



ANÁLISE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA INTEGRADO AO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Daniel José Tavares de Souza

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Glauco Nery Taranto
Antonio Carlos Siqueira de Lima

Rio de Janeiro
Setembro de 2011

ANÁLISE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA INTEGRADO AO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Daniel José Tavares de Souza

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2011

Souza, Daniel José Tavares de

Análise do sistema de transmissão em meia onda integrado ao sistema interligado nacional / Daniel José Tavares de Souza. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XVIII, 111 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Antonio Carlos Siqueira de Lima

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 110-111.

1. Transmissão em meia onda. 2. Sistema Interligado.
3. Modelagem de Linhas de Transmissão. I. Taranto, Glauco Nery et al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Dedico este trabalho a meus pais,
Lúcia e José Trigueiro,
a minha irmã, Tatiana,
e a minha esposa, Ádami.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por todas as conquistas em minha vida.

A minha mãe Lúcia e meu padrasto Jorge Maurício, por toda a dedicação e esforço em garantir a melhor educação e formação.

A minha irmã Tatiana, que sempre foi uma amiga com a qual eu pude contar de verdade e compartilhar de todas as dificuldades encontradas durante a jornada para a conclusão do curso de mestrado.

Aos meus avós José Maria (*in memoriam*) e Pedrina (*in memoriam*), a quem devo gratidão eterna por tudo que fizeram por mim ao longo de suas vidas.

A minha esposa Ádami, por todo o companheirismo demonstrado nas horas mais difíceis e por acreditar no sucesso deste trabalho.

Aos professores Glauco Nery Taranto e Antonio Carlos Siqueira de Lima, pela forma dedicada e paciente com que me orientaram neste trabalho.

Aos colegas de trabalho da EPE, especialmente à Maria Alzira Noli Silveira, pelo grande incentivo dado para a conclusão deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA INTEGRADO AO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Daniel José Tavares de Souza

Setembro/2011

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Antonio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

No Brasil, a viabilização econômica dos empreendimentos de geração de grande porte só é possível com minimização dos custos associados à sua conexão ao SIN, para isso, o ponto de conexão com sistema interligado tende a ser o mais próximo possível do empreendimento, sendo assim, os demais custos associados aos reforços e/ou aumento da capacidade dos troncos de intercâmbio para escoamento do excedente de geração passam a ser rateados dentre os demais agentes usuários do SIN, sejam geradores ou cargas. Diante deste fato, no sistema brasileiro, os novos troncos de transmissão em longa distância tendem a ser planejados dentro de um conceito de uso compartilhado, ou seja, com total integração ao SIN, evitando assim a implantação de sistemas com características radiais.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho em regime permanente e transitório eletromecânico do sistema de transmissão em meio comprimento de onda, numa condição em que estaria totalmente integrado a um sistema interligado.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF A HALF-WAVE TRANSMISSION SYSTEM INTEGRATED TO
BRAZILIAN NATIONAL GRID

Daniel José Tavares de Souza

September/2011

Advisors: Glauco Nery Taranto

Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

In Brazil, the economic viability of large generation projects is only possible when the costs associated to the connection to the Brazilian National Grid (SIN) are minimized. In order to do so, the point of connection to the existing grid tends to be the closest one to the project, so that the costs associated to grid reinforcements, necessary to increase the transmission capacity between different regions, can be shared between other system users (generator and loads). This way, in the Brazilian system, the new long-length transmission systems tend to be planned according to the concept of “shared connection”, that is, fully integrating the projects to the SIN, and avoiding systems with radial characteristics.

In this context, the objective of this work is to evaluate the performance in steady state and transient electromechanical of a half-wavelength transmission system fully integrated to an interconnected system.

Sumário

Capítulo 1	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Motivação	1
1.2 Estrutura da Dissertação.....	4
Capítulo 2	6
MODELOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	6
2.1 Modelo π	6
2.2 Modelo com parâmetros distribuídos	10
Capítulo 3	14
CARACTERIZAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA.....	14
3.1 Análise de Carregamentos Característicos.....	16
3.1.1 Linha aberta (vazia)	16
3.1.2 Linha em curto-circuito.....	17
3.1.3 Linha com carregamento igual à potência característica e fator de potência unitário.....	19
3.1.4 Linha com carregamento inferior à potência característica e fator de potência unitário.....	21
3.1.5 Linha com carregamento superior à potência característica e fator de potência unitário.....	22
3.1.6 Linha com fator de potência diferente do unitário.....	23
3.2 Sistemas de proteção.....	25
Capítulo 4	26
MODELAGEM DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA E PREPARAÇÃO DOS CASOS DE SIMULAÇÃO	26
4.1 Representação em modelo π.....	26
4.2 Preparação dos casos de simulação e definição de cenários	32

Capítulo 5	38
ANÁLISE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA INSERIDO NO SISTEMA INTERLIGADO	38
5.1 Dimensionamento.....	38
5.2 Defasagem angular entre terminais	41
5.2.1 Análise no sistema gerador contra barra infinita	42
5.2.2 Análise no sistema real interligado – Conexão Radial	46
5.2.3 Análise no sistema real interligado – Fechamento de Anel.....	50
5.3 Regime permanente	60
5.3.1 Paralelismo.....	61
5.3.2 Perdas elétricas.....	64
5.3.3 Controle de fluxo de potência reativa	75
5.4 Curto-circuito.....	86
5.5 Transitório eletromecânico	94
5.5.1 Análise meia onda (-).....	95
5.5.2 Análise meia onda (+).....	99
5.5.3 Análise geral	104
5.6 Equipamentos recomendados para a integração com o SIN	104
Capítulo 6	106
CONCLUSÕES.....	106
6.1 Trabalhos futuros	109
Referências Bibliográficas	110

Lista de Figuras

Figura 1-1 – Escoamento da energia do AHE Belo Monte	2
Figura 2-1 – Comparação entre a extensão da LT e o comprimento de onda.	8
Figura 2-2 – Modelo π	9
Figura 2-3– Linha monofásica.....	10
Figura 2-4 – Representação de um comprimento Δx de uma linha monofásica.....	11
Figura 3-1 – Tensão (pu) ao longo da linha aberta.....	17
Figura 3-2 – Corrente (pu) ao longo da linha aberta	17
Figura 3-3 – Tensão (pu) na linha em curto-circuito.....	18
Figura 3-4 – Corrente (pu) ao longo da linha em curto-circuito	19
Figura 3-5 – Tensão (pu) na linha com carregamento igual à potência característica ...	20
Figura 3-6 – Corrente (pu) na linha com carregamento igual à potência característica .	20
Figura 3-7 – Tensão (pu) na linha com carregamento inferior à potência característica	21
Figura 3-8 – Corrente (pu) na linha com carregamento inferior à potência característica	21
Figura 3-9 – Tensão (pu) na linha com carregamento superior à potência característica	22
Figura 3-10 – Corrente (pu) na linha com carregamento superior à potência característica	23
Figura 3-11 – Tensão (pu) na linha com carregamento superior à potência característica e fluxo de potência reativa passante	24
Figura 3-12 – Corrente (pu) na linha com carregamento superior à potência característica e fluxo de potência reativa passante	24
Figura 4-1 – Representação em modelos π ligados em série.....	27
Figura 4-2 – Comparação de resultados com o modelo ANAREDE de 35 π	28
Figura 4-3 – Erro absoluto do valor de tensão no modelo ANAREDE de 35 π	28

Figura 4-4 – Representação em modelo simplificado de 1π	29
Figura 4-5 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo simplificado de 1π , meia onda (-).....	30
Figura 4-6 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo com 35π , meia onda (-).....	30
Figura 4-7 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo simplificado de 1π , meia onda exata	30
Figura 4-8 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo com 35π , meia onda exata	31
Figura 4-9 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo simplificado de 1π , meia onda (+).....	31
Figura 4-10 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo com 35π , meia onda (+).....	31
Figura 4-11 – Conexão do AHE Belo Monte	33
Figura 4-12 – Tronco de transmissão responsável pelo acréscimo de 8000 MW no intercambio Norte-Sudeste	34
Figura 4-13 – Cenário 1 – Máximo intercâmbio	36
Figura 4-14 – Cenário 2 – Intercâmbio Zero	37
Figura 5-1 – Representação de um gerador síncrono conectado a uma barra infinita....	42
Figura 5-2 – Curva Potência x Ângulo.....	42
Figura 5-3 – Ângulo δ durante perturbação em sistema gerador x barra infinita – meia onda (-)	43
Figura 5-4 – Ângulo δ durante perturbação em sistema gerador x barra infinita – meia onda exata.....	44
Figura 5-5 – Ângulo δ durante perturbação em sistema gerador x barra infinita – meia onda (+)	44
Figura 5-6 – Ângulo δ durante perturbação em sistema gerador x barra infinita – meia onda exata operando em 59 Hz	45

Figura 5-7 – Sistema de transmissão radial em meia onda interligado ao SIN.....	46
Figura 5-8 – Conexão radial do AHE Belo Monte.....	47
Figura 5-9 – Ângulo δ da máquina de Belo Monte ligada ao SIN através de um radial em meia onda (-) durante perturbação.....	48
Figura 5-10 – Ângulo δ da máquina de Belo Monte ligada ao SIN através de um radial em meia onda exata durante perturbação.	48
Figura 5-11 – Ângulo δ da máquina de Belo Monte ligada ao SIN através de um radial em meia onda (+) durante perturbação.	49
Figura 5-12 – Sistema de transmissão meia onda integrado ao SIN, interligando SE Xingu a SE Estreito	51
Figura 5-13 – Ângulo δ do AHE Belo Monte após fechamento da linha de transmissão em meia onda no terminal Estreito com energização a partir de Xingu.....	52
Figura 5-14 – Fluxo (MW) na linha de transmissão em meia onda após fechamento no terminal Estreito com energização a partir de Xingu.	53
Figura 5-15 – Ângulo δ do AHE Belo Monte após fechamento da linha de transmissão em meia onda no terminal Xingu com energização a partir de Estreito.....	53
Figura 5-16 – Fluxo (MW) na linha de transmissão em meia onda após fechamento no terminal Xingu com energização a partir de Estreito.	54
Figura 5-17 – Barras para monitoração dos ângulos durante manobras de fechamento	54
Figura 5-18 – Configuração com defasadores de 60°	56
Figura 5-19 – Configuração com defasador de 180° no sistema Norte.....	57
Figura 5-20 – Configuração com defasador de 180° em um dos terminais da linha.....	57
Figura 5-21 – Configuração 1 – Impacto pós-chaveamento.....	58
Figura 5-22 – Configuração 2 – Impacto pós-chaveamento.....	59
Figura 5-23 – Configuração 3 – Impacto pós-chaveamento.....	59
Figura 5-24 – Tensão ao longo da linha remanescente, em kV, antes e depois da emergência de um dos circuitos.....	62

Figura 5-25 - Tensão (kV) ao longo da linha remanescente com fluxo controlado, antes e depois da emergência de um dos circuitos.....	64
Figura 5-26 – Corrente ao longo da linha em meia onda (+) para diversas condições de carregamento	66
Figura 5-27 – Curva de eficiência em função do carregamento e tensão terminal	68
Figura 5-28 – Fluxos e tensões, em regime normal, com operação em máxima eficiência	71
Figura 5-29 – Fluxos e tensões, após emergência, com operação em máxima eficiência	71
Figura 5-30 – Fluxos e tensões, em regime normal, com operação dentro da margem de segurança	72
Figura 5-31 – Fluxos e tensões, após emergência, com operação dentro da margem de segurança	72
Figura 5-32 – Perfil de tensão ao longo de um dos circuitos em meia onda (+), operando com e sem margem de segurança.	73
Figura 5-33 – Perfil de tensão ao longo de um dos circuitos em meia onda (+), operando na condição de máxima eficiência.....	75
Figura 5-34 – MO (+) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor igual a η	78
Figura 5-35 – MO (+) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor maior que η	78
Figura 5-36 – MO (+) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor menor que η	79
Figura 5-37 – MO (-) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor igual a η	79
Figura 5-38 – MO (-) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor maior que η	79
Figura 5-39 – MO (-) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor menor que η	80

