,81	3,51	3,32	3,12	2,66	2,15	1,87	1,58	1,00	0,45	0,31	0,40
	REC.	0,20	0,93	1,02	1,18	1,32	1,38	1,43	1,50	1,54	1,55	1,55	1,51	1,45	1,40	1,35	1,22	1,06	0,97	0,12

Tabela A 2 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase B da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A	ENV.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,13
	0	0,55	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	63	0,59	0,10	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	188	0,65	0,21	0,15	0,06	0,05	0,04	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09
	313	0,71	0,32	0,26	0,15	0,06	0,05	0,05	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,05	0,07	0,08	0,09	0,11
	375	0,74	0,38	0,32	0,21	0,09	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,12
	438	0,77	0,44	0,38	0,27	0,15	0,10	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,10	0,11	0,14
	563	0,84	0,56	0,51	0,40	0,28	0,22	0,16	0,06	0,03	0,01	0,01	0,04	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,17	0,22
	688	0,91	0,70	0,65	0,54	0,43	0,36	0,30	0,17	0,05	0,02	0,02	0,08	0,14	0,17	0,19	0,25	0,29	0,31	0,40
	750	0,94	0,76	0,71	0,61	0,50	0,43	0,37	0,23	0,09	0,03	0,03	0,11	0,19	0,23	0,27	0,34	0,40	0,43	0,55
	813	0,97	0,81	0,77	0,67	0,55	0,49	0,42	0,28	0,14	0,07	0,04	0,11	0,20	0,24	0,28	0,35	0,42	0,45	0,58
	938	1,05	0,98	0,95	0,85	0,74	0,68	0,61	0,47	0,32	0,24	0,16	0,07	0,13	0,15	0,18	0,22	0,27	0,29	0,37
	1063	1,18	1,23	1,20	1,12	1,01	0,95	0,88	0,73	0,56	0,47	0,38	0,20	0,09	0,11	0,13	0,17	0,20	0,21	0,27
	1125	1,25	1,39	1,36	1,29	1,18	1,12	1,05	0,89	0,72	0,62	0,53	0,33	0,14	0,10	0,12	0,15	0,18	0,20	0,25
	1188	1,35	1,58	1,56	1,49	1,39	1,33	1,26	1,10	0,91	0,81	0,70	0,48	0,26	0,16	0,12	0,15	0,18	0,19	0,24
	1313	1,63	2,14	2,14	2,10	2,01	1,95	1,87	1,70	1,48	1,36	1,23	0,95	0,66	0,50	0,36	0,16	0,19	0,20	0,26
	1438	2,12	3,19	3,23	3,24	3,18	3,12	3,05	2,84	2,57	2,42	2,25	1,87	1,45	1,23	1,00	0,55	0,24	0,26	0,34
	1500	2,50	4,05	4,12	4,18	4,15	4,10	4,03	3,81	3,51	3,32	3,12	2,66	2,15	1,87	1,58	1,00	0,45	0,31	0,40
	REC.	0,20	0,93	1,02	1,18	1,32	1,38	1,43	1,50	1,54	1,55	1,55	1,51	1,45	1,40	1,35	1,22	1,06	0,97	0,12

Tabela A 3 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase C da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,13
	0	0,55	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	63	0,59	0,10	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	188	0,65	0,21	0,15	0,06	0,05	0,04	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09
	313	0,71	0,32	0,26	0,15	0,06	0,05	0,05	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,05	0,07	0,08	0,09	0,11
	375	0,74	0,38	0,32	0,21	0,09	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,12
	438	0,77	0,44	0,38	0,27	0,15	0,10	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,10	0,11	0,14
	563	0,84	0,56	0,51	0,40	0,28	0,22	0,16	0,06	0,03	0,01	0,01	0,04	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,17	0,22
	688	0,91	0,70	0,65	0,54	0,43	0,36	0,30	0,17	0,05	0,02	0,02	0,08	0,14	0,17	0,19	0,25	0,29	0,31	0,40
	750	0,94	0,76	0,71	0,61	0,50	0,43	0,37	0,23	0,09	0,03	0,03	0,11	0,19	0,23	0,27	0,34	0,40	0,43	0,55
	813	0,97	0,81	0,77	0,67	0,55	0,49	0,42	0,28	0,14	0,07	0,04	0,11	0,20	0,24	0,28	0,35	0,42	0,45	0,58
	938	1,05	0,98	0,95	0,85	0,74	0,68	0,61	0,47	0,32	0,24	0,16	0,07	0,13	0,15	0,18	0,22	0,27	0,29	0,37
	1063	1,18	1,23	1,20	1,12	1,01	0,95	0,88	0,73	0,56	0,47	0,38	0,20	0,09	0,11	0,13	0,17	0,20	0,21	0,27
	1125	1,25	1,39	1,36	1,29	1,18	1,12	1,05	0,89	0,72	0,62	0,53	0,33	0,14	0,10	0,12	0,15	0,18	0,20	0,25
	1188	1,35	1,58	1,56	1,49	1,39	1,33	1,26	1,10	0,91	0,81	0,70	0,48	0,26	0,16	0,12	0,15	0,18	0,19	0,24
	1313	1,63	2,14	2,14	2,10	2,01	1,95	1,87	1,70	1,48	1,36	1,23	0,95	0,66	0,50	0,36	0,16	0,19	0,20	0,26
	1438	2,12	3,19	3,23	3,24	3,18	3,12	3,05	2,84	2,57	2,42	2,25	1,87	1,45	1,23	1,00	0,55	0,24	0,26	0,34
	1500	2,50	4,05	4,12	4,18	4,15	4,10	4,03	3,81	3,51	3,32	3,12	2,66	2,15	1,87	1,58	1,00	0,45	0,31	0,40
	REC.	0,20	0,93	1,02	1,18	1,32	1,38	1,43	1,50	1,54	1,55	1,55	1,51	1,45	1,40	1,35	1,22	1,06	0,97	0,12

- Falta trifásica ao longo da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.

Tabela A 4 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase A da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A	ENV.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01	0,00	0,02	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,13
	0	0,55	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	63	0,59	0,11	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	0,00	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	188	0,65	0,20	0,14	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,01	0,01	0,00	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,07	0,07	0,09
	313	0,71	0,32	0,25	0,13	0,06	0,05	0,05	0,03	0,02	0,01	0,00	0,02	0,04	0,04	0,05	0,07	0,08	0,08	0,11
	375	0,74	0,38	0,32	0,20	0,10	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,12
	438	0,78	0,44	0,38	0,27	0,17	0,11	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	0,11	0,15
	563	0,83	0,55	0,50	0,39	0,29	0,22	0,16	0,06	0,03	0,02	0,01	0,04	0,07	0,09	0,10	0,13	0,15	0,16	0,21
	688	0,91	0,70	0,65	0,54	0,43	0,36	0,29	0,16	0,05	0,02	0,01	0,07	0,13	0,15	0,18	0,23	0,28	0,30	0,38
	750	0,95	0,77	0,72	0,61	0,50	0,43	0,36	0,22	0,10	0,03	0,03	0,11	0,19	0,23	0,26	0,33	0,40	0,43	0,55
	813	0,97	0,82	0,77	0,66	0,55	0,48	0,41	0,27	0,15	0,08	0,04	0,12	0,22	0,26	0,29	0,37	0,44	0,47	0,61
	938	1,05	0,98	0,94	0,84	0,74	0,67	0,60	0,46	0,32	0,24	0,16	0,07	0,13	0,16	0,19	0,24	0,29	0,31	0,40
	1063	1,20	1,26	1,23	1,14	1,04	0,97	0,90	0,74	0,58	0,48	0,39	0,19	0,10	0,12	0,14	0,17	0,21	0,22	0,28
	1125	1,29	1,44	1,40	1,32	1,22	1,15	1,07	0,90	0,73	0,63	0,53	0,32	0,16	0,11	0,13	0,16	0,19	0,21	0,26
	1188	1,40	1,66	1,63	1,55	1,46	1,39	1,31	1,13	0,94	0,83	0,72	0,48	0,29	0,18	0,13	0,16	0,19	0,20	0,26
	1313	1,66	2,20	2,18	2,12	2,04	1,97	1,89	1,70	1,50	1,37	1,23	0,94	0,68	0,52	0,35	0,17	0,21	0,22	0,29
	1438	2,35	3,65	3,68	3,72	3,71	3,64	3,55	3,33	3,06	2,87	2,67	2,21	1,74	1,47	1,19	0,61	0,29	0,30	0,39
	1500	2,73	4,62	4,69	4,81	4,85	4,79	4,70	4,47	4,17	3,95	3,70	3,15	2,58	2,24	1,87	1,14	0,58	0,37	0,47
	REC.	0,22	0,82	0,90	1,06	1,21	1,26	1,31	1,38	1,43	1,44	1,43	1,40	1,35	1,31	1,25	1,12	0,98	0,90	0,11

Tabela A 5 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase B da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,05	0,04	0,01	0,01	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,13
	0	0,55	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	63	0,58	0,10	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	188	0,65	0,20	0,14	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,01	0,01	0,00	0,02	0,03	0,04	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09
	313	0,72	0,33	0,27	0,17	0,06	0,05	0,04	0,03	0,01	0,00	0,01	0,02	0,04	0,05	0,05	0,07	0,08	0,08	0,11
	375	0,74	0,38	0,32	0,22	0,10	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,09	0,12
	438	0,77	0,43	0,38	0,28	0,15	0,10	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,10	0,11	0,14
	563	0,84	0,56	0,51	0,41	0,28	0,22	0,15	0,06	0,03	0,01	0,01	0,04	0,07	0,09	0,10	0,13	0,15	0,16	0,21
	688	0,91	0,71	0,66	0,57	0,44	0,37	0,31	0,19	0,05	0,02	0,03	0,09	0,15	0,18	0,21	0,26	0,31	0,33	0,42
	750	0,95	0,77	0,73	0,63	0,51	0,44	0,38	0,25	0,10	0,03	0,03	0,12	0,20	0,24	0,28	0,35	0,41	0,44	0,57
	813	0,97	0,82	0,78	0,69	0,57	0,50	0,44	0,31	0,15	0,08	0,03	0,12	0,21	0,26	0,30	0,39	0,46	0,49	0,63
	938	1,06	1,01	0,97	0,89	0,78	0,71	0,64	0,50	0,33	0,25	0,16	0,07	0,13	0,15	0,18	0,23	0,27	0,29	0,37
	1063	1,20	1,27	1,24	1,16	1,04	0,97	0,89	0,75	0,57	0,48	0,38	0,24	0,10	0,12	0,14	0,17	0,20	0,22	0,28
	1125	1,27	1,42	1,39	1,31	1,19	1,12	1,05	0,90	0,71	0,62	0,52	0,36	0,15	0,11	0,13	0,16	0,19	0,20	0,26
	1188	1,35	1,58	1,55	1,48	1,35	1,28	1,21	1,06	0,86	0,76	0,66	0,50	0,26	0,17	0,12	0,16	0,19	0,20	0,26
	1313	1,69	2,26	2,26	2,24	2,12	2,05	1,97	1,80	1,55	1,42	1,28	1,01	0,68	0,51	0,35	0,17	0,20	0,22	0,28
	1438	2,23	3,47	3,52	3,57	3,47	3,40	3,32	3,12	2,79	2,61	2,42	2,05	1,55	1,30	1,06	0,67	0,27	0,29	0,37
	1500	2,48	4,13	4,20	4,30	4,22	4,15	4,07	3,87	3,51	3,31	3,10	2,69	2,13	1,84	1,56	1,08	0,46	0,33	0,42
	REC.	0,21	0,82	0,91	1,07	1,18	1,23	1,28	1,36	1,39	1,40	1,40	1,38	1,32	1,28	1,24	1,13	0,99	0,91	0,11