Figura 5-40 – MO exata para relação entre tensões no terminal emissor e receptor igual a η	81
Figura 5-41 – MO exata para relação entre tensões no terminal emissor e receptor pouco maior que η	81
Figura 5-42 – MO exata para relação entre tensões no terminal emissor e receptor pouco menor que η	81
Figura 5-43 – Sistema MO (+), em regime normal, operando com margem de segurança e minimização do fluxo de potência e reativa	83
Figura 5-44 – Sistema MO (+) em emergência com <i>tap</i> bloqueado	83
Figura 5-45 – Sistema MO (+) em emergência após desbloqueio do <i>tap</i> e ajuste das tensões terminais para minimização do fluxo de potência reativa	83
Figura 5-46 – Sistema MO (+) em emergência sem bloqueio automático do controle de <i>tap</i> e mantendo as tensões terminais com o valor definido antes da emergência.....	84
Figura 5-47 – Impedância longitudinal não homopolar em função do comprimento da linha de transmissão.	87
Figura 5-48 – Impedância longitudinal homopolar em função do comprimento da linha de transmissão.	88
Figura 5-49 – Módulo da impedância equivalente da linha por comprimento para cada condição de falta.....	89
Figura 5-50 - Perfil de tensão ao longo da linha durante a ocorrência de falta fase-terra em alguns trechos.	90
Figura 5-51 - Perfil de tensão ao longo da linha durante a ocorrência de falta trifásica em alguns trechos.	91
Figura 5-52 – Tensão ao longo da linha para falta trifásica próxima ao terminal Estreito com e sem equipamentos de proteção	93
Figura 5-53 – MO (-) - Primeiro <i>swing</i> de tensão (pu) nas barras do SIN	95
Figura 5-54 – MO (-) - Tensão (pu) em diversos trechos ao longo da linha.....	96
Figura 5-55 – MO (-) - Ângulo interno da máquina em algumas usinas do SIN	96

Figura 5-56 – MO (-) - Frequência das máquinas das usinas hidrelétricas de Belo Monte, Tucuruí e Serra da Mesa	97
Figura 5-57 – MO (-) Fluxo de potência ativa (MW) em um dos circuitos remanescentes do tronco de transmissão	97
Figura 5-58 – MO (-) - Fluxo de potência reativa (Mvar) em um dos circuitos remanescentes do tronco de transmissão em MO (-).....	98
Figura 5-59 – MO (-) - Fluxo de potência ativa (MW) nos três circuitos da Norte-Sul.	98
Figura 5-60 – MO (+) - Primeiro <i>swing</i> de tensão (pu) nas barras do SIN	100
Figura 5-61 – MO (+) - Tensão (pu) em diversos trechos ao longo da linha	101
Figura 5-62 – MO (+) - Ângulo interno da máquina em algumas usinas do SIN	101
Figura 5-63 – MO (+) - Frequência das máquinas das usinas hidrelétricas de Belo Monte, Tucuruí e Serra da Mesa	102
Figura 5-64 – MO (+) Fluxo de potência ativa (MW) em um dos circuitos remanescentes do tronco de transmissão	102
Figura 5-65 – MO (+) - Fluxo de potência reativa (Mvar) em um dos circuitos remanescentes do tronco de transmissão	103
Figura 5-66 – MO (+) - Fluxo de potência ativa (MW) nos três circuitos da Norte-Sul	103
Figura 5-67 – Esquemático do tronco de transmissão em meia onda inserido no sistema interligado.....	105

Lista de Tabelas

Tabela 3-1 – Parâmetros elétricos unitários da linha de transmissão em meia onda.....	15
Tabela 3-2 – Comprimento (km) das linhas estudadas.....	16
Tabela 4-1 – Parâmetros elétricos do modelo simplificado	29
Tabela 4-2 – Comparação de resultados entre os modelos de 1π e 35π	32
Tabela 4-3 – Ângulo de fase da tensão.....	32
Tabela 4-4 – Distâncias hipotéticas entre a SE Xingu e SE Estreito.....	35
Tabela 5-1 – Valores típicos de potência característica por nível de tensão	39
Tabela 5-2 – Características elétricas de LT's convencionais de um sistema de transmissão	41
Tabela 5-3 – Abertura angular.....	49
Tabela 5-4 – Ângulos das barras do sistema na condição pré-chaveamento.....	55
Tabela 5-5 – Ângulos das barras de um sistema com um linha de transmissão em meia onda (+) no instante pré-chaveamento, com energização a partir de Xingu	58
Tabela 5-6 – Carregamento dos circuitos para cada comprimento de linha.....	61
Tabela 5-7 – Carregamento em emergência dos circuitos para cada comprimento de linha	62
Tabela 5-8– Carregamento dos circuitos com o controle de fluxo a partir dos transformadores defasadores	63
Tabela 5-9 – Eficiência em relação ao carregamento.....	65
Tabela 5-10 – Fluxos e tensões em regime normal e emergência nas condições operativas de máxima eficiência e com margem de segurança.....	72
Tabela 5-11 – Perdas no tronco de transmissão em meia onda (MW).....	73
Tabela 5-12 – Sentido do fluxo de potência reativa em função da relação entre as tensões terminais	78

Tabela 5-13 – Fluxos em função da relação entre as tensões terminais: MO (+) e MO (-)	80
Tabela 5-14 – Fluxos em função da relação entre as tensões terminais: MO Exata	82
Tabela 5-15 – Fluxos em função do controle de <i>tap</i> : MO (+).....	84
Tabela 5-16 – Tensões nas barras e variações no <i>tap</i> dos transformadores ligados aos terminais da linha	85
Tabela 5-17 – Impedância equivalente por tipo de falta	89

Nomenclatura

AHE – Aproveitamento Hidrelétrico

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FACTS – *Flexible AC Transmission Systems*

HVDC – *High Voltage Direct Current*

MO – Meia Onda

SIN – Sistema Interligado Nacional

UHE – Usina Hidrelétrica

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A exploração de forma interligada do potencial hidráulico brasileiro, com suas características hidrológicas distintas, permite a utilização inteligente de nossos recursos naturais e proporciona ganhos econômicos para toda a sociedade.

Na região norte do país encontra-se um enorme potencial de geração a ser explorado, onde estará localizado o Aproveitamento Hidrelétrico (AHE) de Belo Monte com 11230 MW, que se tornará a maior usina genuinamente brasileira. O aproveitamento consiste de duas usinas projetadas na Volta Grande do Rio Xingu, estado do Pará, com o aproveitamento do desnível natural no relevo, onde estão sendo projetados 11.000 MW numa usina principal e 230 MW numa usina complementar, construída para atender os requisitos ambientais.

A análise energética de mais longo prazo [1], incluindo o fim da motorização do AHE Belo Monte, indicou acréscimos nas interligações Norte↔Sudeste/Centro-Oeste de cerca de 7000 MW e na Norte ↔ Nordeste de 3500 MW até 2019:

O mercado regional apresenta-se insuficiente para a absorção de todo o potencial hidráulico do período úmido da região, mesmo em longo prazo, exigindo a exportação do excedente de geração para as regiões Sudeste e Nordeste do país. No período seco, mesmo após a entrada das usinas previstas para a bacia do Tocantins, a disponibilidade de geração na região norte é insuficiente para atender a sua carga. Assim, a integração desse conjunto de aproveitamentos hidrelétricos ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em conjunto com as ampliações das interligações mostram-se atrativas e essenciais, do

ponto de vista energético e de atendimento do mercado nacional, considerando as dificuldades associadas à exploração de outras fontes de energia.

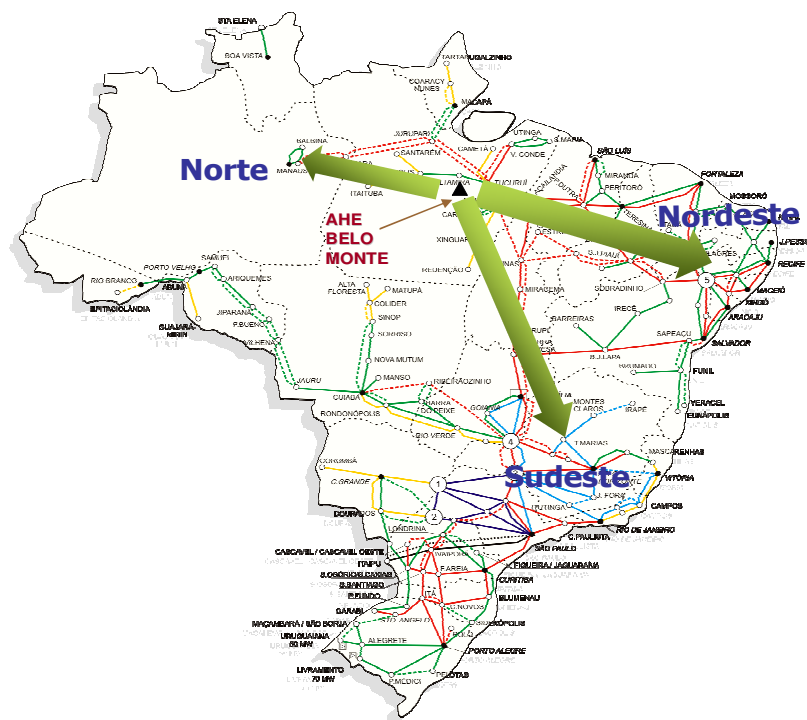


Figura 1-1 – Escoamento da energia do AHE Belo Monte

O elevado montante de potência a ser transportado e as longas distâncias envolvidas (2500 km para a região sudeste e 1500 km para a região nordeste), exige estudos técnicos detalhados e cuidadosas análises de mitigação dos impactos socioambientais, conferindo aos sistemas de transmissão dessas usinas características ímpares de complexidade técnica e custos elevados, com grandes relações percentuais entre custos de transmissão e de geração.

Atualmente, o planejamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE¹ analisa a viabilidade técnico-econômica de diversas alternativas para a expansão das

¹ A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi constituída em 2004 para subsidiar, de maneira isenta, o Ministério de Minas e Energia (MME) no exercício da função de executor do Planejamento Eletroenergético Nacional, assegurando o suprimento de energia elétrica em condições adequadas de qualidade e de preço a todos os consumidores brasileiros.

interligações em questão, considerando tanto as tecnologias convencionais de transmissão em corrente alternada e corrente contínua, assim como as denominadas não convencionais, dentre elas, a transmissão em meia onda, que é o foco deste trabalho.

Embora a tecnologia de transmissão em meia onda seja objeto de estudos há algumas décadas [2], linhas com este tipo de característica não foram utilizadas comercialmente em nenhum sistema elétrico de potência no mundo. A única experiência prática da qual se conhece, refere-se a testes na operação de um sistema radial com a extensão de meio comprimento de onda, realizado por técnicos da antiga União Soviética [3]. Esta aplicação, porém, não chegou a ser utilizada em operação comercial. Todos os estudos relacionados à transmissão em meia onda até o momento fizeram o uso de linhas com características radiais, ou seja, ligação ponto a ponto de uma ou mais usinas a um centro de carga.

Porém, o atual modelo do setor elétrico brasileiro não favorece a aplicação de sistemas radiais de longa distância para conexões de usinas, isto porque estas instalações seriam classificadas como de uso exclusivo, o que imputaria integralmente o custo das linhas de conexão ao agente de geração, e poderia até mesmo inviabilizar economicamente o empreendimento.

A viabilização econômica dos empreendimentos de geração de grande porte só é possível com minimização dos custos associados à conexão ao SIN, para isso os empreendedores buscam um ponto de conexão com o sistema interligado o mais próximo possível da planta, sendo assim, os demais custos associados aos reforços e a algum possível aumento da capacidade dos troncos de intercâmbio para escoamento do excedente de geração passam a ser rateados dentre os demais agentes usuários do SIN, sejam geradores ou cargas.

Diante deste fato, as ampliações dos grandes troncos de transmissão no sistema brasileiro tendem a ocorrer dentro de um conceito de uso compartilhado, ou seja, que façam parte do SIN e não exclusivamente de um único ou um conjunto de agentes de geração (sistemas radiais).

A motivação para a realização deste trabalho é avaliar o desempenho em regime permanente, transitório eletromecânico e curto-circuito do sistema de transmissão em meia onda numa condição em que estaria totalmente integrado a um sistema interligado.

Portanto, destaca-se neste trabalho que o sistema de transmissão em meia onda será analisado operando em paralelo com as três linhas em 500 kV da interligação Norte-Sul existente, perfazendo um intercâmbio total com cerca de 10.000 MW, o que equivale a 10% da capacidade instalada do país.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos.

No Capítulo 1 (Introdução), foi feita inicialmente a contextualização do tema a ser abordado. Em seguida, foi apresentada a motivação para o trabalho e os objetivos da dissertação como um todo.

No Capítulo 2 (Modelos de Linhas de Transmissão), é feita a descrição dos conceitos básicos, apresentando a teoria relacionada aos modelos de linhas de transmissão e suas equações características, que é um conceito necessário para o entendimento do trabalho.

No Capítulo 3 (Caracterização do Sistema de Transmissão em Meia Onda) são apresentadas as especificidades de um sistema de transmissão em meia onda. O objetivo principal deste Capítulo é de apresentar o comportamento de uma linha em meia onda, em seus diferentes comprimentos, submetida a diferentes condições de carregamento.