Tabela A 6 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase C da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,08	0,09	0,10	0,13
	0	0,55	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	63	0,59	0,09	0,06	0,06	0,05	0,04	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,08
	188	0,66	0,22	0,17	0,06	0,05	0,04	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09
	313	0,71	0,32	0,27	0,15	0,06	0,05	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,04	0,05	0,06	0,08	0,08	0,11
	375	0,74	0,38	0,33	0,20	0,09	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09	0,09	0,12
	438	0,77	0,44	0,39	0,27	0,14	0,09	0,06	0,04	0,02	0,01	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,08	0,10	0,11	0,14
	563	0,84	0,57	0,53	0,41	0,28	0,23	0,17	0,06	0,03	0,02	0,02	0,04	0,08	0,09	0,11	0,14	0,16	0,17	0,22
	688	0,91	0,70	0,66	0,55	0,43	0,37	0,31	0,17	0,05	0,03	0,03	0,07	0,13	0,15	0,18	0,23	0,28	0,30	0,38
	750	0,94	0,77	0,73	0,62	0,50	0,44	0,38	0,24	0,09	0,04	0,04	0,09	0,17	0,21	0,24	0,31	0,37	0,40	0,51
	813	0,97	0,83	0,79	0,69	0,57	0,51	0,44	0,30	0,15	0,07	0,04	0,10	0,17	0,21	0,25	0,32	0,38	0,40	0,52
	938	1,06	1,01	0,98	0,87	0,76	0,69	0,63	0,48	0,32	0,24	0,18	0,07	0,13	0,16	0,18	0,23	0,27	0,29	0,37
	1063	1,18	1,24	1,23	1,15	1,04	0,99	0,93	0,77	0,59	0,51	0,43	0,22	0,09	0,12	0,14	0,17	0,21	0,22	0,29
	1125	1,27	1,43	1,42	1,36	1,27	1,22	1,15	0,99	0,80	0,70	0,61	0,37	0,14	0,11	0,13	0,16	0,19	0,20	0,26
	1188	1,39	1,67	1,67	1,63	1,56	1,50	1,44	1,27	1,07	0,96	0,85	0,57	0,29	0,17	0,13	0,16	0,18	0,20	0,25
	1313	1,70	2,32	2,34	2,32	2,25	2,20	2,14	1,94	1,70	1,58	1,44	1,11	0,76	0,60	0,46	0,18	0,20	0,21	0,28
	1438	2,16	3,30	3,36	3,36	3,30	3,26	3,20	2,97	2,69	2,54	2,39	1,97	1,53	1,32	1,12	0,60	0,26	0,27	0,35
	1500	2,66	4,44	4,56	4,62	4,60	4,58	4,53	4,28	3,94	3,76	3,55	3,03	2,44	2,15	1,85	1,15	0,46	0,35	0,45
	REC.	0,21	0,83	0,93	1,08	1,23	1,29	1,35	1,42	1,47	1,48	1,49	1,46	1,39	1,35	1,30	1,17	1,00	0,92	0,11

- Falta trifásica ao longo da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

Tabela A 7 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase A da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E F A L T A	0	0,13	0,14	0,15	0,15	0,14	0,12	0,10	0,07	0,04	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,15
	163	0,30	0,09	0,10	0,10	0,09	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,02	0,04	0,06	0,07	0,09	0,09	0,10
	325	0,45	0,24	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07
	488	0,56	0,40	0,21	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
	650	0,66	0,53	0,37	0,20	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
	813	0,74	0,65	0,52	0,37	0,20	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07
	975	0,83	0,78	0,68	0,55	0,39	0,21	0,06	0,05	0,03	0,01	0,02	0,04	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09
	1138	0,94	0,92	0,86	0,75	0,61	0,43	0,23	0,07	0,04	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,14
	1300	1,08	1,12	1,10	1,03	0,90	0,73	0,52	0,28	0,08	0,02	0,06	0,12	0,18	0,22	0,26	0,28	0,29
	1463	1,28	1,41	1,46	1,44	1,34	1,17	0,94	0,66	0,35	0,05	0,17	0,35	0,51	0,65	0,76	0,82	0,85
	1625	1,59	1,84	2,00	2,06	2,01	1,86	1,61	1,28	0,88	0,45	0,14	0,29	0,42	0,53	0,62	0,67	0,69
	1788	2,41	3,05	3,55	3,86	3,98	3,90	3,61	3,14	2,51	1,75	0,92	0,29	0,43	0,55	0,64	0,69	0,71
	1950	1,88	2,72	3,45	4,02	4,38	4,52	4,43	4,11	3,58	2,86	2,01	1,06	0,34	0,43	0,50	0,54	0,56
	2113	0,53	0,94	1,37	1,74	2,03	2,21	2,29	2,24	2,08	1,81	1,45	1,02	0,54	0,17	0,20	0,22	0,22
	2275	0,27	0,34	0,61	0,88	1,12	1,31	1,43	1,47	1,45	1,34	1,17	0,94	0,66	0,35	0,11	0,12	0,12
	2438	0,38	0,21	0,26	0,46	0,67	0,85	0,99	1,08	1,12	1,10	1,02	0,89	0,71	0,50	0,27	0,08	0,09
	2600	0,50	0,32	0,18	0,22	0,38	0,56	0,71	0,83	0,91	0,94	0,92	0,86	0,75	0,60	0,42	0,23	0,07

Tabela A 8 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase B da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

		P	O	N	T	O	D			E	M			E	D	I	D	A [km]
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E F A L T A [km]	0	0,13	0,14	0,15	0,15	0,14	0,12	0,10	0,07	0,04	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,15
	163	0,30	0,09	0,10	0,10	0,09	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,02	0,04	0,06	0,07	0,09	0,09	0,10
	325	0,45	0,24	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07
	488	0,56	0,40	0,21	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
	650	0,66	0,53	0,37	0,20	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
	813	0,74	0,65	0,52	0,37	0,20	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07
	975	0,83	0,78	0,68	0,55	0,39	0,21	0,06	0,05	0,03	0,01	0,02	0,04	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09
	1138	0,94	0,92	0,86	0,75	0,61	0,43	0,23	0,07	0,04	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,14
	1300	1,08	1,12	1,10	1,03	0,90	0,73	0,52	0,28	0,08	0,02	0,06	0,12	0,18	0,22	0,26	0,28	0,29
	1463	1,28	1,41	1,46	1,44	1,34	1,17	0,94	0,66	0,35	0,05	0,17	0,35	0,51	0,65	0,76	0,82	0,85
	1625	1,59	1,84	2,00	2,06	2,01	1,86	1,61	1,28	0,88	0,45	0,14	0,29	0,42	0,53	0,62	0,67	0,69
	1788	2,41	3,05	3,55	3,86	3,98	3,90	3,61	3,14	2,51	1,75	0,92	0,29	0,43	0,55	0,64	0,69	0,71
	1950	1,88	2,72	3,45	4,02	4,38	4,52	4,43	4,11	3,58	2,86	2,01	1,06	0,34	0,43	0,50	0,54	0,56
	2113	0,53	0,94	1,37	1,74	2,03	2,21	2,29	2,24	2,08	1,81	1,45	1,02	0,54	0,17	0,20	0,22	0,22
	2275	0,27	0,34	0,61	0,88	1,12	1,31	1,43	1,47	1,45	1,34	1,17	0,94	0,66	0,35	0,11	0,12	0,12
	2438	0,38	0,21	0,26	0,46	0,67	0,85	0,99	1,08	1,12	1,10	1,02	0,89	0,71	0,50	0,27	0,08	0,09
	2600	0,50	0,32	0,18	0,22	0,38	0,56	0,71	0,83	0,91	0,94	0,92	0,86	0,75	0,60	0,42	0,23	0,07

Tabela A 9 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase C da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E F A L T A	0	0,13	0,14	0,15	0,15	0,14	0,12	0,10	0,07	0,04	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,15
	163	0,30	0,09	0,10	0,10	0,09	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,02	0,04	0,06	0,07	0,09	0,09	0,10
	325	0,45	0,24	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07
	488	0,56	0,40	0,21	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
	650	0,66	0,53	0,37	0,20	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
	813	0,74	0,65	0,52	0,37	0,20	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	0,01	0,03	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07
	975	0,83	0,78	0,68	0,55	0,39	0,21	0,06	0,05	0,03	0,01	0,02	0,04	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09
	1138	0,94	0,92	0,86	0,75	0,61	0,43	0,23	0,07	0,04	0,01	0,03	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,14
	1300	1,08	1,12	1,10	1,03	0,90	0,73	0,52	0,28	0,08	0,02	0,06	0,12	0,18	0,22	0,26	0,28	0,29
	1463	1,28	1,41	1,46	1,44	1,34	1,17	0,94	0,66	0,35	0,05	0,17	0,35	0,51	0,65	0,76	0,82	0,85
	1625	1,59	1,84	2,00	2,06	2,01	1,86	1,61	1,28	0,88	0,45	0,14	0,29	0,42	0,53	0,62	0,67	0,69
	1788	2,41	3,05	3,55	3,86	3,98	3,90	3,61	3,14	2,51	1,75	0,92	0,29	0,43	0,55	0,64	0,69	0,71
	1950	1,88	2,72	3,45	4,02	4,38	4,52	4,43	4,11	3,58	2,86	2,01	1,06	0,34	0,43	0,50	0,54	0,56
	2113	0,53	0,94	1,37	1,74	2,03	2,21	2,29	2,24	2,08	1,81	1,45	1,02	0,54	0,17	0,20	0,22	0,22
	2275	0,27	0,34	0,61	0,88	1,12	1,31	1,43	1,47	1,45	1,34	1,17	0,94	0,66	0,35	0,11	0,12	0,12
	2438	0,38	0,21	0,26	0,46	0,67	0,85	0,99	1,08	1,12	1,10	1,02	0,89	0,71	0,50	0,27	0,08	0,09
	2600	0,50	0,32	0,18	0,22	0,38	0,56	0,71	0,83	0,91	0,94	0,92	0,86	0,75	0,60	0,42	0,23	0,07

- Falta trifásica ao longo da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.