Já no Capítulo 4 (Modelagem do Sistema de Transmissão em Meia Onda e Preparação dos Casos de Simulação), é definido qual o modelo mais adequado para representação de uma linha de transmissão em meia onda em programas de análises de fluxo de potência e transitório eletromecânico. Também são detalhadas as principais características do sistema interligado no qual o tronco de transmissão em meia onda é inserido e, ainda, são apresentados os cenários de intercâmbio utilizados para as análises.

O Capítulo 5 (Análise do Sistema de Transmissão em Meia Onda Inserido no Sistema Interligado) apresenta os resultados de simulações e análises do sistema de transmissão em meia onda no contexto de sistema interligado, contemplando os seguintes tópicos: dimensionamento, defasagem angular entre terminais, regime

permanente; curto-circuito, sistemas de proteção, transitório eletromecânico e equipamentos associados.

Finalmente, o Capítulo 6 traz as conclusões deste trabalho e algumas propostas de desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

MODELOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Normalmente, os modelos mais indicados para representação de linhas de transmissão dependem de sua extensão, linhas com até 80 km são chamadas de linhas curtas, e em alguns estudos, despreza-se a capacitância dessas linhas por ser muito pequena, logo, representa-se a linha apenas por uma resistência e indutância. Linhas com extensão entre 80 km e 240 km são consideradas médias e são comumente representadas pelo modelo π , enquanto que linhas maiores que 240 km, são consideradas longas e representadas por mais de um modelo π ou pelo modelo de parâmetros distribuídos.

As linhas de transmissão da rede elétrica são trifásicas, porém, uma vez que o sistema é considerado equilibrado, ou seja, as linhas de transmissão são perfeitamente transpostas, os estudos de regime permanente e transitórios eletromecânicos podem considerar apenas os parâmetros não homopolares. Portanto, os modelos a seguir consideram o cálculo apenas para estes parâmetros.

2.1 Modelo π

O cálculo dos parâmetros de linhas por unidade de comprimento é conhecido e bem consolidado na área [4] e [5]. Assim sendo, a primeira ponderação a se fazer é sob quais condições se pode representar os comportamentos resistivo, indutivo e capacitivo distribuídos por toda a linha, concentrados em um ponto. Essa conclusão depende das características do sistema, principalmente do comprimento do sistema e do comprimento de onda do sinal aplicado. O comprimento de onda (λ) é definido em (2-1), onde v é a velocidade de propagação do sinal e f a frequência do mesmo, e representa o quanto um ciclo se estende no espaço, por exemplo, um sinal de 60 Hz

propagando numa linha ideal tem meio comprimento de onda de $\lambda/2 = 3.10^5 / (2*60) = 2.500$ km. A velocidade de propagação da onda eletromagnética de uma linha de transmissão real varia de acordo com os seus parâmetros elétricos, conforme equação (2-2). Neste caso, portanto, a metade do comprimento de onda de uma linha real, no modo não homopolar, apresentará valores sempre inferiores a 2.500 km.

$$\lambda = \frac{V_{onda}}{f} \quad (2-1)$$

$$V_{onda} = \frac{2.\pi.f}{\beta} = \frac{2.\pi.f}{\text{IMAGINÁRIO}[\sqrt{(R+j2.\pi.f.L).(j2.\pi.f.C)}]} \quad (2-2)$$

onde,

$\lambda \rightarrow$ comprimento de onda (km)

$V_{onda} \rightarrow$ velocidade de propagação da onda no meio (km/s)

$f \rightarrow$ frequência do sinal (Hz)

$\beta \rightarrow$ constante de fase (rad/km)

$R \rightarrow$ resistência não homopolar unitária da linha (Ω/km)

$L \rightarrow$ reatância não homopolar unitária da linha (H/km)

$C \rightarrow$ capacitância não homopolar unitária da linha (F/km)

Na Figura 2-1 a seguir, há uma comparação da extensão de um ciclo de onda de tensão com a extensão de três linhas de transmissão, sendo que a primeira linha (1) se estende por 100 km, a segunda (2) tem um comprimento de 500 km e a terceira (3) com 2600 km, todas iniciando no mesmo ponto.

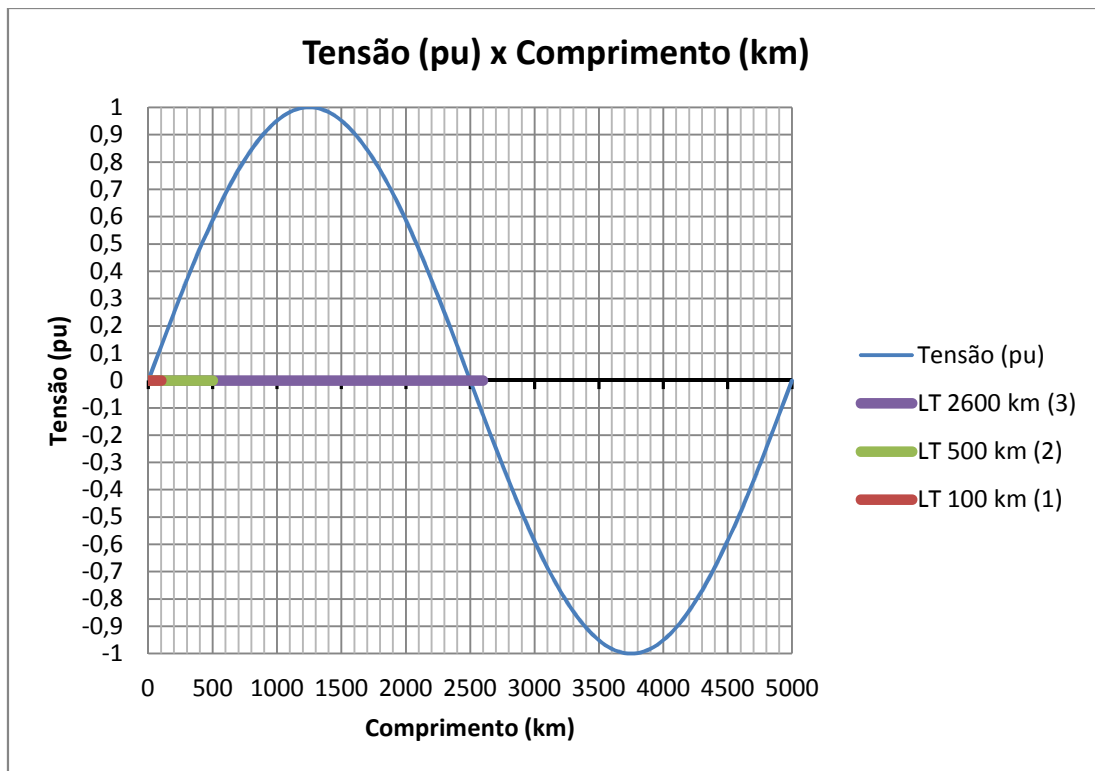


Figura 2-1 – Comparação entre a extensão da LT e o comprimento de onda.

Como a variação de tensão em (1) é muito pequena, então pode-se considerar que a linha toda está com a mesma tensão a cada instante de tempo, e isso viabiliza o uso dos parâmetros concentrados, o que não se pode dizer sobre linha (2), onde a variação de tensão é muito maior. Com relação à linha (3), por ter comprimento um pouco superior a meio comprimento de onda, a variação do módulo da tensão entre os terminais é tão pequena quanto a da linha (1), porém, está defasado com um ângulo superior a 180°, o que indica a necessidade de um modelo específico que consiga representar tal efeito.

No modelo π extensivamente utilizado, Figura 2-2, os comportamentos indutivo e resistivo estão concentrados em Z , que é a impedância total longitudinal da linha, e o comportamento capacitivo está concentrado em Y , que é a admitância total transversal da linha. Estes parâmetros concentrados são o resultado da multiplicação dos parâmetros por unidade de comprimento pela extensão da linha, conforme equações (2-3) e (2-4).

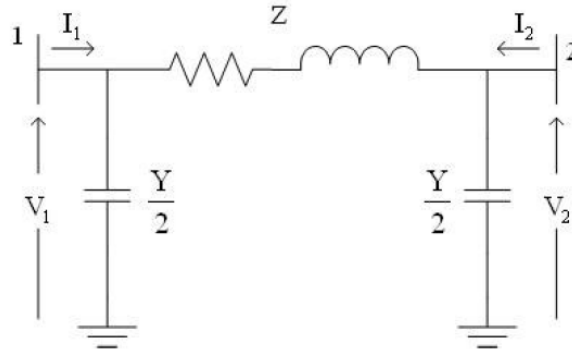


Figura 2-2 – Modelo π .

$$Z = (r + j\omega l).d \quad (2-3)$$

$$Y = (j\omega c).d \quad (2-4)$$

$$\omega = 2\pi f \quad (2-5)$$

onde f é a frequência do sinal aplicado, em Hz , e os parâmetros da linha são:

r – resistência por unidade de comprimento (Ω / km);

l – indutância por unidade de comprimento (H / km);

c – capacitância por unidade de comprimento (F / km);

d – comprimento (km).

Lembrando que o referencial de corrente é positivo quando a mesma está saindo da barra, as relações entre correntes e tensões do modelo da Figura 2-2 são:

$$I_1 = \frac{V_1 - V_2}{Z} + V_1 \frac{Y}{2} \quad (2-6)$$

$$I_2 = \frac{V_2 - V_1}{Z} + V_2 \frac{Y}{2} \quad (2-7)$$

matricialmente:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{Y}{2} + \frac{1}{Z} & -\frac{1}{Z} \\ -\frac{1}{Z} & \frac{Y}{2} + \frac{1}{Z} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (2-8)$$

Com o uso de parâmetros concentrados, os comportamentos resistivo, indutivo e capacitivo da linha não ocorrem distribuídos ao longo da linha, sendo essa a principal limitação do modelo. Como estes comportamentos ocorrem distribuídos, a alteração da corrente devido a capacitância é contínua no decorrer da linha, e a tensão sofre a influência desse efeito na corrente, portanto o fato de se concentrar os elementos ideais acrescenta um erro no modelo, sendo esse erro considerável em linhas longas (linhas maiores que 240 km), criando assim a necessidade de buscar um modelo que incorpore a distribuição dos parâmetros ao longo da linha ou usar mais de um modelo π para representar a linha, por exemplo, uma linha longa de 300 km, poderia ser dividida em duas linhas médias de 150 km usando dois modelos π .

2.2 Modelo com parâmetros distribuídos

Para conseguir uma melhor representação para linhas de transmissão e obter resultados com um bom grau de precisão é necessário considerar os parâmetros distribuídos ao longo da linha [6].

A Figura 2-4 mostra um trecho elementar (Δx) de uma linha monofásica (Figura 2-3).

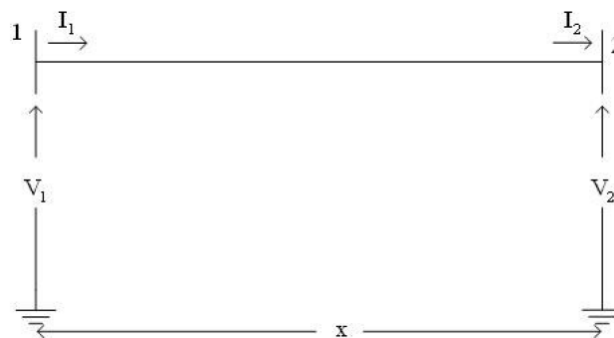


Figura 2-3– Linha monofásica

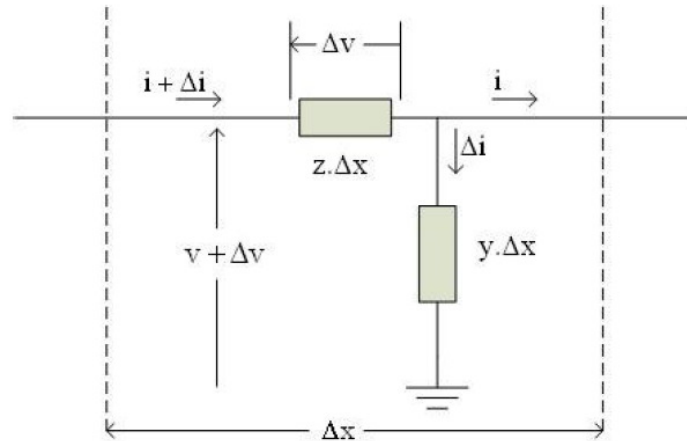


Figura 2-4 – Representação de um comprimento Δx de uma linha monofásica

Na Figura 2-4, z e y representam respectivamente a impedância e a admitância por unidade de comprimento e obedecem as seguintes relações:

$$z = (r + j\omega l) \quad (2-9)$$

$$y = (j\omega c) \quad (2-10)$$

Para esse elemento representado na Figura 2-4:

$$\Delta v = z\Delta x(i + \Delta i) \quad (2-11)$$

$$\Delta i = y\Delta x \cdot v \quad (2-12)$$

No limite em que Δx tende a zero, as equações acima assumem as formas diferenciais:

$$\frac{dv}{dx} = z \cdot i \quad (2-13)$$

$$\frac{di}{dx} = y \cdot v \quad (2-14)$$

Derivando novamente em relação à x :

$$\frac{d^2v}{dx^2} = z \cdot \frac{di}{dx} = y \cdot z \cdot v \quad (2-15)$$

$$\frac{d^2i}{dx^2} = y \cdot \frac{dv}{dx} = y \cdot z \cdot i \quad (2-16)$$

Essas são as equações características que definem a propagação da corrente e da tensão ao longo da linha. A primeira condição das soluções dessas equações, é que suas segundas derivadas em relação a x sejam iguais as funções originais multiplicadas pela constante $y.z$, o que sugere uma solução do tipo exponencial. Supondo:

$$v = A_1 e^{\sqrt{yz}x} + A_2 e^{-\sqrt{yz}x} \quad (2-17)$$

Derivando duas vezes em relação a x :

$$\frac{d^2v}{dx^2} = y.z. (A_1 e^{\sqrt{yz}x} + A_2 e^{-\sqrt{yz}x}) \quad (2-18)$$