Tabela A 10 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase A da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																												
		0	62	186	310	371	433	557	681	743	805	929	1052	1114	1176	1300	1424	1486	1548	1671	1795	1857	1919	2043	2167	2228	2290	2414	2538	2600
P O N T O	0	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	0,09	0,09	0,08	0,06	0,05	0,04	0,03	0,01	0,02	0,02	0,03	0,05	0,07	0,08	0,08	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13
	62	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	0,09	0,09	0,08	0,06	0,05	0,04	0,03	0,01	0,02	0,02	0,03	0,05	0,07	0,08	0,08	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13
	186	0,18	0,18	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,06	0,07	0,07	0,08	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11
	310	0,29	0,29	0,20	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09
	371	0,40	0,40	0,32	0,17	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08
	433	0,45	0,45	0,38	0,24	0,12	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08
	557	0,50	0,50	0,43	0,30	0,18	0,12	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
	681	0,56	0,56	0,51	0,39	0,29	0,22	0,15	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,00	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
	743	0,63	0,63	0,58	0,48	0,38	0,32	0,26	0,14	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08
	805	0,66	0,66	0,62	0,53	0,43	0,37	0,31	0,20	0,10	0,06	0,06	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09
	929	0,70	0,70	0,66	0,57	0,48	0,43	0,37	0,25	0,16	0,10	0,06	0,05	0,03	0,03	0,02	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09
	1052	0,75	0,75	0,72	0,65	0,57	0,53	0,47	0,37	0,27	0,21	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,01	0,02	0,02	0,03	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12
	1114	0,81	0,81	0,79	0,74	0,68	0,63	0,59	0,49	0,39	0,33	0,27	0,14	0,06	0,05	0,04	0,01	0,02	0,03	0,04	0,06	0,09	0,10	0,11	0,12	0,14	0,14	0,15	0,16	0,16
	1176	0,85	0,85	0,83	0,78	0,72	0,68	0,64	0,54	0,44	0,39	0,32	0,20	0,11	0,06	0,04	0,02	0,03	0,04	0,05	0,08	0,11	0,12	0,13	0,16	0,17	0,18	0,19	0,20	0,20
	1300	0,89	0,89	0,87	0,82	0,77	0,73	0,69	0,60	0,50	0,45	0,39	0,27	0,17	0,11	0,06	0,02	0,04	0,05	0,07	0,11	0,15	0,16	0,18	0,21	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27
	F	1424	0,95	0,95	0,94	0,92	0,88	0,85	0,81	0,73	0,64	0,59	0,53	0,41	0,30	0,23	0,16	0,04	0,06	0,08	0,12	0,19	0,25	0,28	0,31	0,36	0,41	0,43	0,44	0,47
A	1486	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,01	0,99	0,92	0,84	0,79	0,73	0,60	0,47	0,39	0,31	0,15	0,05	0,08	0,11	0,18	0,24	0,27	0,29	0,34	0,38	0,40	0,41	0,44	0,45
L	1548	1,08	1,08	1,10	1,12	1,12	1,11	1,08	1,02	0,95	0,90	0,84	0,71	0,58	0,50	0,41	0,24	0,11	0,07	0,10	0,15	0,21	0,23	0,25	0,29	0,33	0,34	0,35	0,37	0,38
T	1671	1,15	1,15	1,17	1,21	1,23	1,22	1,20	1,15	1,09	1,04	0,98	0,85	0,71	0,63	0,54	0,36	0,21	0,13	0,09	0,13	0,18	0,20	0,21	0,25	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32
A	1795	1,28	1,28	1,32	1,38	1,43	1,43	1,39	1,35	1,30	1,25	1,12	0,99	0,91	0,81	0,63	0,45	0,34	0,23	0,11	0,15	0,16	0,18	0,21	0,24	0,25	0,25	0,27	0,28	
[km]	1857	1,54	1,54	1,62	1,76	1,88	1,91	1,93	1,94	1,93	1,89	1,84	1,72	1,58	1,48	1,37	1,14	0,89	0,75	0,60	0,30	0,15	0,16	0,18	0,20	0,23	0,24	0,24	0,26	0,26
	1919	1,72	1,72	1,82	2,02	2,19	2,24	2,28	2,32	2,34	2,31	2,26	2,14	1,99	1,88	1,76	1,50	1,22	1,06	0,88	0,54	0,28	0,18	0,19	0,22	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28
	2043	1,95	1,95	2,10	2,38	2,62	2,70	2,76	2,86	2,91	2,89	2,85	2,73	2,58	2,46	2,32	2,02	1,71	1,51	1,30	0,89	0,55	0,35	0,22	0,24	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30
	2167	2,33	2,33	2,53	2,95	3,37	3,50	3,61	3,81	3,97	3,99	3,97	3,90	3,78	3,66	3,52	3,18	2,82	2,59	2,33	1,81	1,32	1,01	0,69	0,31	0,34	0,35	0,36	0,38	0,39
	2228	2,00	2,00	2,26	2,79	3,32	3,53	3,71	4,05	4,34	4,42	4,46	4,51	4,50	4,42	4,31	4,04	3,72	3,50	3,24	2,70	2,14	1,80	1,44	0,73	0,35	0,36	0,37	0,39	0,41
	2290	1,31	1,31	1,49	1,93	2,37	2,54	2,69	2,99	3,25	3,33	3,38	3,46	3,49	3,45	3,38	3,21	3,00	2,84	2,66	2,27	1,86	1,62	1,35	0,82	0,43	0,27	0,27	0,29	0,30
	2414	0,85	0,85	0,98	1,33	1,70	1,83	1,96	2,22	2,46	2,53	2,59	2,67	2,72	2,71	2,67	2,56	2,42	2,31	2,18	1,90	1,60	1,42	1,22	0,83	0,51	0,33	0,20	0,22	0,22
	2538	0,46	0,46	0,52	0,76	1,04	1,15	1,25	1,46	1,67	1,73	1,79	1,89	1,97	1,98	1,97	1,93	1,87	1,81	1,74	1,58	1,40	1,28	1,15	0,90	0,65	0,50	0,35	0,15	0,16
	2600	0,28	0,28	0,25	0,35	0,56	0,64	0,72	0,90	1,08	1,14	1,20	1,32	1,42	1,45	1,47	1,49	1,49	1,47	1,44	1,35	1,25	1,17	1,09	0,90	0,72	0,60	0,49	0,25	0,12

Tabela A 11 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase B da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																													
		0	62	186	310	371	433	557	681	743	805	929	1052	1114	1176	1300	1424	1486	1548	1671	1795	1857	1919	2043	2167	2228	2290	2414	2538	2600	
P O N T O D E M E D I D A	0	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	0,09	0,09	0,08	0,06	0,05	0,04	0,03	0,01	0,01	0,02	0,03	0,05	0,07	0,07	0,08	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	
	62	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	0,09	0,09	0,08	0,06	0,05	0,04	0,03	0,01	0,01	0,02	0,03	0,05	0,07	0,07	0,08	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	
	186	0,16	0,16	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11
	310	0,29	0,29	0,20	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	
	371	0,41	0,41	0,34	0,21	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	
	433	0,45	0,45	0,38	0,26	0,11	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	
	557	0,49	0,49	0,43	0,31	0,17	0,11	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	
	681	0,56	0,56	0,51	0,41	0,27	0,21	0,14	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	
	743	0,63	0,63	0,59	0,50	0,38	0,33	0,27	0,17	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	
	805	0,66	0,66	0,62	0,54	0,43	0,38	0,32	0,22	0,10	0,06	0,06	0,05	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	
	929	0,69	0,69	0,65	0,58	0,48	0,43	0,38	0,28	0,15	0,10	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	
	1052	0,75	0,75	0,73	0,67	0,59	0,54	0,49	0,39	0,27	0,20	0,14	0,06	0,04	0,04	0,03	0,01	0,01	0,02	0,02	0,04	0,06	0,07	0,07	0,09	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	
	1114	0,82	0,82	0,80	0,76	0,68	0,64	0,60	0,51	0,39	0,33	0,27	0,17	0,06	0,05	0,04	0,02	0,02	0,03	0,04	0,07	0,09	0,10	0,11	0,13	0,14	0,15	0,15	0,16	0,17	
	1176	0,85	0,85	0,83	0,80	0,73	0,70	0,66	0,57	0,46	0,40	0,34	0,24	0,10	0,06	0,05	0,02	0,02	0,03	0,05	0,08	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,18	0,19	0,20	0,20	
	1300	0,88	0,88	0,87	0,84	0,78	0,75	0,71	0,63	0,53	0,47	0,41	0,31	0,17	0,11	0,06	0,03	0,02	0,04	0,06	0,10	0,13	0,15	0,17	0,20	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	
	1424	0,95	0,95	0,96	0,96	0,92	0,89	0,86	0,79	0,69	0,63	0,58	0,46	0,31	0,24	0,17	0,04	0,04	0,07	0,11	0,18	0,24	0,27	0,30	0,35	0,40	0,41	0,43	0,45	0,47	
1486	1,03	1,03	1,04	1,05	1,02	1,00	0,97	0,91	0,81	0,76	0,70	0,58	0,44	0,36	0,29	0,16	0,06	0,09	0,13	0,21	0,27	0,30	0,33	0,39	0,43	0,45	0,47	0,49	0,50		
1548	1,07	1,07	1,09	1,11	1,08	1,07	1,04	0,99	0,89	0,84	0,79	0,67	0,53	0,46	0,38	0,25	0,09	0,07	0,10	0,16	0,22	0,24	0,27	0,32	0,35	0,37	0,38	0,40	0,41		
1671	1,12	1,12	1,14	1,17	1,16	1,15	1,13	1,08	0,99	0,94	0,89	0,78	0,63	0,56	0,48	0,35	0,18	0,11	0,08	0,14	0,18	0,20	0,23	0,27	0,30	0,31	0,32	0,34	0,35		
1795	1,29	1,29	1,34	1,43	1,46	1,46	1,46	1,45	1,37	1,33	1,28	1,16	1,00	0,92	0,83	0,65	0,43	0,33	0,22	0,11	0,14	0,16	0,18	0,21	0,23	0,24	0,25	0,27	0,27		
1857	1,54	1,54	1,63	1,80	1,89	1,92	1,95	1,98	1,92	1,89	1,84	1,73	1,55	1,45	1,34	1,13	0,86	0,72	0,58	0,36	0,15	0,16	0,18	0,21	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27		
1919	1,69	1,69	1,80	2,01	2,13	2,17	2,21	2,27	2,23	2,20	2,16	2,06	1,87	1,77	1,66	1,43	1,13	0,98	0,83	0,56	0,24	0,17	0,19	0,22	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29		
2043	1,87	1,87	2,01	2,28	2,44	2,51	2,56	2,66	2,64	2,62	2,58	2,49	2,30	2,19	2,08	1,84	1,51	1,34	1,17	0,86	0,46	0,29	0,20	0,25	0,28	0,29	0,30	0,32	0,33		
2167	2,62	2,62	2,90	3,46	3,83	4,00	4,16	4,45	4,55	4,57	4,53	4,33	4,19	4,04	3,69	3,21	2,95	2,67	2,10	1,43	1,10	0,74	0,35	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48			
2228	1,84	1,84	2,12	2,71	3,14	3,35	3,54	3,90	4,09	4,16	4,21	4,27	4,15	4,06	3,96	3,73	3,33	3,11	2,89	2,44	1,85	1,56	1,26	0,80	0,32	0,34	0,35	0,37	0,38		
2290	1,35	1,35	1,57	2,08	2,44	2,63	2,80	3,13	3,32	3,39	3,45	3,54	3,48	3,43	3,36	3,20	2,92	2,75	2,58	2,23	1,78	1,54	1,30	0,88	0,38	0,27	0,28	0,30	0,31		
2414	0,95	0,95	1,14	1,56	1,87	2,03	2,18	2,48	2,65	2,72	2,79	2,89	2,87	2,85	2,81	2,71	2,51	2,39	2,26	1,99	1,65	1,46	1,27	0,92	0,50	0,32	0,22	0,24	0,24		
2538	0,40	0,40	0,50	0,77	0,98	1,10	1,22	1,46	1,63	1,70	1,77	1,90	1,95	1,96	1,97	1,96	1,87	1,81	1,75	1,61	1,39	1,28	1,15	0,91	0,61	0,47	0,32	0,15	0,16		
2600	0,29	0,29	0,27	0,41	0,54	0,63	0,72	0,92	1,07	1,14	1,21	1,33	1,40	1,42	1,44	1,46	1,43	1,40	1,37	1,29	1,16	1,08	1,00	0,84	0,64	0,54	0,44	0,28	0,11		

Tabela A 12 - Nível de tensão para falta trifásica ao longo da Fase C da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																												
		0	62	186	310	371	433	557	681	743	805	929	1052	1114	1176	1300	1424	1486	1548	1671	1795	1857	1919	2043	2167	2228	2290	2414	2538	2600
P O N T O	0	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.12	0.12	0.11	0.10	0.09	0.09	0.07	0.05	0.04	0.03	0.01	0.01	0.02	0.03	0.05	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.12	0.13	0.13
	62	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.12	0.12	0.11	0.10	0.09	0.09	0.07	0.05	0.04	0.03	0.01	0.01	0.02	0.03	0.05	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.12	0.13	0.13
	186	0.16	0.16	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.09	0.08	0.07	0.06	0.04	0.04	0.03	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11
	310	0.31	0.31	0.24	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09
	371	0.41	0.41	0.34	0.18	0.08	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08
	433	0.45	0.45	0.39	0.24	0.10	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08
	557	0.49	0.49	0.43	0.30	0.15	0.09	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08
	681	0.57	0.57	0.52	0.40	0.28	0.22	0.17	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08
	743	0.63	0.63	0.59	0.49	0.38	0.33	0.28	0.15	0.06	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08
	805	0.66	0.66	0.62	0.53	0.43	0.38	0.33	0.20	0.08	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09
	929	0.69	0.69	0.66	0.57	0.48	0.43	0.38	0.26	0.14	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.04	0.05	0.06	0.06	0.07	0.08	0.09	0.09	0.09	0.10
	1052	0.75	0.75	0.73	0.66	0.57	0.53	0.48	0.37	0.26	0.21	0.16	0.06	0.04	0.03	0.03	0.01	0.01	0.02	0.03	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.11	0.11	0.12
	1114	0.81	0.81	0.79	0.74	0.68	0.64	0.60	0.50	0.40	0.34	0.29	0.16	0.06	0.05	0.04	0.01	0.02	0.03	0.04	0.06	0.08	0.09	0.10	0.12	0.14	0.14	0.15	0.15	0.16
	1176	0.84	0.84	0.84	0.80	0.74	0.71	0.68	0.58	0.47	0.42	0.36	0.23	0.09	0.06	0.05	0.02	0.02	0.03	0.05	0.08	0.10	0.12	0.13	0.15	0.17	0.17	0.18	0.19	0.19
	1300	0.88	0.88	0.88	0.86	0.82	0.79	0.76	0.67	0.57	0.51	0.45	0.31	0.17	0.10	0.06	0.02	0.02	0.04	0.06	0.10	0.13	0.15	0.17	0.19	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25
F	1424	0.96	0.96	0.97	0.97	0.94	0.92	0.89	0.82	0.72	0.67	0.61	0.48	0.33	0.26	0.19	0.04	0.06	0.10	0.14	0.21	0.28	0.31	0.34	0.39	0.44	0.45	0.47	0.49	0.50
A	1486	1.01	1.01	1.03	1.03	1.01	1.00	0.98	0.91	0.82	0.77	0.72	0.59	0.45	0.38	0.32	0.15	0.05	0.09	0.13	0.21	0.29	0.33	0.36	0.42	0.48	0.50	0.51	0.54	0.55
L	1548	1.07	1.07	1.09	1.11	1.11	1.10	1.08	1.02	0.94	0.90	0.85	0.72	0.57	0.50	0.43	0.25	0.08	0.07	0.10	0.16	0.22	0.25	0.28	0.33	0.37	0.38	0.40	0.42	0.42
T	1671	1.14	1.14	1.17	1.21	1.22	1.22	1.22	1.17	1.09	1.05	1.00	0.87	0.72	0.64	0.56	0.38	0.18	0.10	0.08	0.13	0.18	0.21	0.23	0.27	0.30	0.31	0.32	0.34	0.34
A	1795	1.30	1.30	1.37	1.45	1.50	1.52	1.54	1.51	1.45	1.42	1.37	1.24	1.08	1.00	0.91	0.69	0.47	0.37	0.28	0.11	0.15	0.17	0.19	0.22	0.24	0.26	0.26	0.28	0.28
[km]	1857	1.50	1.50	1.60	1.72	1.82	1.86	1.89	1.89	1.86	1.84	1.80	1.68	1.52	1.44	1.35	1.11	0.86	0.74	0.62	0.33	0.14	0.16	0.18	0.22	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29
	1919	1.70	1.70	1.82	1.99	2.14	2.21	2.26	2.30	2.29	2.28	2.25	2.13	1.96	1.87	1.77	1.50	1.21	1.06	0.91	0.56	0.22	0.17	0.20	0.23	0.26	0.28	0.29	0.30	0.31
	2043	1.99	1.99	2.17	2.41	2.64	2.75	2.84	2.92	2.96	2.96	2.95	2.83	2.65	2.55	2.43	2.12	1.77	1.58	1.39	0.95	0.49	0.30	0.22	0.26	0.30	0.31	0.32	0.34	0.35
	2167	2.46	2.46	2.75	3.23	3.68	3.89	4.07	4.31	4.48	4.54	4.56	4.47	4.30	4.20	4.08	3.66	3.19	2.96	2.72	2.06	1.42	1.14	0.88	0.34	0.38	0.39	0.41	0.42	0.43
	2228	1.92	1.92	2.23	2.68	3.15	3.39	3.61	3.89	4.12	4.22	4.30	4.31	4.24	4.19	4.11	3.83	3.47	3.28	3.08	2.56	1.99	1.71	1.43	0.77	0.33	0.34	0.35	0.37	0.37
	2290	1.34	1.34	1.59	1.99	2.41	2.62	2.81	3.09	3.33	3.44	3.53	3.58	3.58	3.56	3.52	3.33	3.08	2.94	2.79	2.37	1.91	1.69	1.45	0.89	0.36	0.27	0.28	0.29	0.30
	2414	0.87	0.87	1.07	1.39	1.74	1.92	2.09	2.34	2.57	2.67	2.76	2.85	2.89	2.89	2.88	2.77	2.60	2.50	2.40	2.08	1.73	1.56	1.37	0.92	0.47	0.29	0.22	0.23	0.23
	2538	0.40	0.40	0.50	0.67	0.92	1.05	1.18	1.37	1.56	1.65	1.72	1.82	1.88	1.90	1.92	1.87	1.80	1.75	1.70	1.53	1.33	1.23	1.12	0.86	0.59	0.47	0.37	0.14	0.15
	2600	0.30	0.30	0.33	0.39	0.57	0.68	0.79	0.95	1.12	1.20	1.27	1.36	1.44	1.47	1.50	1.49	1.46	1.44	1.41	1.31	1.18	1.12	1.04	0.86	0.67	0.58	0.49	0.26	0.11

APÊNDICE B – RESULTADOS DE SOBRETENSÕES EM CONDIÇÃO DE FALTA MONOFÁSICA

- Falta monofásica ao longo da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.

Tabela B 1 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase A da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,16	0,11	0,08	0,03	0,10	0,13	0,15	0,20	0,22	0,22	0,22	0,20	0,17	0,15	0,14	0,12	0,15	0,17	0,22
	0	0,63	0,06	0,04	0,15	0,26	0,30	0,33	0,39	0,41	0,40	0,39	0,33	0,23	0,20	0,16	0,16	0,27	0,33	0,42
	63	0,70	0,20	0,06	0,15	0,32	0,37	0,41	0,50	0,53	0,53	0,51	0,44	0,33	0,28	0,24	0,21	0,33	0,40	0,52
	188	0,80	0,45	0,32	0,05	0,26	0,36	0,46	0,64	0,74	0,76	0,76	0,72	0,61	0,56	0,51	0,42	0,45	0,51	0,65
	313	0,90	0,63	0,52	0,26	0,03	0,12	0,24	0,49	0,66	0,71	0,76	0,79	0,76	0,74	0,72	0,65	0,60	0,61	0,78
	375	0,92	0,67	0,57	0,34	0,12	0,03	0,11	0,35	0,53	0,60	0,65	0,72	0,72	0,73	0,73	0,68	0,64	0,65	0,83
	438	0,93	0,70	0,61	0,39	0,19	0,10	0,02	0,22	0,40	0,47	0,53	0,62	0,66	0,68	0,70	0,68	0,67	0,68	0,87
	563	0,94	0,73	0,66	0,49	0,32	0,24	0,16	0,01	0,16	0,24	0,31	0,42	0,52	0,56	0,60	0,65	0,69	0,71	0,91
	688	0,94	0,76	0,70	0,57	0,43	0,36	0,29	0,15	0,00	0,07	0,14	0,27	0,40	0,45	0,51	0,61	0,69	0,72	0,93
	750	0,95	0,77	0,73	0,62	0,50	0,43	0,36	0,22	0,08	0,00	0,07	0,21	0,34	0,41	0,47	0,58	0,68	0,73	0,94
	813	0,95	0,80	0,76	0,67	0,57	0,51	0,45	0,31	0,16	0,08	0,00	0,14	0,29	0,36	0,42	0,56	0,68	0,73	0,94
	938	0,97	0,87	0,85	0,83	0,77	0,72	0,67	0,55	0,39	0,30	0,21	0,01	0,17	0,25	0,33	0,50	0,66	0,73	0,94
	1063	1,01	0,99	1,01	1,08	1,10	1,08	1,05	0,96	0,79	0,70	0,59	0,31	0,03	0,13	0,23	0,45	0,67	0,76	0,98
	1125	1,02	1,05	1,09	1,21	1,29	1,29	1,28	1,21	1,05	0,95	0,83	0,52	0,15	0,05	0,17	0,44	0,71	0,82	1,05
	1188	1,02	1,10	1,16	1,34	1,47	1,50	1,50	1,47	1,31	1,21	1,10	0,76	0,35	0,17	0,07	0,42	0,78	0,93	1,19
	1313	1,06	1,43	1,53	1,77	1,95	1,99	2,02	2,01	1,87	1,78	1,66	1,32	0,89	0,69	0,49	0,16	1,00	1,36	1,75
	1438	1,36	1,60	1,54	1,39	1,25	1,19	1,13	1,02	0,92	0,87	0,82	0,72	0,60	0,54	0,47	0,30	0,14	0,41	0,53
	1500	1,26	1,35	1,26	1,04	0,85	0,78	0,72	0,64	0,60	0,58	0,57	0,54	0,48	0,45	0,42	0,30	0,16	0,10	0,13
	REC.	1,42	2,00	1,83	1,45	1,25	1,23	1,24	1,34	1,48	1,53	1,59	1,70	1,81	1,83	1,85	1,90	1,88	1,82	0,22

Tabela B 2 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase B da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,81	0,66	0,59	0,43	0,28	0,20	0,13	0,03	0,14	0,19	0,24	0,33	0,40	0,43	0,46	0,49	0,52	0,54	0,69
	0	0,90	0,75	0,66	0,43	0,21	0,12	0,03	0,16	0,31	0,37	0,42	0,50	0,53	0,55	0,56	0,55	0,52	0,52	0,67
	63	0,90	0,72	0,70	0,43	0,18	0,11	0,12	0,29	0,45	0,51	0,56	0,62	0,62	0,62	0,62	0,56	0,49	0,47	0,61
	188	0,89	0,69	0,65	0,64	0,44	0,42	0,44	0,58	0,72	0,78	0,82	0,86	0,82	0,79	0,76	0,62	0,45	0,39	0,50
	313	0,91	0,75	0,73	0,71	0,72	0,68	0,66	0,70	0,76	0,79	0,81	0,82	0,78	0,76	0,73	0,64	0,57	0,56	0,72
	375	0,93	0,78	0,76	0,73	0,72	0,70	0,67	0,65	0,68	0,69	0,70	0,70	0,68	0,67	0,66	0,63	0,62	0,64	0,82
	438	0,94	0,80	0,77	0,73	0,69	0,66	0,63	0,58	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,58	0,60	0,61	0,66	0,69	0,89
	563	0,95	0,80	0,76	0,69	0,61	0,57	0,52	0,43	0,36	0,33	0,33	0,35	0,41	0,46	0,50	0,59	0,69	0,73	0,94
	688	0,95	0,79	0,74	0,64	0,53	0,47	0,41	0,30	0,20	0,17	0,16	0,24	0,35	0,41	0,47	0,59	0,69	0,73	0,94
	750	0,95	0,78	0,73	0,62	0,50	0,43	0,37	0,24	0,13	0,10	0,11	0,22	0,35	0,41	0,47	0,59	0,68	0,73	0,94
	813	0,95	0,77	0,72	0,60	0,47	0,40	0,33	0,19	0,06	0,04	0,10	0,23	0,36	0,42	0,48	0,59	0,68	0,72	0,93
	938	0,95	0,76	0,71	0,60	0,48	0,43	0,37	0,25	0,17	0,17	0,20	0,31	0,41	0,47	0,52	0,60	0,67	0,71	0,91
	1063	0,94	0,76	0,75	0,74	0,73	0,70	0,67	0,60	0,50	0,46	0,43	0,43	0,54	0,58	0,61	0,65	0,68	0,70	0,91
	1125	0,93	0,77	0,79	0,85	0,89	0,88	0,86	0,79	0,67	0,60	0,55	0,48	0,59	0,69	0,71	0,70	0,69	0,70	0,90
	1188	0,91	0,76	0,81	0,95	1,03	1,03	1,02	0,94	0,79	0,71	0,63	0,51	0,62	0,74	0,87	0,79	0,69	0,67	0,86
	1313	0,78	0,55	0,59	0,72	0,78	0,78	0,76	0,67	0,50	0,42	0,35	0,35	0,62	0,77	0,92	1,26	0,60	0,35	0,45
	1438	0,98	1,03	1,06	1,14	1,17	1,16	1,13	1,05	0,90	0,81	0,72	0,49	0,31	0,31	0,36	0,60	0,87	1,02	1,32
	1500	1,01	1,06	1,10	1,21	1,27	1,26	1,24	1,16	1,00	0,91	0,80	0,52	0,23	0,18	0,25	0,58	0,91	1,05	1,35
	REC.	0,68	1,15	1,41	2,01	2,47	2,60	2,70	2,77	2,62	2,49	2,33	1,80	1,12	0,82	0,51	0,27	1,00	1,28	1,64