Logo, essa resposta satisfaz a primeira condição. Substituindo a equação (2-17) em (2-13) encontra-se a relação para a corrente.

$$i = \frac{1}{\sqrt{z/y}} A_1 e^{\sqrt{yz}x} - \frac{1}{\sqrt{z/y}} A_2 e^{-\sqrt{yz}x} \quad (2-19)$$

As constantes podem ser determinadas, lembrando que quando $x = 0$ a tensão e a corrente na fonte são iguais aos seus valores na carga:

$$\begin{cases} v_r = A_1 + A_2 \\ i_r = \frac{1}{\sqrt{z/y}} (A_1 - A_2) \end{cases} \quad (2-20)$$

fazendo $Z_c = \sqrt{z/y}$ e $\gamma = \sqrt{z.y}$, os valores das constantes A_1 e A_2 ficam:

$$A_1 = \frac{v_r + i_r Z_c}{2} \quad (2-21)$$

$$A_2 = \frac{v_r - i_r Z_c}{2} \quad (2-22)$$

substituindo esses valores nas equações (2-17) e (2-19):

$$v_x = \frac{v_r + i_r Z_c}{2} e^{\gamma x} + \frac{v_r - i_r Z_c}{2} e^{-\gamma x} \quad (2-23)$$

$$i_x = \frac{v_r / Z_c + i_r}{2} e^{\gamma x} - \frac{v_r / Z_c - i_r}{2} e^{-\gamma x} \quad (2-24)$$

como:

$$\sinh x = \frac{e^x - e^{-x}}{2} \quad (2-25)$$

$$\cosh x = \frac{e^x + e^{-x}}{2} \quad (2-26)$$

as equações (2-23) e (2-24) podem ser reescritas da seguinte forma:

$$v_x = v_r \cosh \gamma x + Z_c i_r \sinh \gamma x \quad (2-27)$$

$$i_x = \frac{v_r}{Z_c} \sinh \gamma x + i_r \cosh \gamma x \quad (2-28)$$

Este modelo representa a linha adequadamente para qualquer distância.

Capítulo 3

CARACTERIZAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA

A metade do comprimento de onda, para um sistema elétrico composto de uma linha ideal, operando em 60 Hz, é de aproximadamente 2500 km. Assim, qualquer linha de transmissão em corrente alternada energizada, sem subestação intermediária, com comprimentos iguais ou próximos a 2500 km poderá ser considerada um sistema de transmissão em meia onda.

Uma das características importantes do sistema de transmissão em meia onda é que, além de não necessitar de subestações intermediárias, requer pequena ou nenhuma compensação de potência reativa.

No atual contexto, os estudos de planejamento do setor elétrico brasileiro utilizam como critério para escolha de alternativa aquela que apresenta, além de um desempenho satisfatório, o menor custo global, que contempla uma parcela referente aos investimentos e outra parcela referente aos custos das perdas elétricas.

Para um sistema de transmissão em meia onda, dependendo das condições operativas, a parcela referente aos custos das perdas elétricas pode ser bastante significativa, motivando a busca de soluções tecnológicas que minimizem tal efeito. Para isso, deverão ser utilizadas linhas com condutores de maior seção, além de se buscar operar sob a condição de máxima eficiência, conforme será mostrado na seção 5.3.2.

As análises e simulações realizadas neste estudo consideram uma linha não convencional (LNC), apresentada em diversos artigos e fóruns como potencialmente interessante para troncos de transmissão em meia onda [7]. Esta linha tem tensão limite

de operação em 800 kV, com 8 subcondutores Bittern (1272 MCM), e os seguintes parâmetros unitários em regime trifásico balanceado, a frequência industrial de 60 Hz:

Tabela 3-1 – Parâmetros elétricos unitários da linha de transmissão em meia onda

Modo	Resistência unitária (Ω/km)	Impedância longitudinal unitária (Ω/km)	Admitância transversal unitária ($\mu\text{S}/\text{km}$)
Não-Homopolar	0,0066	0,1725	9,9020
Homopolar	0,3415	1,0715	3,9958

A potência característica e o meio comprimento de onda da linha são calculados abaixo.

Potência característica:

$$P_c = REAL \left[\frac{V^2}{Z_c} \right], [MW] \quad (3-1)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{(R+j\omega l)}{(G+j\omega c)}}, [\Omega] \quad (3-2)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{(0,0066+j0,1725)}{(0+j9,9020 \cdot 10^{-6})}} = (132,00 - j2,552) \Omega \quad (3-3)$$

$$P_c = REAL \left[\frac{800^2}{(132,00 - j2,552)} \right] = 4.846,56 MW \quad (3-4)$$

Meio comprimento de onda no modo não homopolar:

$$v = \frac{2 \cdot \pi \cdot f}{\beta} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f}{IMAGINÁRIO[\sqrt{(R+j2 \cdot \pi \cdot f \cdot L) \cdot (G+j2 \cdot \pi \cdot f \cdot C)}]} = 288.417 \text{ km/s} \quad (3-5)$$

$$\frac{\lambda}{2} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{v}{f} \right) = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{288.417}{60} \right) = 2.403,47 \text{ km} \quad (3-6)$$

Conforme calculado acima, a linha de transmissão utilizada neste trabalho possui potência característica de 4.846,56 MW e meio comprimento de onda, no modo não homopolar, de 2.403,47 km.

Para fins de investigação, foram realizadas simulações envolvendo o sistema de transmissão em meia onda com comprimento um pouco inferior, igual e pouco superior ao meio comprimento de onda. Estas linhas serão doravante denominadas: “meia onda

(-), “meia onda exata” e “meia onda (+)”. Os comprimentos considerados para as linhas são apresentados na Tabela 3-2.

Tabela 3-2 – Comprimento (km) das linhas estudadas

Linha	Comprimento (km)
MEIA ONDA (-)	2283
MEIA ONDA EXATA	2403
MEIA ONDA (+)	2524

3.1 Análise de Carregamentos Característicos

Nesta seção, são apresentados os perfis de tensão e corrente ao longo da linha de transmissão em meia onda (+), por exemplo, submetida a alguns carregamentos característicos.

3.1.1 Linha aberta (vazia)

Quando um dos terminais da linha encontra-se aberto, a tensão no meio da linha é igual a zero (linhas sem perdas) ou muito próximo de zero (linhas reais).

Como $i_r=0$, tem-se:

$$v_{(x)} = v_r \cosh(\gamma x) + Z_c \cdot 0 \cdot \sinh(\gamma x) = v_r \cosh(\gamma x) \quad (3-7)$$

Para linhas sem perdas $\gamma = j\beta$, logo:

$$v_{(x)} = v_r \cosh(j\beta x) \quad (3-8)$$

No meio da linha ($\lambda/4$), $\cosh(j\beta x) = 0$, portanto a tensão $v_{(x)}$ também será igual a zero.

Os gráficos da Figura 3-1 e da Figura 3-2 mostram o perfil de tensão e corrente no decorrer da linha, com e sem perdas, e um dos terminais abertos.

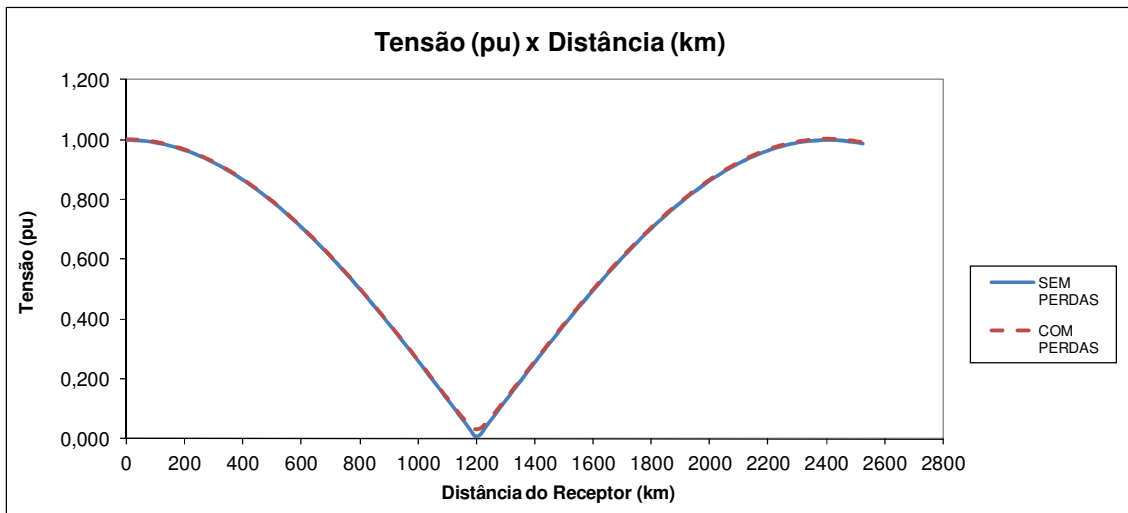


Figura 3-1 – Tensão (pu) ao longo da linha aberta

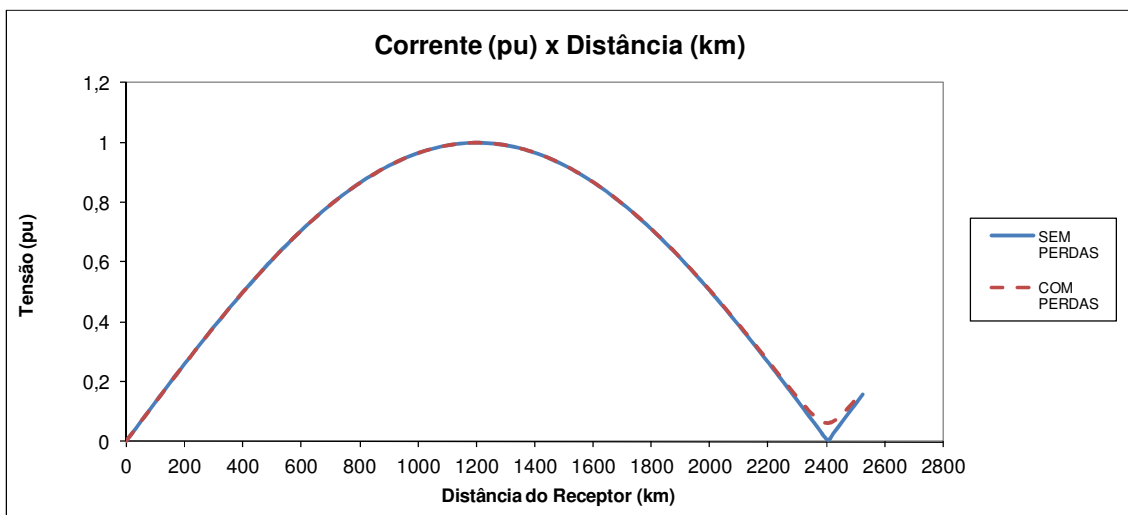


Figura 3-2 – Corrente (pu) ao longo da linha aberta

3.1.2 Linha em curto-circuito

Na ocorrência de curto-circuito em um dos terminais, ocorrerá um aumento de tensão no meio da linha diretamente proporcional à corrente de curto.

A tensão no terminal em curto é igual a zero para curto-circuito franco, substituindo $v_r = 0$ na equação (2-27), fica:

$$v_{(x)} = 0 \cdot \cosh(\gamma x) + Z_c i_r \sinh(\gamma x) = Z_c i_r \sinh(\gamma x) \quad (3-9)$$

Como Z_c é constante, a tensão ao longo da linha depende predominantemente de I_r , portanto quanto maior for a corrente de curto-circuito, maior será a tensão no ponto central da linha, onde $\sinh(\gamma x) = 1$ para linhas sem perdas.