Tabela B 3 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase C da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,90	0,77	0,75	0,71	0,64	0,60	0,55	0,45	0,34	0,29	0,24	0,20	0,26	0,32	0,39	0,53	0,68	0,74	0,96
	0	0,93	0,84	0,83	0,80	0,75	0,71	0,67	0,60	0,51	0,47	0,42	0,35	0,33	0,35	0,40	0,53	0,69	0,77	0,99
	63	0,95	0,86	0,91	0,89	0,85	0,82	0,79	0,73	0,65	0,60	0,55	0,45	0,39	0,40	0,43	0,56	0,74	0,82	1,06
	188	0,99	0,93	0,96	1,03	1,06	1,05	1,04	1,01	0,92	0,86	0,78	0,60	0,42	0,37	0,38	0,56	0,85	0,98	1,27
	313	1,00	0,94	0,97	1,01	1,01	1,01	1,01	0,99	0,89	0,81	0,72	0,49	0,23	0,15	0,20	0,53	0,89	1,03	1,33
	375	0,99	0,92	0,93	0,96	0,94	0,90	0,89	0,86	0,77	0,69	0,60	0,38	0,11	0,07	0,19	0,52	0,86	0,99	1,28
	438	0,98	0,88	0,89	0,89	0,85	0,81	0,76	0,72	0,62	0,55	0,47	0,27	0,02	0,11	0,24	0,53	0,82	0,94	1,20
	563	0,97	0,84	0,82	0,78	0,71	0,66	0,61	0,48	0,37	0,30	0,23	0,08	0,16	0,25	0,34	0,55	0,75	0,84	1,08
	688	0,96	0,81	0,78	0,71	0,62	0,56	0,50	0,36	0,21	0,14	0,06	0,09	0,25	0,33	0,41	0,57	0,72	0,78	1,00
	750	0,95	0,80	0,76	0,68	0,58	0,52	0,45	0,32	0,17	0,10	0,05	0,14	0,29	0,36	0,44	0,58	0,70	0,76	0,98
	813	0,95	0,79	0,74	0,64	0,53	0,47	0,41	0,28	0,16	0,11	0,10	0,19	0,33	0,39	0,46	0,58	0,69	0,74	0,95
	938	0,95	0,76	0,69	0,55	0,42	0,37	0,32	0,26	0,25	0,26	0,27	0,30	0,39	0,44	0,49	0,58	0,67	0,71	0,91
	1063	0,95	0,72	0,60	0,36	0,24	0,24	0,28	0,39	0,47	0,51	0,53	0,52	0,46	0,48	0,51	0,57	0,63	0,67	0,86
	1125	0,96	0,70	0,56	0,25	0,16	0,24	0,33	0,50	0,59	0,63	0,65	0,62	0,55	0,52	0,53	0,56	0,62	0,66	0,85
	1188	0,98	0,71	0,55	0,17	0,15	0,28	0,39	0,58	0,68	0,71	0,73	0,70	0,63	0,61	0,60	0,56	0,63	0,68	0,88
	1313	1,11	0,99	0,84	0,51	0,24	0,14	0,11	0,23	0,35	0,40	0,45	0,51	0,56	0,60	0,64	0,68	0,80	1,04	1,34
	1438	1,18	1,24	1,24	1,24	1,21	1,17	1,13	1,00	0,83	0,74	0,64	0,44	0,34	0,38	0,46	0,67	0,88	1,30	1,67
	1500	1,12	1,14	1,17	1,22	1,23	1,21	1,18	1,08	0,91	0,82	0,73	0,54	0,46	0,51	0,59	0,82	1,05	1,15	1,48
	REC.	1,54	2,16	2,38	2,84	3,13	3,17	3,18	3,06	2,70	2,48	2,23	1,53	0,78	0,57	0,58	1,21	1,97	2,28	2,93

- Falta monofásica ao longo da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.

Tabela B 4 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase A da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,16	0,11	0,07	0,04	0,09	0,12	0,15	0,20	0,20	0,22	0,23	0,21	0,14	0,14	0,15	0,13	0,14	0,17	0,22
	0	0,64	0,07	0,04	0,15	0,25	0,29	0,34	0,40	0,39	0,40	0,39	0,34	0,21	0,19	0,17	0,16	0,27	0,33	0,43
	63	0,70	0,21	0,06	0,15	0,29	0,36	0,41	0,50	0,51	0,52	0,52	0,45	0,31	0,27	0,25	0,22	0,34	0,41	0,53
	188	0,81	0,45	0,33	0,05	0,24	0,35	0,46	0,65	0,72	0,76	0,78	0,73	0,59	0,55	0,52	0,42	0,45	0,52	0,67
	313	0,90	0,63	0,51	0,26	0,04	0,14	0,28	0,54	0,67	0,74	0,80	0,83	0,75	0,74	0,73	0,64	0,60	0,61	0,79
	375	0,93	0,68	0,57	0,33	0,12	0,03	0,13	0,39	0,55	0,63	0,70	0,76	0,73	0,75	0,75	0,70	0,65	0,66	0,85
	438	0,94	0,71	0,62	0,39	0,20	0,11	0,02	0,24	0,40	0,49	0,57	0,66	0,68	0,71	0,73	0,71	0,69	0,70	0,90
	563	0,95	0,74	0,67	0,49	0,32	0,24	0,16	0,01	0,16	0,24	0,32	0,44	0,53	0,58	0,62	0,67	0,71	0,73	0,94
	688	0,95	0,77	0,71	0,57	0,44	0,37	0,30	0,16	0,01	0,07	0,15	0,28	0,40	0,46	0,52	0,61	0,70	0,74	0,95
	750	0,96	0,78	0,73	0,62	0,50	0,43	0,36	0,22	0,08	0,00	0,07	0,21	0,35	0,41	0,48	0,59	0,70	0,74	0,96
	813	0,96	0,80	0,76	0,67	0,57	0,51	0,44	0,30	0,16	0,08	0,00	0,15	0,30	0,37	0,43	0,57	0,70	0,75	0,96
	938	0,98	0,87	0,86	0,83	0,78	0,73	0,67	0,54	0,40	0,30	0,21	0,01	0,19	0,26	0,34	0,51	0,68	0,75	0,97
	1063	1,02	1,01	1,03	1,10	1,14	1,11	1,07	0,97	0,82	0,71	0,59	0,29	0,03	0,12	0,22	0,44	0,67	0,76	0,98
	1125	1,02	1,06	1,09	1,21	1,31	1,30	1,27	1,20	1,07	0,95	0,82	0,50	0,17	0,05	0,16	0,44	0,72	0,83	1,07
	1188	1,01	1,08	1,13	1,31	1,46	1,47	1,46	1,43	1,32	1,21	1,07	0,73	0,38	0,19	0,07	0,43	0,81	0,96	1,23
	1313	1,03	1,39	1,47	1,71	1,92	1,95	1,95	1,95	1,86	1,75	1,62	1,28	0,91	0,70	0,49	0,16	1,03	1,39	1,79
	1438	1,40	1,69	1,63	1,47	1,36	1,28	1,21	1,09	1,02	0,94	0,87	0,75	0,66	0,57	0,47	0,29	0,15	0,43	0,55
	1500	1,30	1,43	1,33	1,10	0,93	0,84	0,76	0,66	0,65	0,61	0,57	0,54	0,52	0,47	0,42	0,30	0,18	0,11	0,14
	REC.	1,41	2,09	1,90	1,50	1,33	1,28	1,26	1,36	1,54	1,59	1,64	1,79	1,97	1,99	2,00	2,06	2,06	1,98	0,24

Tabela B 5 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase B da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,81	0,67	0,60	0,44	0,30	0,23	0,16	0,03	0,12	0,18	0,23	0,33	0,38	0,42	0,45	0,51	0,52	0,54	0,69
	0	0,91	0,76	0,67	0,45	0,23	0,13	0,04	0,15	0,29	0,35	0,41	0,50	0,52	0,54	0,55	0,55	0,52	0,52	0,67
	63	0,90	0,73	0,71	0,46	0,20	0,10	0,09	0,28	0,42	0,49	0,54	0,61	0,61	0,61	0,61	0,57	0,49	0,47	0,60
	188	0,89	0,69	0,66	0,66	0,43	0,40	0,41	0,58	0,70	0,76	0,81	0,88	0,82	0,79	0,75	0,63	0,44	0,37	0,48
	313	0,92	0,76	0,73	0,73	0,71	0,66	0,65	0,73	0,77	0,80	0,83	0,88	0,81	0,78	0,75	0,66	0,55	0,53	0,68
	375	0,93	0,79	0,77	0,76	0,72	0,71	0,67	0,70	0,69	0,70	0,72	0,77	0,70	0,69	0,68	0,65	0,62	0,63	0,81
	438	0,95	0,81	0,79	0,77	0,71	0,68	0,66	0,64	0,58	0,58	0,58	0,62	0,59	0,59	0,60	0,63	0,66	0,70	0,89
	563	0,96	0,82	0,79	0,73	0,64	0,59	0,55	0,48	0,36	0,33	0,32	0,38	0,41	0,45	0,50	0,61	0,70	0,75	0,96
	688	0,96	0,80	0,75	0,66	0,53	0,47	0,41	0,32	0,20	0,17	0,17	0,28	0,37	0,43	0,49	0,60	0,69	0,73	0,94
	750	0,96	0,79	0,74	0,64	0,51	0,44	0,38	0,27	0,13	0,09	0,11	0,24	0,36	0,42	0,48	0,60	0,69	0,73	0,94
	813	0,96	0,79	0,74	0,63	0,50	0,43	0,36	0,23	0,07	0,02	0,08	0,23	0,35	0,42	0,48	0,60	0,69	0,73	0,94
	938	0,95	0,78	0,73	0,63	0,52	0,46	0,40	0,26	0,19	0,18	0,20	0,29	0,41	0,46	0,52	0,61	0,68	0,72	0,92
	1063	0,95	0,77	0,76	0,74	0,73	0,71	0,68	0,57	0,51	0,47	0,44	0,42	0,56	0,59	0,63	0,66	0,68	0,70	0,90
	1125	0,94	0,79	0,81	0,87	0,92	0,90	0,88	0,78	0,68	0,61	0,55	0,46	0,60	0,70	0,72	0,71	0,70	0,70	0,91
	1188	0,92	0,79	0,85	0,98	1,07	1,06	1,05	0,94	0,80	0,71	0,63	0,46	0,62	0,74	0,88	0,80	0,71	0,69	0,89
	1313	0,78	0,56	0,61	0,75	0,81	0,80	0,77	0,66	0,52	0,42	0,34	0,31	0,60	0,75	0,91	1,27	0,62	0,35	0,45
1438	1,00	1,08	1,12	1,21	1,22	1,20	1,18	1,12	0,92	0,82	0,72	0,55	0,30	0,30	0,37	0,62	0,90	1,09	1,40	
1500	1,02	1,10	1,16	1,28	1,31	1,30	1,29	1,23	1,02	0,91	0,80	0,55	0,20	0,17	0,28	0,60	0,96	1,10	1,41	
REC.	0,57	1,16	1,46	2,09	2,53	2,68	2,80	2,92	2,68	2,55	2,37	1,90	1,13	0,80	0,47	0,23	1,04	1,33	1,71	

Tabela B 6 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase C da linha de 1500 km sintonizada com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																		
		ENV.	0	63	188	313	375	438	563	688	750	813	938	1063	1125	1188	1313	1438	1500	REC.
P O N T O D E M E D I D A [km]	ENV.	0,90	0,78	0,77	0,71	0,64	0,60	0,56	0,45	0,34	0,29	0,25	0,20	0,27	0,32	0,38	0,53	0,68	0,74	0,95
	0	0,94	0,85	0,84	0,79	0,74	0,72	0,68	0,59	0,51	0,47	0,44	0,35	0,33	0,36	0,40	0,53	0,69	0,76	0,98
	63	0,96	0,87	0,92	0,88	0,85	0,82	0,80	0,72	0,64	0,60	0,57	0,45	0,40	0,41	0,44	0,56	0,74	0,82	1,06
	188	1,00	0,95	0,98	1,03	1,07	1,06	1,05	1,01	0,93	0,87	0,81	0,62	0,43	0,40	0,41	0,56	0,86	0,99	1,27
	313	1,02	0,98	1,01	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	0,94	0,87	0,78	0,55	0,28	0,21	0,25	0,52	0,90	1,05	1,36
	375	1,01	0,95	0,97	0,99	0,98	0,94	0,93	0,91	0,82	0,74	0,65	0,43	0,15	0,10	0,20	0,52	0,87	1,02	1,31
	438	0,99	0,91	0,91	0,92	0,88	0,84	0,79	0,77	0,67	0,59	0,50	0,30	0,04	0,09	0,23	0,52	0,83	0,96	1,23
	563	0,98	0,85	0,84	0,80	0,73	0,68	0,63	0,50	0,39	0,31	0,23	0,10	0,15	0,24	0,34	0,55	0,75	0,85	1,09
	688	0,97	0,84	0,81	0,75	0,66	0,61	0,55	0,41	0,24	0,17	0,10	0,06	0,23	0,32	0,40	0,57	0,72	0,79	1,02
	750	0,96	0,82	0,79	0,70	0,60	0,54	0,49	0,34	0,19	0,12	0,08	0,13	0,28	0,36	0,44	0,57	0,71	0,77	0,99
	813	0,96	0,80	0,76	0,66	0,54	0,48	0,42	0,28	0,15	0,11	0,12	0,19	0,32	0,40	0,46	0,58	0,69	0,74	0,96
	938	0,95	0,77	0,71	0,55	0,41	0,36	0,32	0,23	0,22	0,25	0,29	0,30	0,39	0,45	0,50	0,59	0,67	0,71	0,91
	1063	0,95	0,73	0,62	0,37	0,24	0,26	0,31	0,39	0,47	0,52	0,55	0,51	0,44	0,47	0,51	0,56	0,64	0,68	0,87
	1125	0,96	0,71	0,58	0,25	0,13	0,22	0,32	0,47	0,57	0,62	0,65	0,61	0,54	0,53	0,54	0,56	0,63	0,67	0,86
	1188	0,98	0,73	0,58	0,21	0,13	0,24	0,35	0,53	0,64	0,68	0,71	0,68	0,62	0,63	0,64	0,58	0,65	0,69	0,89
	1313	1,12	1,02	0,91	0,58	0,31	0,21	0,13	0,17	0,28	0,34	0,41	0,48	0,56	0,62	0,68	0,72	0,84	1,07	1,38
	1438	1,20	1,29	1,30	1,30	1,26	1,21	1,15	1,04	0,84	0,72	0,60	0,43	0,33	0,38	0,49	0,68	0,90	1,35	1,73
	1500	1,14	1,20	1,23	1,29	1,29	1,26	1,22	1,13	0,94	0,83	0,70	0,54	0,45	0,51	0,61	0,84	1,08	1,21	1,55
	REC.	1,58	2,29	2,54	2,99	3,29	3,33	3,34	3,22	2,81	2,56	2,27	1,58	0,75	0,50	0,57	1,24	2,06	2,42	3,11

- Falta monofásica ao longo da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

Tabela B 7 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase A da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E M E D I D A [km]	0	0,17	0,14	0,12	0,12	0,12	0,13	0,14	0,13	0,10	0,07	0,03	0,07	0,13	0,19	0,24	0,27	0,28
	163	0,64	0,07	0,14	0,29	0,43	0,53	0,59	0,58	0,50	0,36	0,16	0,12	0,37	0,61	0,81	0,94	0,99
	325	0,77	0,39	0,05	0,21	0,41	0,57	0,68	0,70	0,63	0,47	0,23	0,07	0,39	0,70	0,94	1,11	1,17
	488	0,82	0,55	0,28	0,05	0,28	0,52	0,69	0,77	0,74	0,59	0,34	0,08	0,36	0,70	0,99	1,17	1,24
	650	0,86	0,66	0,45	0,24	0,06	0,36	0,64	0,81	0,85	0,75	0,53	0,28	0,34	0,66	0,96	1,17	1,24
	813	0,93	0,78	0,63	0,47	0,27	0,07	0,42	0,72	0,88	0,89	0,77	0,60	0,52	0,65	0,87	1,04	1,11
	975	1,00	0,94	0,88	0,78	0,61	0,37	0,07	0,35	0,61	0,75	0,80	0,79	0,76	0,78	0,83	0,89	0,91
	1138	1,01	1,09	1,12	1,08	0,95	0,72	0,40	0,04	0,20	0,39	0,54	0,64	0,72	0,78	0,82	0,85	0,86
	1300	1,04	1,13	1,17	1,13	1,02	0,84	0,60	0,31	0,01	0,18	0,36	0,51	0,65	0,75	0,83	0,88	0,89
	1463	1,04	1,05	1,02	0,95	0,86	0,74	0,59	0,41	0,21	0,01	0,24	0,47	0,69	0,88	1,02	1,11	1,14
	1625	1,02	0,94	0,86	0,77	0,70	0,62	0,55	0,45	0,32	0,17	0,03	0,36	0,70	1,01	1,26	1,43	1,48
	1788	0,98	0,86	0,76	0,71	0,69	0,68	0,67	0,62	0,52	0,38	0,19	0,06	0,61	1,15	1,61	1,90	2,01
	1950	1,17	1,15	1,14	1,15	1,18	1,20	1,21	1,17	1,07	0,90	0,66	0,36	0,12	0,97	1,73	2,25	2,43
	2113	1,40	1,36	1,28	1,19	1,11	1,08	1,10	1,16	1,21	1,20	1,10	0,88	0,52	0,12	0,64	1,04	1,18
	2275	1,31	1,25	1,17	1,05	0,89	0,74	0,71	0,86	1,11	1,32	1,43	1,36	1,10	0,65	0,10	0,27	0,36
	2438	1,09	1,17	1,20	1,15	0,98	0,70	0,43	0,51	0,89	1,27	1,54	1,63	1,52	1,19	0,68	0,08	0,07
	2600	0,94	1,10	1,19	1,18	1,03	0,76	0,40	0,22	0,60	1,02	1,34	1,52	1,53	1,35	1,02	0,56	0,06

Tabela B 8 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase B da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

		P	O	N	T	O	D			E	M			E	D	I	D	A	[km]
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600	
P O N T O D E F A L T A [km]	0	0,88	0,87	0,82	0,75	0,64	0,52	0,38	0,23	0,08	0,10	0,26	0,41	0,55	0,67	0,76	0,82	0,84	
	163	0,94	1,14	0,96	0,74	0,51	0,31	0,24	0,30	0,37	0,41	0,42	0,44	0,51	0,62	0,73	0,81	0,84	
	325	0,95	1,03	1,14	0,86	0,54	0,23	0,14	0,34	0,49	0,55	0,55	0,51	0,50	0,55	0,63	0,70	0,73	
	488	0,94	0,95	0,98	0,99	0,62	0,23	0,14	0,42	0,61	0,69	0,67	0,59	0,49	0,44	0,48	0,54	0,57	
	650	0,92	0,85	0,82	0,81	0,78	0,40	0,33	0,57	0,77	0,86	0,82	0,68	0,49	0,30	0,24	0,29	0,32	
	813	0,91	0,76	0,70	0,71	0,74	0,71	0,62	0,76	0,91	0,98	0,93	0,77	0,55	0,32	0,19	0,22	0,26	
	975	0,94	0,74	0,68	0,73	0,79	0,80	0,73	0,71	0,75	0,79	0,77	0,71	0,64	0,59	0,60	0,62	0,64	
	1138	0,98	0,76	0,57	0,46	0,44	0,46	0,47	0,45	0,38	0,40	0,47	0,56	0,64	0,71	0,76	0,80	0,81	
	1300	1,03	0,97	0,88	0,77	0,64	0,50	0,38	0,27	0,20	0,19	0,35	0,53	0,68	0,81	0,91	0,97	0,99	
	1463	1,04	1,13	1,15	1,11	1,01	0,84	0,62	0,37	0,08	0,20	0,40	0,58	0,72	0,84	0,93	0,98	1,00	
	1625	1,03	1,16	1,23	1,23	1,15	0,98	0,73	0,43	0,13	0,29	0,61	0,69	0,74	0,77	0,79	0,80	0,81	
	1788	0,97	1,11	1,19	1,20	1,13	0,96	0,70	0,39	0,12	0,38	0,72	1,01	0,80	0,57	0,38	0,30	0,28	
	1950	0,89	0,98	1,04	1,06	1,01	0,88	0,67	0,41	0,17	0,33	0,63	0,90	1,10	0,75	0,88	1,15	1,26	
	2113	0,98	1,07	1,21	1,33	1,37	1,31	1,15	0,88	0,53	0,16	0,27	0,65	0,98	1,26	1,63	1,95	2,07	
	2275	0,93	0,87	1,00	1,18	1,30	1,31	1,19	0,96	0,68	0,43	0,42	0,66	0,95	1,23	1,50	1,75	1,85	
	2438	0,84	0,49	0,40	0,59	0,78	0,86	0,85	0,75	0,64	0,54	0,50	0,51	0,59	0,77	1,05	1,38	1,45	
	2600	0,86	0,54	0,25	0,10	0,23	0,33	0,39	0,42	0,46	0,49	0,47	0,39	0,23	0,19	0,49	0,87	1,24	

Tabela B 9 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase C da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

		P	O	N	T	O	D	E	M	E	D	I	D	A	[km]			
		0	163	325	488	650	813	975	1138	1300	1463	1625	1788	1950	2113	2275	2438	2600
P O N T O D E F A L T A	0	0,96	1,02	1,02	0,97	0,88	0,74	0,56	0,37	0,19	0,17	0,34	0,52	0,68	0,82	0,92	0,98	1,00
	163	1,03	1,37	1,38	1,31	1,15	0,96	0,75	0,58	0,50	0,51	0,59	0,68	0,78	0,87	0,95	1,00	1,01
	325	1,05	1,31	1,49	1,42	1,27	1,09	0,89	0,74	0,65	0,62	0,66	0,74	0,84	0,95	1,05	1,12	1,15
	488	1,07	1,31	1,46	1,50	1,38	1,22	1,06	0,91	0,80	0,73	0,71	0,76	0,89	1,05	1,21	1,31	1,35
	650	1,09	1,35	1,53	1,58	1,49	1,39	1,27	1,14	0,99	0,84	0,74	0,77	0,96	1,22	1,46	1,62	1,68
	813	1,14	1,47	1,70	1,80	1,74	1,52	1,47	1,34	1,14	0,88	0,66	0,70	1,02	1,42	1,77	2,01	2,09
	975	1,14	1,52	1,80	1,93	1,89	1,67	1,29	1,17	0,93	0,62	0,34	0,52	0,96	1,40	1,76	2,00	2,08
	1138	1,09	1,34	1,52	1,60	1,56	1,38	1,08	0,70	0,48	0,20	0,15	0,48	0,82	1,12	1,36	1,51	1,57
	1300	1,04	1,08	1,08	1,05	0,97	0,84	0,67	0,46	0,22	0,02	0,25	0,49	0,71	0,90	1,05	1,14	1,18
	1463	1,04	1,03	0,98	0,89	0,77	0,62	0,45	0,28	0,15	0,18	0,34	0,53	0,71	0,85	0,96	1,02	1,05
	1625	1,05	1,08	1,07	1,00	0,87	0,68	0,46	0,23	0,15	0,34	0,52	0,63	0,76	0,89	1,00	1,07	1,09
	1788	1,09	1,17	1,20	1,15	1,02	0,82	0,56	0,28	0,21	0,44	0,66	0,81	0,87	1,08	1,32	1,50	1,57
	1950	1,25	1,44	1,54	1,56	1,46	1,27	0,99	0,65	0,34	0,29	0,54	0,77	0,93	1,62	2,34	2,83	3,01
	2113	1,32	1,69	1,96	2,08	2,04	1,83	1,46	0,99	0,47	0,25	0,70	1,11	1,41	1,55	2,33	2,84	3,02
	2275	1,31	1,80	2,16	2,35	2,34	2,12	1,71	1,17	0,61	0,50	0,98	1,47	1,81	1,99	1,99	2,40	2,54
	2438	1,25	1,66	2,00	2,20	2,21	2,03	1,67	1,17	0,66	0,51	0,93	1,40	1,78	2,01	2,10	2,05	2,16
	2600	1,14	1,36	1,56	1,69	1,71	1,58	1,33	0,97	0,57	0,36	0,64	1,03	1,37	1,63	1,80	1,86	1,84

- Falta monofásica ao longo da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição ideal.