Os gráficos da Figura 3-3 e da Figura 3-4 mostram os perfis de tensão e corrente no decorrer da linha durante a ocorrência de curto-circuito trifásico-terra, com corrente de falta na ordem de 8 pu (28 kA), no terminal receptor da linha. Ressalta-se que o efeito corona não foi considerado nesta simulação.

Ressalta-se que a condição de curto-circuito deve ser cautelosamente estudada para evitar possíveis danos aos isoladores e para-raios da linha. Nestas análises deverão ser contempladas as representações corretas do solo, da variação dos parâmetros unitários de uma linha de transmissão com a frequência e do efeito corona na propagação das ondas de tensão e corrente.

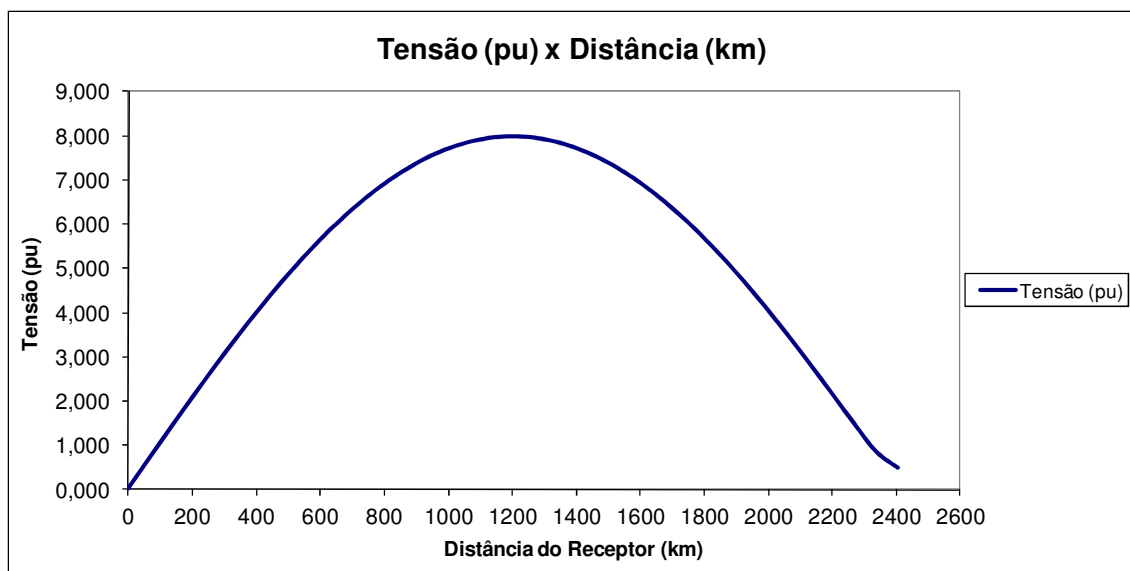


Figura 3-3 – Tensão (pu) na linha em curto-circuito

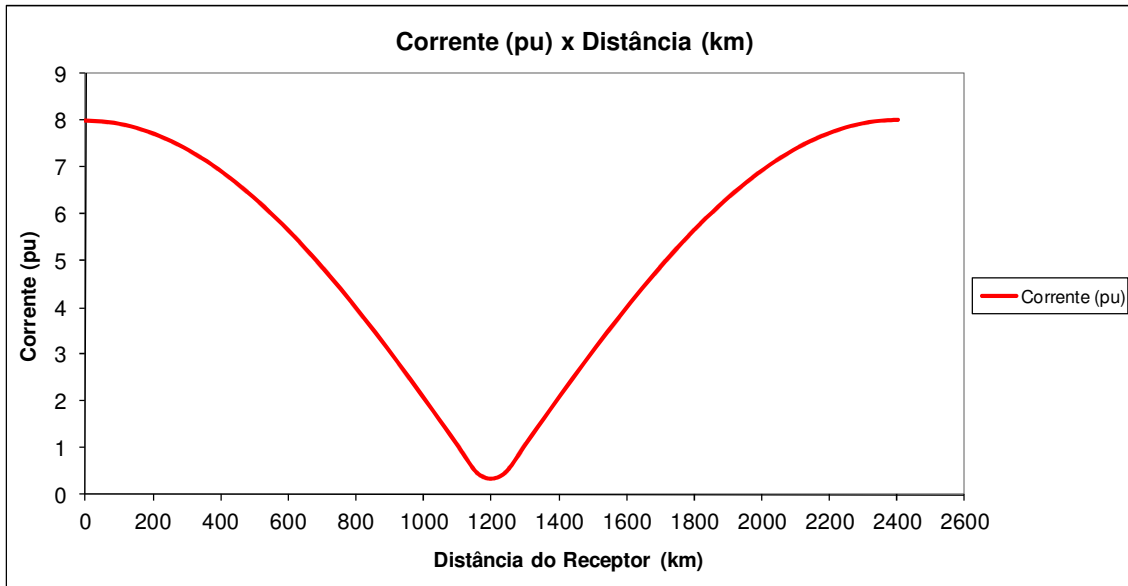


Figura 3-4 – Corrente (pu) ao longo da linha em curto-circuito

3.1.3 Linha com carregamento igual à potência característica e fator de potência unitário

Quando o carregamento da linha é igual à potência característica, os módulos das tensões ao longo da linha são exatamente iguais no caso de uma linha ideal (sem perdas) e possuem a mesma ordem de grandeza para linhas reais (com perdas), isto devido à queda de tensão ocorrida na parte resistiva da linha. No decorrer da linha ocorre predominantemente o efeito de variação da fase, conforme equação (3-12).

Como $Z_{carga} = Z_{característica}$, tem-se:

$$i_r = v_r / Z_c \quad (3-10)$$

Substituindo (3-10) em (2-27):

$$v_{(x)} = v_r \cosh(\gamma x) + Z_c \left(\frac{v_r}{Z_c} \right) \sinh(\gamma x) \quad (3-11)$$

Desenvolvendo:

$$v_{(x)} = v_r (\sinh(\gamma x) + \cosh(\gamma x)) \quad (3-12)$$

Para linhas sem perdas $\gamma = j\beta$, logo:

$$v(x) = v_r \cdot (\sinh(j\beta x) + \cosh(j\beta x)) \quad (3-13)$$

$$v(x) = v_r \cdot e^{j\beta x} \quad (3-14)$$

onde o fator $e^{j\beta x}$ representa a variação de fase ao longo da linha.

Os gráficos da Figura 3-5 e da Figura 3-6 apresentam o perfil de tensão e corrente para uma linha de meio comprimento de onda, com e sem perdas, de carregamento igual à potência característica e fator de potência unitário.

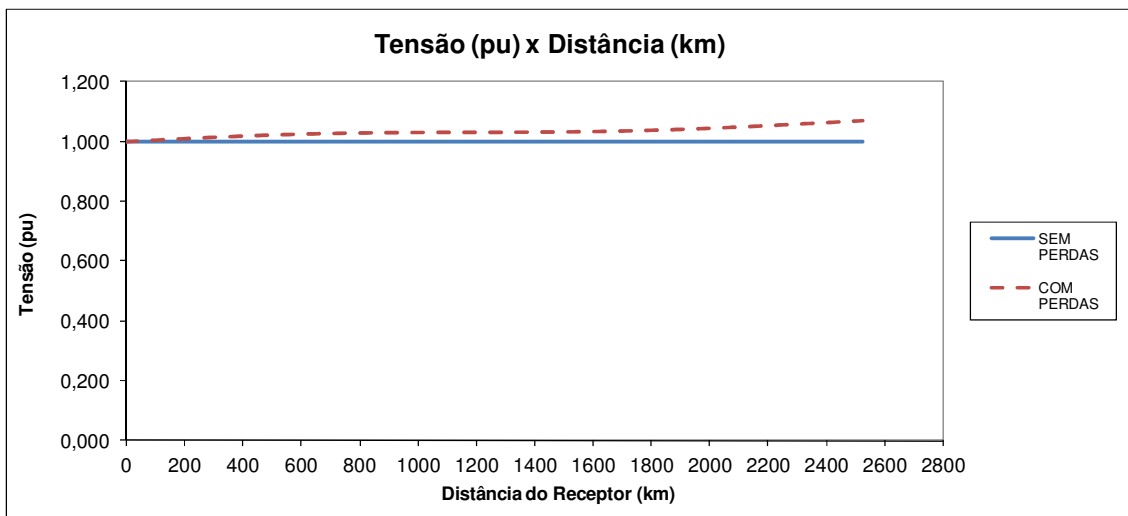


Figura 3-5 – Tensão (pu) na linha com carregamento igual à potência característica

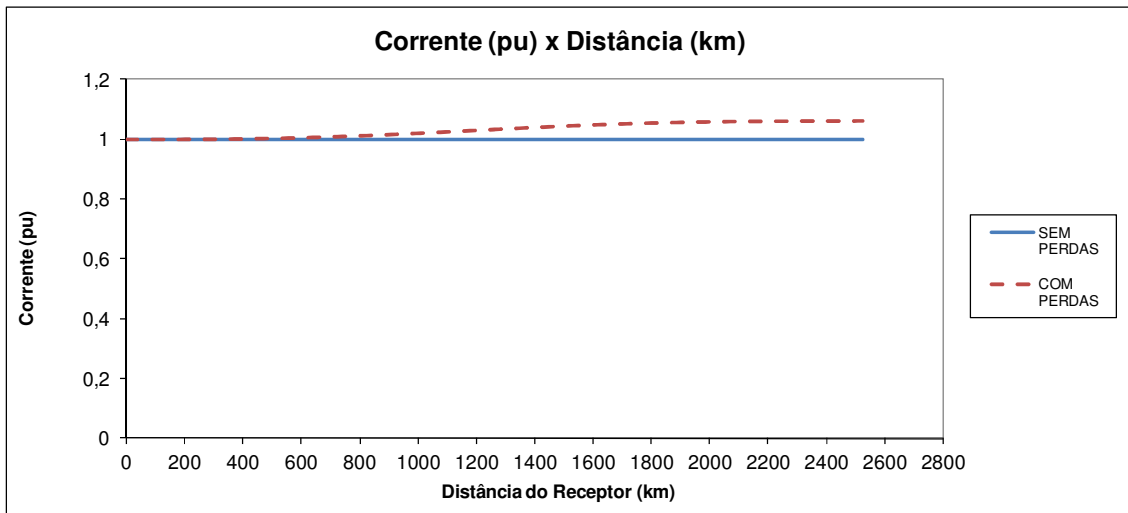


Figura 3-6 – Corrente (pu) na linha com carregamento igual à potência característica

3.1.4 Linha com carregamento inferior à potência característica e fator de potência unitário

Quando o carregamento da linha é inferior à potência característica, a tensão decresce até atingir o valor mínimo no meio da linha e volta a crescer até a outra extremidade. Quanto menor o carregamento, menor será a tensão no meio da linha. A Figura 3-7 e a Figura 3-8 mostram o perfil de tensão e corrente em uma linha real (com perdas), para os carregamentos de 40%, 60% e 80% da potência característica, com fator de potência unitário.