Tabela B 10 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase A da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																												
		0	62	186	310	371	433	557	681	743	805	929	1052	1114	1176	1300	1424	1486	1548	1671	1795	1857	1919	2043	2167	2228	2290	2414	2538	2600
P O N T O D E F A L T A [km]	0	0,17	0,17	0,16	0,13	0,11	0,10	0,09	0,09	0,11	0,10	0,10	0,11	0,12	0,11	0,11	0,09	0,07	0,05	0,04	0,03	0,05	0,08	0,11	0,16	0,19	0,21	0,22	0,25	0,26
	62	0,17	0,17	0,16	0,13	0,11	0,10	0,09	0,09	0,11	0,10	0,10	0,11	0,12	0,11	0,11	0,09	0,07	0,05	0,04	0,03	0,05	0,08	0,11	0,16	0,19	0,21	0,22	0,25	0,26
	186	0,40	0,40	0,11	0,06	0,11	0,13	0,16	0,23	0,28	0,30	0,31	0,34	0,35	0,34	0,33	0,29	0,24	0,19	0,14	0,06	0,13	0,17	0,22	0,35	0,46	0,50	0,53	0,60	0,64
	310	0,67	0,67	0,48	0,06	0,11	0,15	0,20	0,32	0,41	0,45	0,47	0,53	0,55	0,54	0,52	0,47	0,38	0,32	0,25	0,10	0,17	0,23	0,32	0,52	0,70	0,77	0,82	0,94	0,99
	371	0,76	0,76	0,63	0,31	0,05	0,06	0,12	0,27	0,40	0,44	0,49	0,58	0,62	0,61	0,60	0,55	0,45	0,38	0,31	0,12	0,13	0,22	0,33	0,56	0,77	0,85	0,92	1,05	1,12
	433	0,78	0,78	0,67	0,38	0,13	0,04	0,07	0,23	0,37	0,42	0,47	0,58	0,63	0,63	0,62	0,58	0,47	0,40	0,33	0,13	0,11	0,21	0,32	0,57	0,79	0,87	0,94	1,08	1,15
	557	0,80	0,80	0,70	0,44	0,22	0,12	0,04	0,18	0,34	0,40	0,45	0,57	0,63	0,64	0,63	0,60	0,49	0,43	0,35	0,15	0,09	0,19	0,31	0,57	0,80	0,88	0,95	1,09	1,17
	681	0,83	0,83	0,75	0,54	0,36	0,28	0,20	0,04	0,21	0,30	0,37	0,54	0,64	0,67	0,68	0,67	0,57	0,52	0,46	0,26	0,09	0,18	0,29	0,55	0,80	0,89	0,97	1,12	1,20
	743	0,85	0,85	0,79	0,62	0,47	0,40	0,33	0,17	0,05	0,13	0,23	0,47	0,62	0,68	0,72	0,76	0,68	0,64	0,60	0,43	0,24	0,25	0,31	0,53	0,77	0,86	0,95	1,11	1,19
	805	0,87	0,87	0,81	0,66	0,52	0,46	0,39	0,24	0,11	0,05	0,14	0,40	0,58	0,65	0,71	0,77	0,71	0,69	0,66	0,51	0,34	0,34	0,38	0,54	0,75	0,84	0,92	1,08	1,16
	929	0,90	0,90	0,85	0,71	0,58	0,52	0,46	0,32	0,18	0,12	0,06	0,31	0,51	0,60	0,67	0,76	0,73	0,73	0,71	0,60	0,45	0,45	0,47	0,57	0,74	0,82	0,90	1,03	1,11
	1052	0,95	0,95	0,91	0,82	0,74	0,70	0,66	0,54	0,39	0,33	0,25	0,06	0,24	0,36	0,47	0,63	0,67	0,72	0,75	0,73	0,66	0,68	0,69	0,70	0,75	0,79	0,83	0,90	0,94
	1114	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,91	0,83	0,70	0,63	0,55	0,32	0,05	0,10	0,20	0,36	0,44	0,50	0,56	0,62	0,63	0,66	0,69	0,72	0,74	0,77	0,79	0,82	0,83
	1176	0,96	0,96	0,97	0,99	1,00	0,98	0,96	0,89	0,76	0,69	0,61	0,40	0,14	0,04	0,08	0,23	0,33	0,40	0,46	0,54	0,59	0,63	0,67	0,71	0,75	0,77	0,79	0,81	0,83
	1300	0,97	0,97	0,98	1,01	1,02	1,00	0,98	0,90	0,79	0,72	0,65	0,45	0,22	0,13	0,03	0,13	0,24	0,31	0,38	0,48	0,56	0,60	0,65	0,70	0,75	0,77	0,79	0,82	0,84
	1424	0,98	0,98	0,99	1,02	1,02	1,00	0,98	0,91	0,82	0,76	0,69	0,54	0,37	0,29	0,20	0,01	0,13	0,19	0,26	0,38	0,50	0,55	0,60	0,69	0,77	0,80	0,82	0,86	0,89
	1486	0,98	0,98	0,98	0,97	0,95	0,93	0,90	0,84	0,77	0,72	0,66	0,55	0,44	0,37	0,29	0,14	0,01	0,08	0,15	0,30	0,45	0,52	0,59	0,72	0,84	0,88	0,92	0,98	1,02
	1548	0,98	0,98	0,97	0,92	0,89	0,86	0,82	0,76	0,70	0,65	0,61	0,52	0,44	0,38	0,31	0,19	0,07	0,01	0,09	0,26	0,44	0,52	0,60	0,76	0,90	0,96	1,00	1,08	1,13
	1671	0,97	0,97	0,95	0,88	0,82	0,79	0,75	0,68	0,64	0,59	0,55	0,49	0,44	0,38	0,32	0,22	0,13	0,06	0,02	0,21	0,42	0,51	0,60	0,79	0,97	1,03	1,08	1,18	1,23
	1795	0,95	0,95	0,91	0,81	0,73	0,68	0,64	0,58	0,56	0,53	0,50	0,47	0,46	0,42	0,38	0,31	0,25	0,19	0,12	0,03	0,31	0,43	0,56	0,84	1,09	1,18	1,26	1,41	1,49
1857	0,95	0,95	0,90	0,79	0,72	0,68	0,65	0,63	0,65	0,64	0,62	0,62	0,63	0,60	0,55	0,48	0,42	0,35	0,27	0,11	0,06	0,22	0,40	0,83	1,23	1,37	1,49	1,72	1,85	
1919	0,96	0,96	0,91	0,81	0,75	0,73	0,71	0,71	0,75	0,74	0,73	0,74	0,77	0,73	0,69	0,62	0,56	0,48	0,40	0,23	0,08	0,08	0,29	0,81	1,31	1,48	1,63	1,93	2,09	
2043	1,02	1,02	0,98	0,91	0,88	0,87	0,86	0,88	0,93	0,93	0,92	0,94	0,97	0,94	0,90	0,83	0,76	0,68	0,59	0,41	0,23	0,13	0,10	0,72	1,34	1,55	1,74	2,12	2,32	
2167	1,28	1,28	1,28	1,23	1,18	1,16	1,13	1,09	1,09	1,07	1,05	1,07	1,13	1,11	1,09	1,09	1,09	1,03	0,95	0,81	0,64	0,51	0,36	0,12	0,68	0,89	1,08	1,46	1,66	
2228	1,29	1,29	1,27	1,19	1,11	1,07	1,03	0,92	0,85	0,81	0,77	0,78	0,87	0,88	0,90	1,02	1,14	1,13	1,11	1,07	0,98	0,87	0,74	0,42	0,10	0,18	0,29	0,55	0,68	
2290	1,26	1,26	1,25	1,17	1,10	1,06	1,02	0,90	0,80	0,75	0,70	0,67	0,77	0,80	0,83	1,01	1,19	1,21	1,21	1,22	1,16	1,06	0,94	0,62	0,25	0,10	0,14	0,36	0,47	
2414	1,22	1,22	1,21	1,15	1,10	1,07	1,03	0,92	0,79	0,73	0,66	0,58	0,67	0,70	0,75	0,98	1,23	1,26	1,29	1,34	1,32	1,24	1,13	0,83	0,46	0,26	0,09	0,21	0,31	
2538	1,06	1,06	1,08	1,12	1,15	1,14	1,12	1,03	0,87	0,78	0,68	0,45	0,40	0,43	0,51	0,83	1,17	1,25	1,32	1,48	1,55	1,51	1,44	1,21	0,91	0,73	0,54	0,07	0,07	
2600	0,94	0,94	0,98	1,09	1,15	1,15	1,14	1,07	0,93	0,83	0,73	0,45	0,24	0,23	0,31	0,65	1,00	1,10	1,20	1,40	1,51	1,51	1,48	1,34	1,13	1,00	0,85	0,44	0,06	

Tabela B 11 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase B da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																												
		0	62	186	310	371	433	557	681	743	805	929	1052	1114	1176	1300	1424	1486	1548	1671	1795	1857	1919	2043	2167	2228	2290	2414	2538	2600
P	0	0,83	0,83	0,82	0,80	0,75	0,71	0,68	0,60	0,52	0,48	0,43	0,32	0,24	0,19	0,14	0,04	0,09	0,13	0,18	0,30	0,38	0,43	0,47	0,58	0,63	0,66	0,69	0,74	0,76
	62	0,83	0,83	0,82	0,80	0,75	0,71	0,68	0,60	0,52	0,48	0,43	0,32	0,24	0,19	0,14	0,04	0,09	0,13	0,18	0,30	0,38	0,43	0,47	0,58	0,63	0,66	0,69	0,74	0,76
	186	0,86	0,86	0,95	0,88	0,77	0,72	0,67	0,55	0,43	0,38	0,33	0,24	0,23	0,22	0,21	0,21	0,24	0,25	0,27	0,32	0,37	0,41	0,46	0,57	0,64	0,68	0,72	0,79	0,82
	310	0,89	0,89	0,93	1,11	0,96	0,88	0,80	0,62	0,41	0,32	0,24	0,12	0,22	0,26	0,31	0,37	0,43	0,44	0,45	0,44	0,44	0,45	0,47	0,54	0,60	0,64	0,67	0,75	0,78
	371	0,90	0,90	0,92	1,02	1,09	1,00	0,91	0,69	0,44	0,33	0,22	0,03	0,22	0,29	0,36	0,45	0,53	0,54	0,55	0,52	0,49	0,48	0,47	0,50	0,53	0,57	0,60	0,67	0,70
	433	0,90	0,90	0,91	0,99	1,04	1,06	0,96	0,74	0,47	0,35	0,24	0,02	0,22	0,30	0,37	0,48	0,56	0,58	0,59	0,55	0,51	0,50	0,48	0,48	0,51	0,53	0,56	0,63	0,66
	557	0,90	0,90	0,91	0,97	1,00	1,01	1,02	0,78	0,50	0,38	0,26	0,06	0,23	0,31	0,39	0,51	0,59	0,61	0,62	0,59	0,53	0,52	0,49	0,47	0,48	0,50	0,52	0,58	0,61
	681	0,89	0,89	0,88	0,90	0,90	0,90	0,89	0,91	0,60	0,47	0,35	0,20	0,29	0,38	0,47	0,61	0,69	0,71	0,72	0,68	0,60	0,56	0,52	0,43	0,37	0,37	0,38	0,42	0,45
	743	0,89	0,89	0,86	0,83	0,79	0,78	0,77	0,79	0,73	0,60	0,48	0,36	0,42	0,50	0,58	0,74	0,81	0,82	0,83	0,78	0,66	0,61	0,54	0,39	0,24	0,20	0,19	0,21	0,24
	805	0,88	0,88	0,84	0,80	0,76	0,75	0,74	0,76	0,71	0,68	0,57	0,45	0,47	0,54	0,62	0,78	0,84	0,86	0,86	0,82	0,70	0,64	0,56	0,40	0,22	0,16	0,11	0,07	0,10
	929	0,88	0,88	0,84	0,79	0,74	0,73	0,73	0,75	0,71	0,69	0,66	0,55	0,53	0,58	0,65	0,80	0,85	0,87	0,88	0,84	0,72	0,67	0,60	0,43	0,27	0,22	0,17	0,10	0,10
D	1052	0,89	0,89	0,83	0,75	0,69	0,69	0,70	0,75	0,74	0,73	0,72	0,69	0,60	0,60	0,63	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,70	0,67	0,64	0,57	0,52	0,51	0,51	0,50	0,50
	1114	0,92	0,92	0,84	0,69	0,55	0,52	0,50	0,52	0,52	0,53	0,54	0,47	0,44	0,42	0,48	0,48	0,50	0,52	0,58	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,64	0,65	
	1176	0,93	0,93	0,87	0,72	0,57	0,52	0,48	0,45	0,42	0,42	0,42	0,45	0,39	0,38	0,34	0,36	0,35	0,38	0,41	0,50	0,54	0,56	0,59	0,64	0,68	0,69	0,71	0,73	0,74
E	1300	0,95	0,95	0,90	0,78	0,64	0,59	0,54	0,46	0,39	0,37	0,36	0,37	0,32	0,31	0,29	0,27	0,24	0,28	0,32	0,44	0,51	0,55	0,60	0,67	0,73	0,75	0,78	0,81	0,83
	1424	0,97	0,97	0,97	0,94	0,87	0,83	0,80	0,71	0,61	0,55	0,50	0,40	0,28	0,23	0,17	0,14	0,14	0,19	0,26	0,40	0,51	0,57	0,62	0,72	0,80	0,83	0,86	0,90	0,92
A	1486	0,98	0,98	1,01	1,05	1,05	1,03	1,01	0,95	0,84	0,78	0,71	0,56	0,38	0,28	0,19	0,04	0,20	0,27	0,34	0,46	0,57	0,62	0,66	0,74	0,80	0,82	0,84	0,88	0,89
	1548	0,98	0,98	1,01	1,08	1,09	1,08	1,06	1,01	0,91	0,85	0,78	0,62	0,42	0,32	0,22	0,01	0,22	0,32	0,39	0,49	0,59	0,63	0,67	0,74	0,79	0,81	0,83	0,86	0,87
T	1671	0,98	0,98	1,02	1,09	1,12	1,11	1,10	1,06	0,96	0,90	0,83	0,66	0,46	0,35	0,25	0,04	0,25	0,35	0,45	0,54	0,62	0,65	0,69	0,73	0,77	0,79	0,81	0,83	0,84
	1795	0,96	0,96	1,00	1,09	1,13	1,13	1,12	1,10	1,00	0,94	0,87	0,70	0,48	0,37	0,27	0,09	0,30	0,41	0,52	0,73	0,74	0,74	0,73	0,70	0,67	0,66	0,66	0,66	0,66
A	1857	0,91	0,91	0,95	1,06	1,10	1,10	1,10	1,08	0,98	0,91	0,84	0,67	0,43	0,32	0,20	0,10	0,37	0,49	0,60	0,83	1,01	0,95	0,87	0,65	0,45	0,38	0,32	0,22	0,19
	1919	0,88	0,88	0,92	1,02	1,06	1,06	1,06	1,05	0,94	0,88	0,81	0,64	0,40	0,28	0,16	0,11	0,39	0,51	0,62	0,85	1,03	1,10	0,97	0,65	0,35	0,24	0,14	0,08	0,18
	2043	0,85	0,85	0,88	0,97	1,00	1,01	1,00	1,00	0,90	0,84	0,77	0,62	0,38	0,27	0,16	0,13	0,37	0,48	0,60	0,82	1,00	1,07	1,13	0,72	0,43	0,39	0,41	0,56	0,66
	2167	0,91	0,91	0,93	1,00	1,06	1,09	1,11	1,15	1,11	1,08	1,04	0,95	0,74	0,65	0,56	0,37	0,11	0,13	0,22	0,44	0,68	0,78	0,88	1,04	1,15	1,25	1,37	1,60	1,74
	2228	0,95	0,95	0,94	0,99	1,09	1,13	1,18	1,27	1,26	1,25	1,23	1,15	0,94	0,85	0,75	0,54	0,27	0,20	0,21	0,35	0,66	0,77	0,89	1,07	1,28	1,40	1,51	1,73	1,84
	2290	0,92	0,92	0,90	0,91	1,00	1,05	1,11	1,21	1,23	1,23	1,22	1,16	0,96	0,87	0,78	0,59	0,36	0,30	0,29	0,38	0,65	0,76	0,87	1,04	1,27	1,36	1,47	1,67	1,77
	2414	0,88	0,88	0,83	0,79	0,87	0,92	0,98	1,11	1,15	1,15	1,15	1,11	0,93	0,86	0,79	0,63	0,43	0,38	0,37	0,41	0,63	0,71	0,81	0,98	1,21	1,31	1,41	1,59	1,68
	2538	0,81	0,81	0,69	0,47	0,40	0,44	0,51	0,66	0,75	0,79	0,81	0,83	0,73	0,70	0,67	0,62	0,51	0,48	0,46	0,44	0,48	0,50	0,54	0,63	0,86	0,97	1,09	1,35	1,42
	2600	0,81	0,81	0,69	0,43	0,15	0,05	0,06	0,23	0,36	0,41	0,45	0,50	0,47	0,48	0,49	0,52	0,48	0,47	0,46	0,44	0,35	0,30	0,26	0,23	0,45	0,56	0,68	0,98	1,26

Tabela B 12 - Nível de tensão para falta monofásica ao longo da Fase C da linha de 2600 km de meio comprimento de onda com representação de transposição real.

		P O N T O D E M E D I D A [km]																												
		0	62	186	310	371	433	557	681	743	805	929	1052	1114	1176	1300	1424	1486	1548	1671	1795	1857	1919	2043	2167	2228	2290	2414	2538	2600
P	0	0.91	0.91	0.93	0.95	0.95	0.94	0.92	0.85	0.77	0.73	0.68	0.54	0.41	0.35	0.29	0.16	0.16	0.21	0.26	0.40	0.53	0.58	0.63	0.74	0.82	0.85	0.87	0.91	0.93
	62	0.91	0.91	0.93	0.95	0.95	0.94	0.92	0.85	0.77	0.73	0.68	0.54	0.41	0.35	0.29	0.16	0.16	0.21	0.26	0.40	0.53	0.58	0.63	0.74	0.82	0.85	0.87	0.91	0.93
	186	0.94	0.94	1.09	1.14	1.14	1.13	1.11	1.02	0.91	0.85	0.79	0.62	0.47	0.42	0.38	0.31	0.34	0.38	0.43	0.52	0.61	0.66	0.69	0.76	0.81	0.83	0.85	0.87	0.89
	310	0.98	0.98	1.08	1.32	1.33	1.32	1.29	1.19	1.05	0.99	0.92	0.74	0.60	0.56	0.53	0.48	0.51	0.55	0.59	0.64	0.70	0.74	0.76	0.81	0.86	0.87	0.89	0.91	0.92
	371	0.99	0.99	1.08	1.26	1.40	1.39	1.36	1.27	1.13	1.07	0.99	0.83	0.70	0.66	0.63	0.57	0.59	0.62	0.65	0.69	0.74	0.77	0.80	0.86	0.91	0.94	0.96	0.99	1.01
	433	1.00	1.00	1.08	1.25	1.37	1.40	1.37	1.29	1.16	1.09	1.02	0.86	0.74	0.70	0.67	0.61	0.61	0.63	0.66	0.69	0.74	0.78	0.82	0.88	0.94	0.97	1.00	1.04	1.06
	557	1.00	1.00	1.08	1.24	1.35	1.38	1.38	1.31	1.19	1.12	1.05	0.90	0.78	0.74	0.71	0.64	0.63	0.65	0.68	0.70	0.75	0.79	0.83	0.90	0.98	1.01	1.04	1.09	1.12
	681	1.02	1.02	1.10	1.25	1.35	1.38	1.39	1.35	1.26	1.20	1.14	1.02	0.91	0.86	0.83	0.74	0.70	0.70	0.71	0.71	0.76	0.81	0.86	0.96	1.09	1.14	1.18	1.26	1.30
	743	1.04	1.04	1.13	1.29	1.41	1.44	1.46	1.43	1.33	1.28	1.23	1.14	1.06	1.01	0.97	0.87	0.78	0.76	0.75	0.70	0.76	0.82	0.89	1.04	1.23	1.30	1.36	1.48	1.53
	805	1.04	1.04	1.14	1.31	1.44	1.47	1.49	1.47	1.37	1.30	1.26	1.19	1.11	1.06	1.02	0.90	0.79	0.75	0.73	0.67	0.73	0.80	0.90	1.09	1.30	1.39	1.46	1.59	1.66
929	1.05	1.05	1.15	1.33	1.47	1.50	1.53	1.51	1.41	1.34	1.26	1.22	1.15	1.10	1.04	0.92	0.78	0.72	0.68	0.61	0.69	0.78	0.89	1.12	1.37	1.47	1.55	1.70	1.77	
D	1052	1.06	1.06	1.17	1.39	1.56	1.61	1.64	1.64	1.55	1.48	1.40	1.14	1.09	1.03	0.96	0.82	0.62	0.53	0.46	0.38	0.56	0.69	0.85	1.13	1.42	1.53	1.63	1.78	1.86
	1114	1.04	1.04	1.14	1.33	1.48	1.53	1.56	1.56	1.49	1.43	1.36	1.12	0.81	0.75	0.67	0.53	0.33	0.24	0.18	0.25	0.50	0.63	0.77	1.01	1.24	1.33	1.41	1.53	1.59
E	1176	1.02	1.02	1.09	1.24	1.36	1.39	1.41	1.40	1.32	1.27	1.20	0.99	0.72	0.60	0.53	0.38	0.20	0.11	0.10	0.26	0.50	0.61	0.73	0.94	1.13	1.21	1.27	1.37	1.42
F	1300	1.00	1.00	1.05	1.14	1.22	1.24	1.24	1.21	1.14	1.09	1.03	0.85	0.63	0.52	0.41	0.27	0.09	0.03	0.11	0.30	0.50	0.60	0.70	0.87	1.03	1.09	1.15	1.22	1.26
	1424	0.98	0.98	0.99	0.99	0.96	0.95	0.93	0.86	0.78	0.74	0.70	0.57	0.44	0.37	0.30	0.13	0.04	0.12	0.20	0.35	0.51	0.58	0.66	0.78	0.89	0.93	0.97	1.02	1.05
A	1486	0.98	0.98	0.98	0.94	0.88	0.85	0.82	0.73	0.63	0.58	0.53	0.41	0.31	0.26	0.22	0.14	0.16	0.21	0.27	0.39	0.52	0.59	0.66	0.76	0.86	0.89	0.93	0.97	0.99
L	1548	0.98	0.98	0.99	0.96	0.91	0.89	0.86	0.77	0.66	0.60	0.54	0.42	0.29	0.23	0.19	0.14	0.21	0.28	0.34	0.43	0.55	0.62	0.68	0.77	0.85	0.89	0.91	0.95	0.97
T	1671	0.99	0.99	1.00	0.99	0.96	0.93	0.91	0.82	0.71	0.65	0.58	0.44	0.28	0.21	0.16	0.15	0.27	0.34	0.41	0.49	0.59	0.65	0.70	0.78	0.86	0.89	0.91	0.95	0.96
A	1795	1.00	1.00	1.03	1.04	1.03	1.02	1.00	0.93	0.81	0.74	0.66	0.50	0.30	0.21	0.15	0.17	0.34	0.43	0.52	0.62	0.67	0.71	0.76	0.83	0.92	0.95	0.98	1.04	1.07
	1857	1.03	1.03	1.07	1.10	1.11	1.10	1.09	1.02	0.90	0.83	0.75	0.56	0.34	0.25	0.18	0.20	0.39	0.49	0.58	0.69	0.77	0.78	0.81	0.93	1.12	1.20	1.27	1.41	1.49
[km]	1919	1.06	1.06	1.11	1.15	1.18	1.18	1.17	1.10	0.98	0.91	0.83	0.64	0.41	0.32	0.24	0.22	0.40	0.50	0.60	0.71	0.80	0.84	0.86	1.01	1.30	1.41	1.51	1.73	1.84
	2043	1.12	1.12	1.19	1.25	1.29	1.30	1.31	1.24	1.13	1.06	0.99	0.79	0.56	0.45	0.36	0.25	0.36	0.45	0.55	0.68	0.79	0.84	0.88	1.13	1.58	1.75	1.91	2.22	2.39
	2167	1.22	1.22	1.34	1.49	1.62	1.67	1.70	1.68	1.59	1.53	1.45	1.23	0.93	0.78	0.63	0.32	0.05	0.21	0.37	0.61	0.84	0.95	1.06	1.11	1.80	2.05	2.28	2.70	2.91
	2228	1.20	1.20	1.35	1.59	1.80	1.87	1.92	1.93	1.84	1.77	1.69	1.43	1.08	0.90	0.73	0.40	0.35	0.48	0.63	0.94	1.21	1.33	1.44	1.50	1.49	1.70	1.89	2.22	2.39
	2290	1.21	1.21	1.37	1.64	1.88	1.95	2.01	2.04	1.96	1.89	1.81	1.53	1.16	0.98	0.80	0.47	0.42	0.55	0.70	1.03	1.33	1.45	1.57	1.64	1.64	1.66	1.83	2.14	2.30
	2414	1.22	1.22	1.38	1.67	1.92	2.01	2.07	2.11	2.03	1.97	1.89	1.61	1.22	1.04	0.86	0.52	0.47	0.58	0.74	1.09	1.40	1.53	1.65	1.75	1.77	1.78	1.79	2.08	2.22
	2538	1.17	1.17	1.30	1.56	1.80	1.88	1.95	1.99	1.94	1.89	1.82	1.56	1.22	1.06	0.89	0.56	0.47	0.56	0.68	1.03	1.35	1.48	1.61	1.76	1.83	1.87	1.90	1.82	1.93
	2600	1.09	1.09	1.17	1.33	1.50	1.57	1.62	1.65	1.62	1.58	1.54	1.33	1.06	0.93	0.80	0.51	0.38	0.42	0.51	0.81	1.10	1.22	1.34	1.51	1.64	1.70	1.75	1.76	1.72