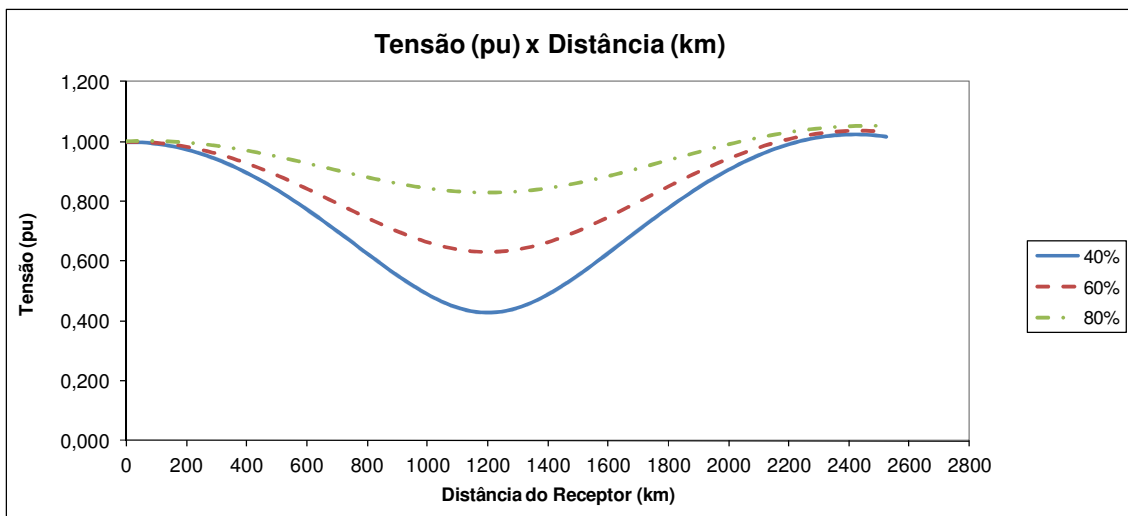


Figura 3-7 – Tensão (pu) na linha com carregamento inferior à potência característica

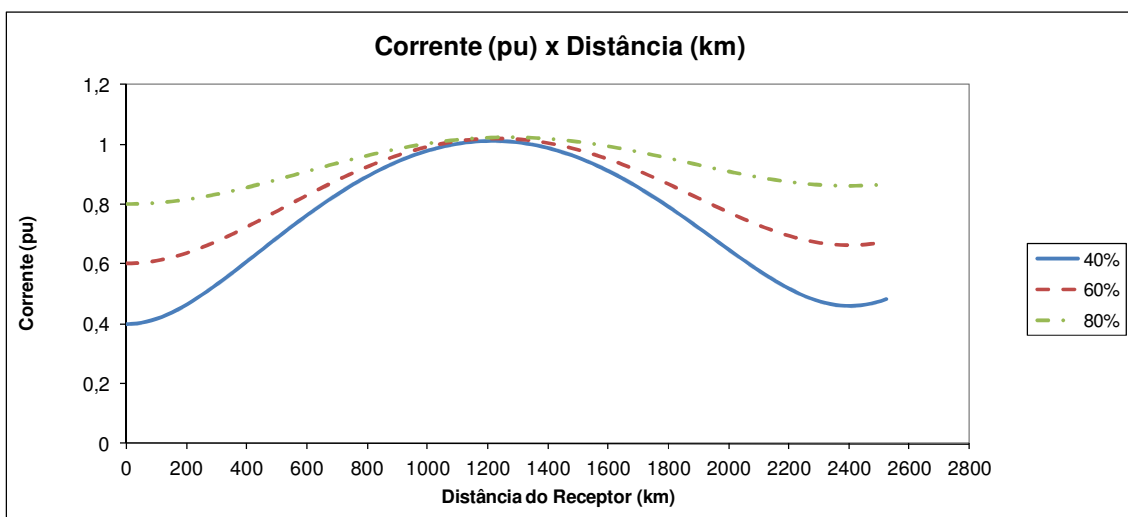


Figura 3-8 – Corrente (pu) na linha com carregamento inferior à potência característica

3.1.5 Linha com carregamento superior à potência característica e fator de potência unitário

Quando a linha é submetida a um carregamento superior à potência característica, as tensões na zona central da linha tem um crescimento diretamente proporcional ao aumento do fluxo. Este ponto de operação é considerado como o fator limitante para o dimensionamento de uma linha em meia onda, isto porque para se evitar problemas associados às sobretensões no meio da linha, o seu carregamento, seja em regime normal ou emergência, não deve ultrapassar a potência característica. A Figura 3-9 e a Figura 3-10 apresentam o perfil de tensão e corrente em uma linha real (com perdas) para os carregamentos de 120%, 140% e 160% da potência característica, com fator de potência unitário.

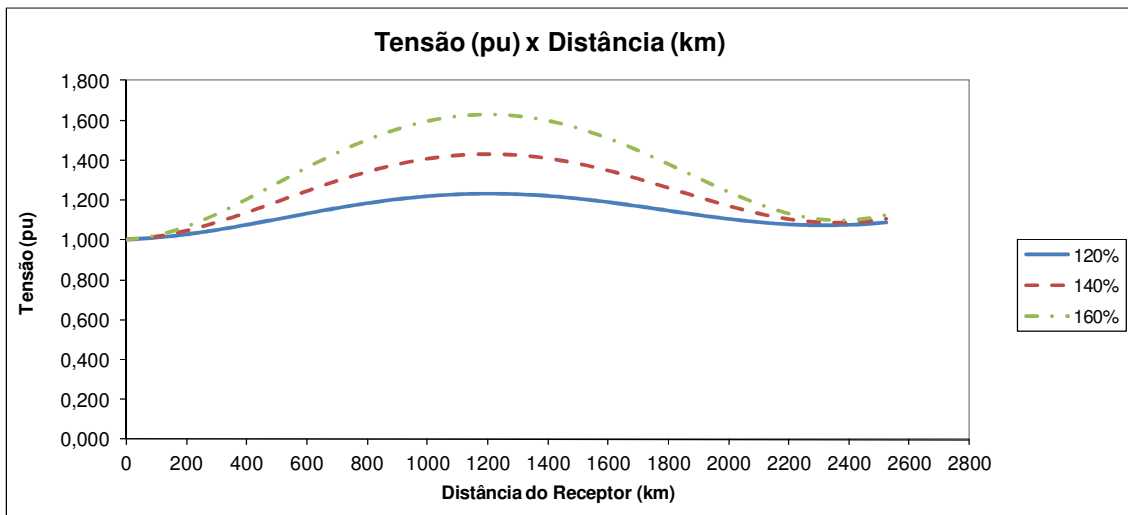


Figura 3-9 – Tensão (pu) na linha com carregamento superior à potência característica

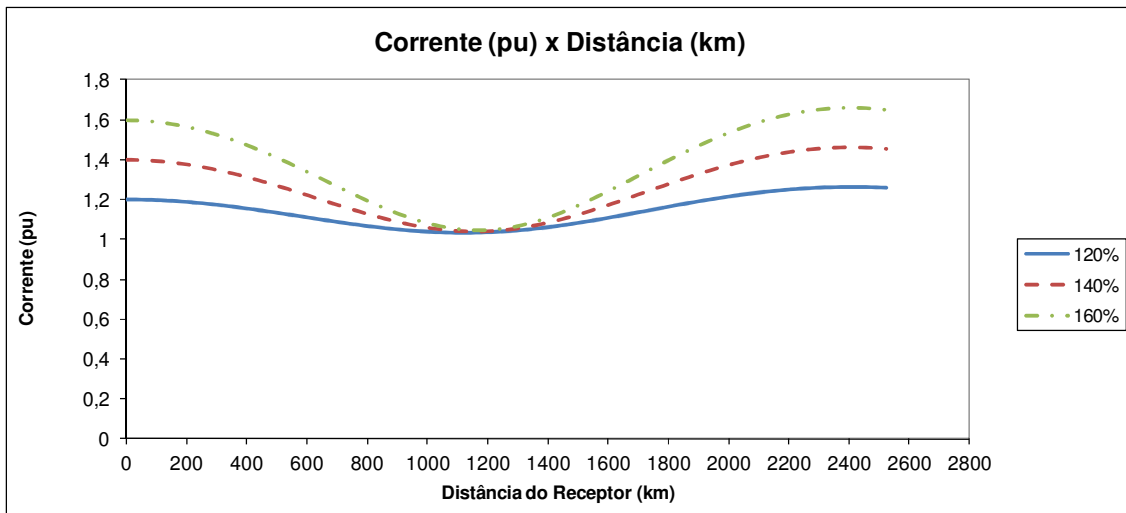


Figura 3-10 – Corrente (pu) na linha com carregamento superior à potência característica

Nota-se pelo gráfico que no caso de um carregamento de 160 % da potência característica, a tensão no meio da linha atinge valor teórico superior a 1,6 pu em regime permanente. Para uma representação mais adequada do comportamento da linha de transmissão que não a representação apenas pelos parâmetros não homopolares, haverá um valor de tensão inferior ao aqui encontrado.

3.1.6 Linha com fator de potência diferente do unitário.

A linha de transmissão em meia onda, apesar de praticamente não gerar ou absorver potência reativa, quando utilizada para interligar dois subsistemas distintos estará sujeita a transferência de potência reativa de um subsistema para o outro. No caso de não haver nenhuma ação ou sistema de controle que evite tal situação, o desempenho da linha será inferior se comparado à situação de carregamento com somente fluxo de potência ativo, como mostrado nos itens anteriores. Os gráficos da Figura 3-11 e da Figura 3-12 mostram o perfil de tensão e corrente em uma linha real (com perdas) para carregamentos de 100 %, 120 % e 140% da potência característica e fluxo de potência reativa passante na linha com fator de potência de 0,95 indutivo e capacitivo.

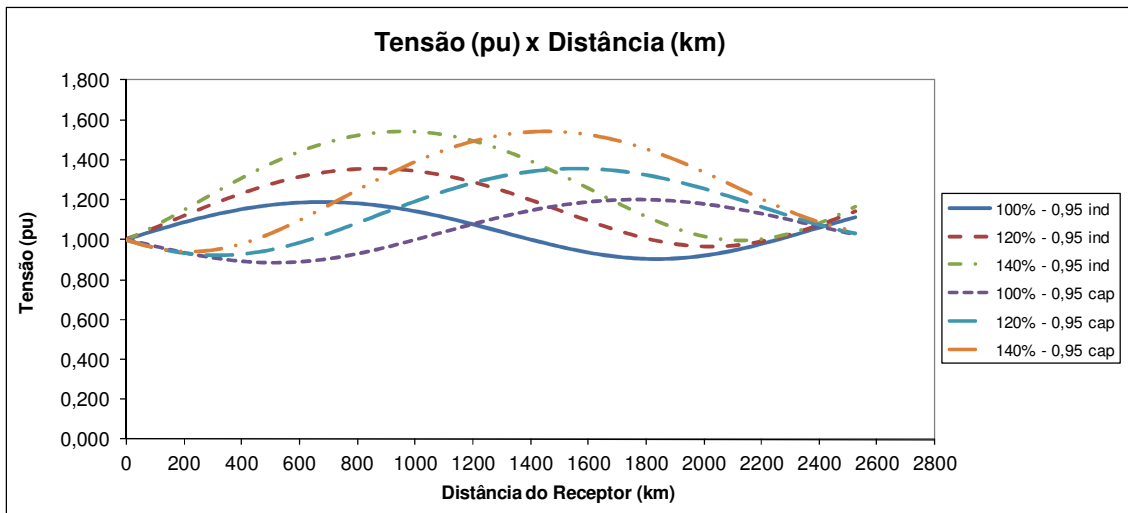


Figura 3-11 – Tensão (pu) na linha com carregamento superior à potência característica e fluxo de potência reativa passante

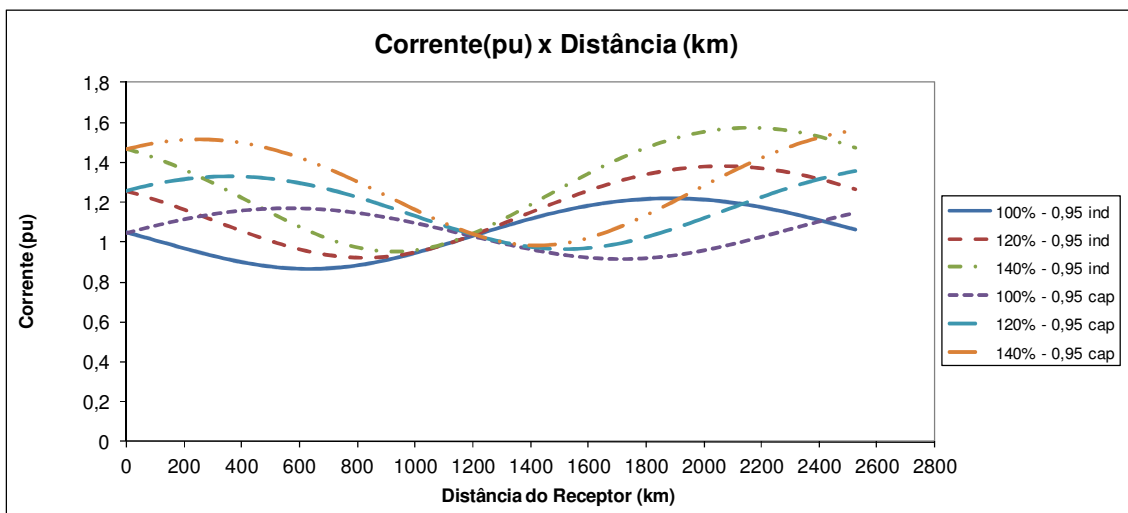


Figura 3-12 – Corrente (pu) na linha com carregamento superior à potência característica e fluxo de potência reativa passante

A partir da observação do gráfico, pode-se verificar que a circulação de fluxo de potência reativa na linha provoca um deslocamento do ponto de máxima tensão em função do sentido deste fluxo, além de potencializar o efeito de sobretensão para carregamentos superiores à potência característica. Desta forma, faz-se necessário que medidas de controle sejam tomadas para evitar tal ponto de operação. Os controles mais adequados seriam a partir do uso de transformadores com LTC's (*load tap changer*) ou reguladores série de tensão em ambas as extremidades da linha, conforme será mostrado na seção 5.3.3.

3.2 Sistemas de proteção

Devido aos diferentes valores de tensões e correntes no decorrer da linha de transmissão em meia onda, alguns dos tradicionais sistemas de proteção de linhas de transmissão não são adequados. Os relés de distância, por exemplo, se tornariam inoperantes diante das características elétricas peculiares à transmissão em meia onda.

Para faltas próximas ao meio da linha, a corrente de curto-circuito é relativamente pequena, podendo até mesmo ser inferior à corrente normal de carga. Esta seria uma das especificidades a ser contemplada na concepção da proteção das linhas de transmissão em meia onda.

Atualmente, há uma grande dificuldade em se encontrar qualquer tipo de estudo ou análise de proteção envolvendo o sistema de transmissão em meia onda, tornando necessária a realização de estudo específico para a definição de relés adequados a este tipo de transmissão.

Provavelmente, a solução mais conveniente deverá tomar como base proteções de frente de onda, que identificam em cada terminal o tipo e a distância aproximada do defeito, e promovem atuações conjugando as informações obtidas nos dois terminais da linha.

Capítulo 4

MODELAGEM DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA E PREPARAÇÃO DOS CASOS DE SIMULAÇÃO

Para linhas de transmissão de longa distância, o efeito da variação de tensão e corrente no decorrer da linha não deve ser desprezado. Diante desta característica, a modelagem adequada para o sistema de transmissão em meia onda seria com o uso de parâmetros distribuídos, porém, como o intuito deste trabalho é realizar um conjunto de simulações em regime permanente e em transitórios eletromecânicos num contexto de sistema interligado, fez-se necessário utilizar o modelo de parâmetros concentrados, que é o utilizado nos casos de fluxo de potência cuja representação do SIN é detalhada. Os programas utilizados para simulação de fluxo de potência e análise de transitórios eletromecânicos foram, respectivamente, o ANAREDE e ANATEM, ambos desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Lembrando aqui que ambas as modelagens sofrem das mesmas limitações no que se refere à variação dos parâmetros unitários da linha de transmissão com a frequência, efeito representação do solo e efeito corona na propagação dos sinais de tensão e corrente.

4.1 Representação em modelo π

Como as linhas de transmissão em meia onda possuem comprimentos próximos a 2500 km, para fins de modelagem em parâmetros concentrados, as linhas estudadas foram divididas em 35 trechos iguais, sendo cada trecho representado por um π de comprimento próximo a 70 km, que é característico de uma linha curta, o que aumenta a precisão dos resultados. Tal divisão proporciona uma criação de 36 barras por circuito, incluindo o terminal emissor e receptor, cujas tensões e correntes poderão ser

monitoradas em cada trecho da linha. A Figura 4-1 ilustra a representação que considera 35 modelos π ligados em série.

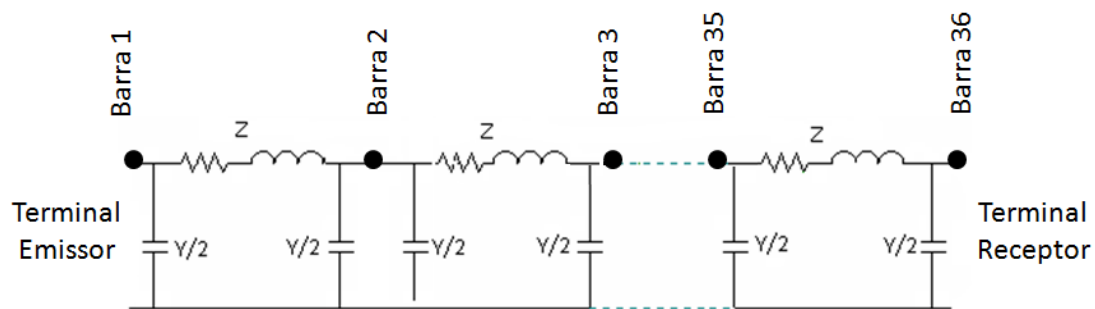


Figura 4-1 – Representação em modelos π ligados em série

Para validação do modelo de 35 π ligados em série, realizou-se no programa ANAREDE um conjunto de simulações para diferentes condições de carregamento da linha de transmissão em meia onda (+) cujos valores de tensão em cada barra foram comparados com os valores calculados a partir das equações diferenciais. Pela observação da Figura 4-2 e da Figura 4-3, pode-se concluir que o modelo de representação do sistema de transmissão em meia onda com 35 π , para uso em programas como o ANAREDE e ANATEM, apresenta um grau de precisão bastante satisfatório.

Para os diferentes carregamentos simulados no ANAREDE, o erro absoluto de tensão não ultrapassou o valor de $\pm 10^{-3}$ pu com relação aos resultados obtidos a partir das equações diferenciais (modelo de parâmetros distribuídos). Ressaltando-se que ambas as modelagens sofrem das mesmas limitações no que se refere à variação dos parâmetros unitários de uma linha de transmissão com a frequência, efeito da representação do solo e efeito corona na propagação dos sinais de tensão e corrente.

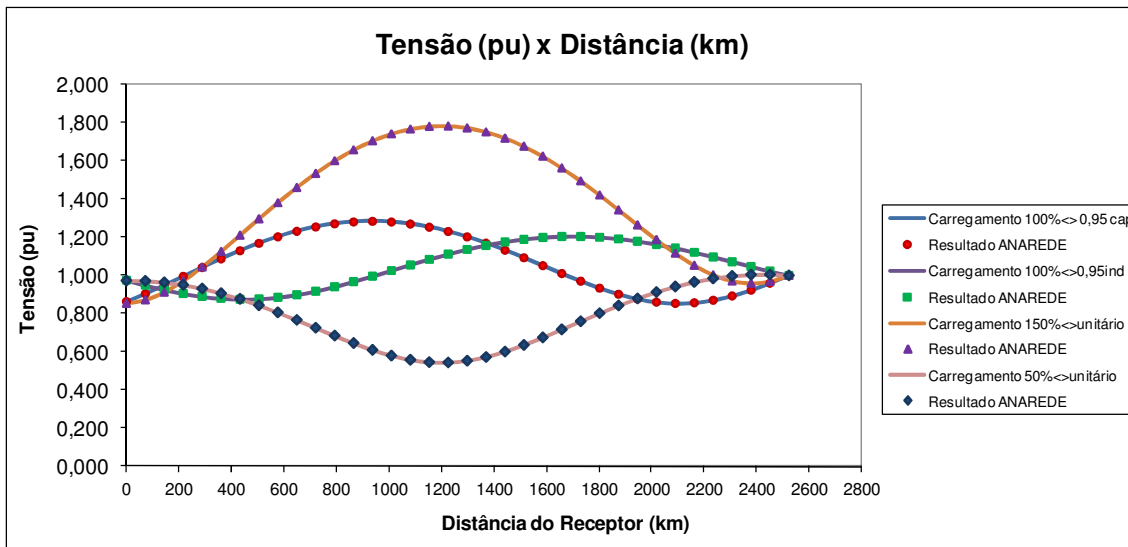


Figura 4-2 – Comparação de resultados com o modelo ANAREDE de 35π

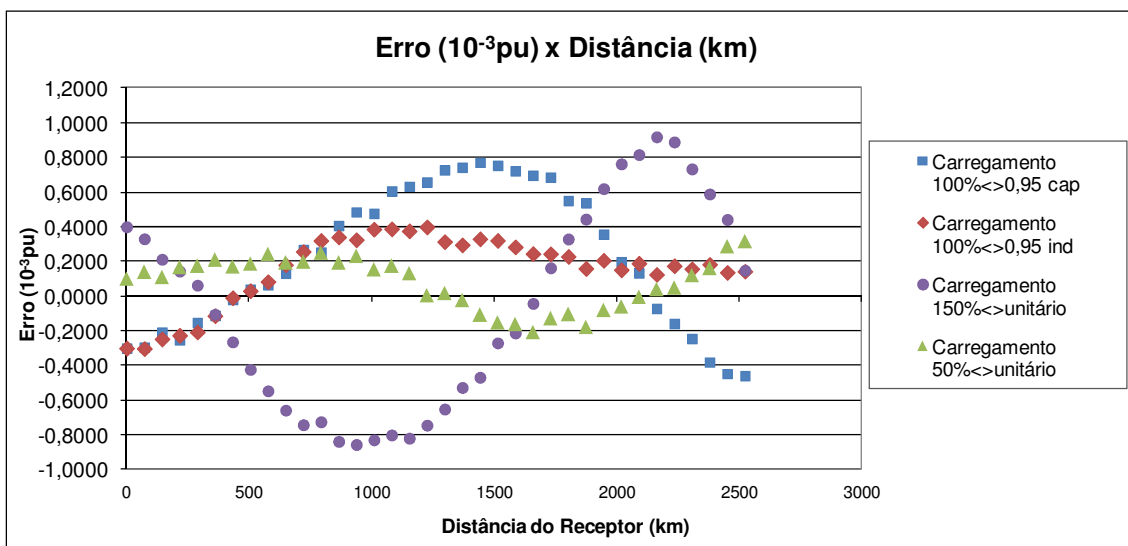


Figura 4-3 – Erro absoluto do valor de tensão no modelo ANAREDE de 35π

No caso de simulações mais simplificadas, é possível representar o sistema de transmissão em meia onda por um modelo equivalente de apenas 1π . Conforme já comentado em diferentes trabalhos [2], quando a linha de transmissão possui comprimento um pouco maior que meio comprimento de onda, o seu comportamento elétrico é semelhante ao de uma linha curta, porém, a defasagem angular da tensão entre os terminais é de $180^\circ + \delta$, onde δ é a abertura angular do trecho de linha que ultrapassa o meio comprimento de onda.

Quando a linha possui comprimento exatamente igual ao meio comprimento de onda, o efeito da reatância longitudinal e transversal é praticamente nulo, com

predominância resistiva em linhas reais, e, em linhas ideais, o efeito é nulo. A defasagem angular entre as tensões terminais é de exatamente 180° em linhas ideais e muito próximo de 180° em linhas reais.

Com relação às linhas de comprimento um pouco inferior à metade do comprimento de onda, o comportamento elétrico é semelhante ao de uma linha cuja impedância série possui natureza capacitiva e a admitância shunt natureza indutiva. A defasagem angular da tensão entre os terminais será dada por $180^\circ - \delta$, onde δ é a abertura angular equivalente ao trecho de linha faltante para completar meio comprimento de onda.

Como exemplo, foram realizadas simulações no programa ANAREDE considerando o modelo simplificado de 1π e o modelo de 35π sem perdas, nos comprimentos de meia onda(-), meia onda exata e meia onda (+), de forma que se pudesse comparar os resultados dos modelos. A Tabela 4-1 mostra os valores de Z e Y, conforme Figura 4-4, calculados com base nos parâmetros unitários não homopolares indicados na Tabela 3-1.

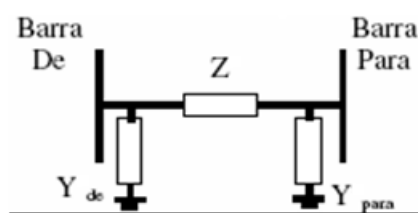


Figura 4-4 – Representação em modelo simplificado de 1π

Tabela 4-1 – Parâmetros elétricos do modelo simplificado

Comprimento	Z (%)		Y (Mvar)
	R (%)	X (%)	
Meia onda (-)	0	-j0,32259	-763,28
Meia onda exata	0	0	0
Meia onda (+)	0	j0,32259	763,28

Os modelos foram introduzidos em caso base de fluxo de potência que contempla toda a rede planejada do SIN, no horizonte de 2020, numa situação hipotética de conexão radial com três circuitos em paralelo interligando uma usina hidrelétrica localizada no sistema Norte com o sistema Sudeste. As figuras e a Tabela 4-2 a seguir apresentam os resultados das simulações.

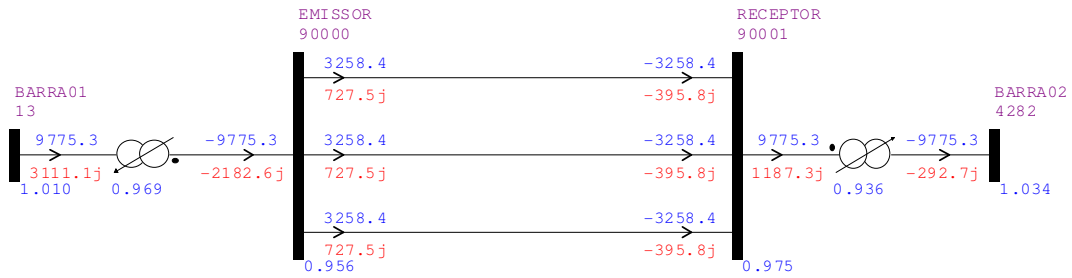


Figura 4-5 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo simplificado de 1π , meia onda (-)

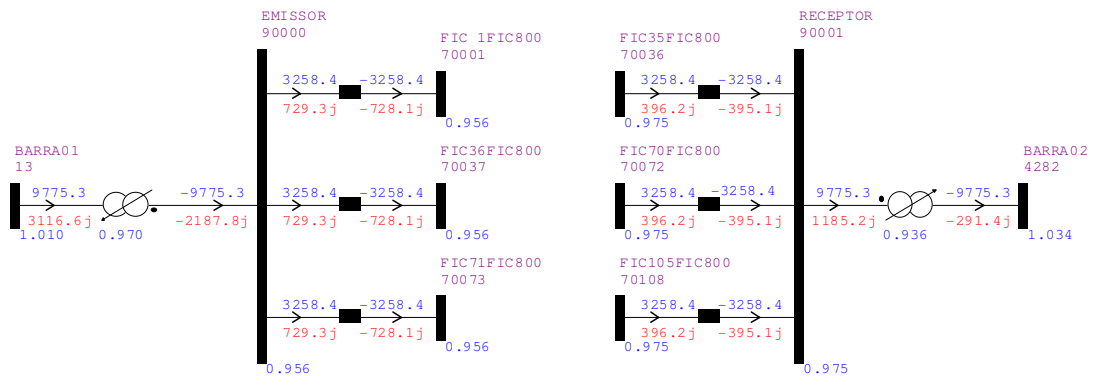


Figura 4-6 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo com 35π , meia onda (-)

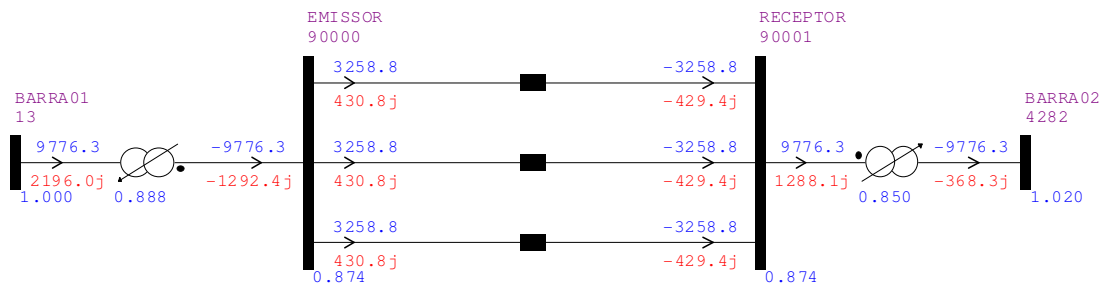


Figura 4-7 – Fluxo de potência ativa e reativa e tensões nos terminais do modelo simplificado de 1π , meia onda exata

Tabela 4-2 – Comparação de resultados entre os modelos de 1π e 35π

Linha/Modelo	Fluxo (MW)	Fluxo saindo Terminal Emissor (Mvar)	Fluxo chegando Terminal Receptor (Mvar)	Tensão (pu) Terminal Emissor	Tensão (pu) Terminal Receptor
MO (-) 1π	3258,4	727,5	395,8	0,956	0,975
MO (-) 35π	3258,4	729,3	395,1	0,956	0,975
MO Exata 1π	3258,8	430,8	429,4	0,874	0,874
MO Exata 35π	3258,8	433,4	430,6	0,874	0,874
MO (+) 1π	3259,4	116,7	477,9	0,980	0,970
MO (+) 35π	3259,4	117,4	476,4	0,980	0,970

Os ângulos de fase das tensões nas barras são mostrados na Tabela 4-3. Ressalta-se que no modelo com 35π , o ângulo de fase das barras ligadas ao terminal emissor estão acrescidos de 180° devido à defasagem natural do meio comprimento de onda.

Tabela 4-3 – Ângulo de fase da tensão

BARRA	Ângulo de fase da tensão [°]					
	MO(+) 35π	MO(+) 1π	MO 35π	MO 1π	MO(-) 35π	MO(-) 1π
BARRA01	203,76	23,76	198,65	18,63	191,62	11,63
BARRA02	7,31	7,39	8,12	8,13	7,79	7,83
EMISSOR	198,97	18,97	193,52	13,50	186,55	6,56
RECEPTOR	12,58	12,62	13,47	13,48	12,99	13,04
δ entre terminais	186,39	6,35	180,05	0,02	173,56	-6,48

Pelos resultados apresentados, pode-se concluir que a representação da linha de transmissão em meia onda sem perdas no modelo de apenas 1π apresenta grau de precisão bastante satisfatório nos resultados de simulações em regime permanente. No entanto, ressalta-se que no caso de simulações que requeiram um nível de precisão maior, bem como a representação das perdas da linha de transmissão em meia onda, recomenda-se a utilização do modelo de 35π .

4.2 Preparação dos casos de simulação e definição de cenários

Como o objetivo principal deste trabalho é avaliar o comportamento do sistema de transmissão em meia onda totalmente inserido no sistema interligado, as simulações

foram realizadas com base nos casos de fluxo de potência disponibilizados na internet pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, cuja representação do SIN é detalhada, contemplando, ainda, o crescimento do sistema dentro do horizonte de planejamento de dez anos.

Na elaboração da base de dados de fluxo de potência do Plano Decenal de Expansão [1], a EPE indica, principalmente nos anos finais do horizonte, obras referenciais de integração das grandes usinas e das consequentes ampliações de interligações. Citam-se, em particular, as instalações associadas ao AHE Belo Monte e às usinas dos rios Teles Pires e Tapajós.

Com relação ao complexo hidrelétrico de Belo Monte, este se localiza na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. Na sua configuração final, este complexo, cuja concessão foi objeto de licitação em abril de 2010, terá capacidade instalada de 11.233 MW sendo 11.000 MW na casa de força principal e 233 MW na casa de força secundária, com motorização de toda a usina até o final de 2020. A conexão ao SIN se dará a partir da SE Xingu (integrante do sistema Tucuruí-Manaus-Macapá, licitado em junho de 2008), situada a aproximadamente 17 km da usina, utilizando circuitos curtos na tensão de 500 kV, conforme mostrado na Figura 4-11. Devido ao elevado montante de geração injetado na barra de Xingu, será necessária a ampliação das capacidades das interligações Norte-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste para assegurar o requisito indicado pelas análises energéticas para os anos finais do horizonte decenal.

Os reforços nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste bem como a ampliação das interligações acima citadas, são avaliados por grupos de trabalho coordenados pela EPE.

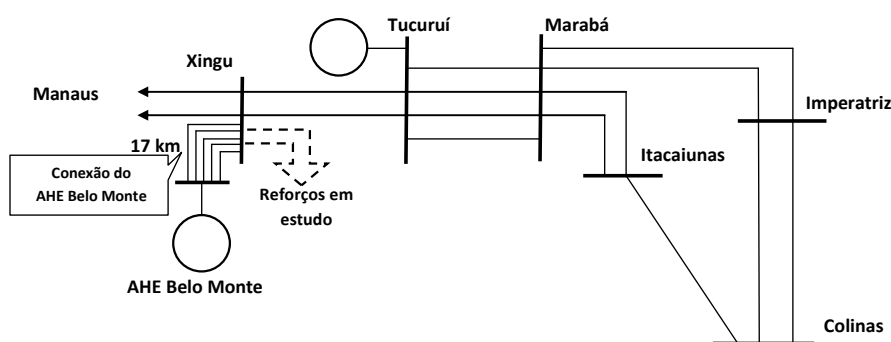


Figura 4-11 – Conexão do AHE Belo Monte

Tendo como base a conexão do AHE Belo Monte mostrada na Figura 4-11, o planejamento da EPE considerou referencialmente a adição de troncos de transmissão em corrente contínua, com capacidade adicional de 8000 MW, entre as subestações de 500 kV Xingu e Estreito, perfazendo uma distância de 2050 km, conforme Figura 4-12.

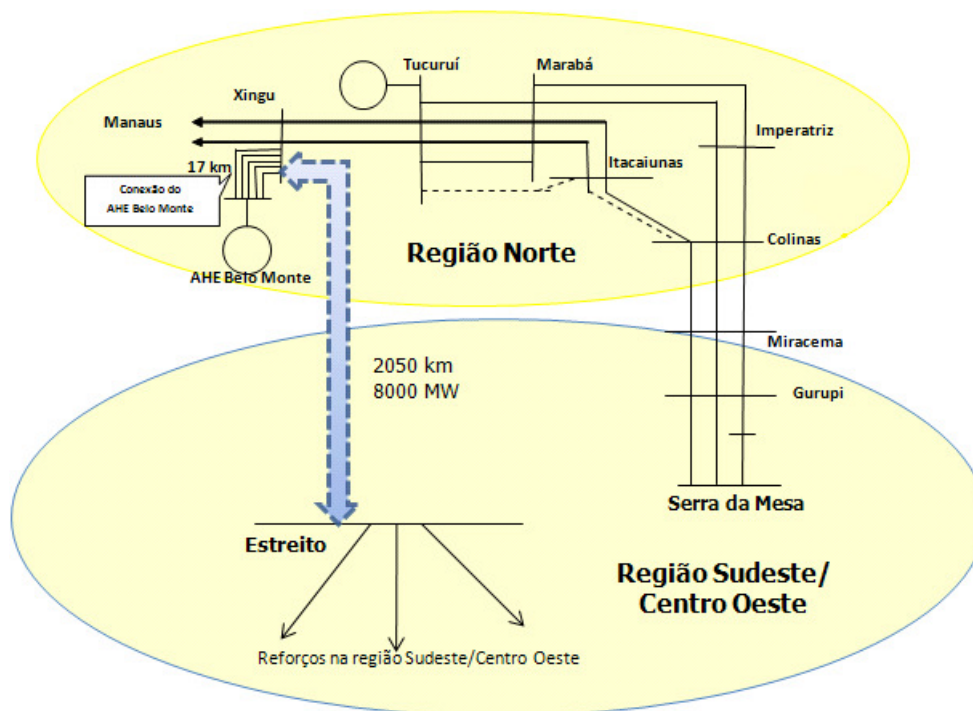


Figura 4-12 – Tronco de transmissão responsável pelo acréscimo de 8000 MW no intercâmbio Norte-Sudeste

Para as simulações e análises deste trabalho, o tronco de transmissão em corrente contínua representado entre as subestações de Xingu e Estreito foi substituído por tronco de transmissão em meia onda, de 800 kV, cujos parâmetros elétricos unitários e comprimentos das linhas que compõem o tronco estão descritos no capítulo 3. As demais informações de topologia contidas no caso base foram preservadas.

Ressalta-se que os comprimentos das linhas em meia onda a serem analisadas estão entre 2200 e 2600 km, valores estes acima da distância real entre Xingu e Estreito, porém, foram consideradas as situações hipotéticas onde a distância real entre estas subestações seria exatamente igual ao comprimento elétrico da linha analisada.

Tabela 4-4 – Distâncias hipotéticas entre a SE Xingu e SE Estreito

Linha	Distância hipotética entre Xingu e Estreito (km)
MEIA ONDA (-)	2283
MEIA ONDA EXATA	2403
MEIA ONDA (+)	2524

Com relação aos cenários analisados, foram estabelecidos dois cenários de despacho de geração considerados relevantes para as análises deste trabalho. A filosofia para estabelecimento desses cenários buscou situações prováveis e que, de algum modo, vislumbrem pontos de operação importantes para verificação do comportamento do sistema de transmissão em meia onda inserido no SIN.

Para a montagem desses cenários foram usadas as seguintes premissas:

1. Despachos mínimos –

- Tucuruí – 2000 MW
- Sul – 30% da capacidade instalada
- Sudeste – 30% da capacidade instalada
- Nordeste – 50% da capacidade instalada

2. Despachos máximos –

- Tucuruí – 8154 MW
- Madeira e Belo Monte plenos
- Demais Usinas hidráulicas – 90 %
- Sul – 30% da capacidade instalada
- Sudeste – 95% da capacidade instalada

Cenário 1 – Cenário Úmido – Máxima exportação para o Sudeste:

Usinas da Região Norte e Nordeste com geração de modo a permitir a condição de máxima exportação do Norte. O intercâmbio total entre os subsistemas

Norte/Nordeste e Sudeste foi maximizado para 11.000 MW, sendo 3.000 MW para o sistema existente – três circuitos em 500 kV da Norte-Sudeste – e 8.000 MW para o novo tronco de transmissão.

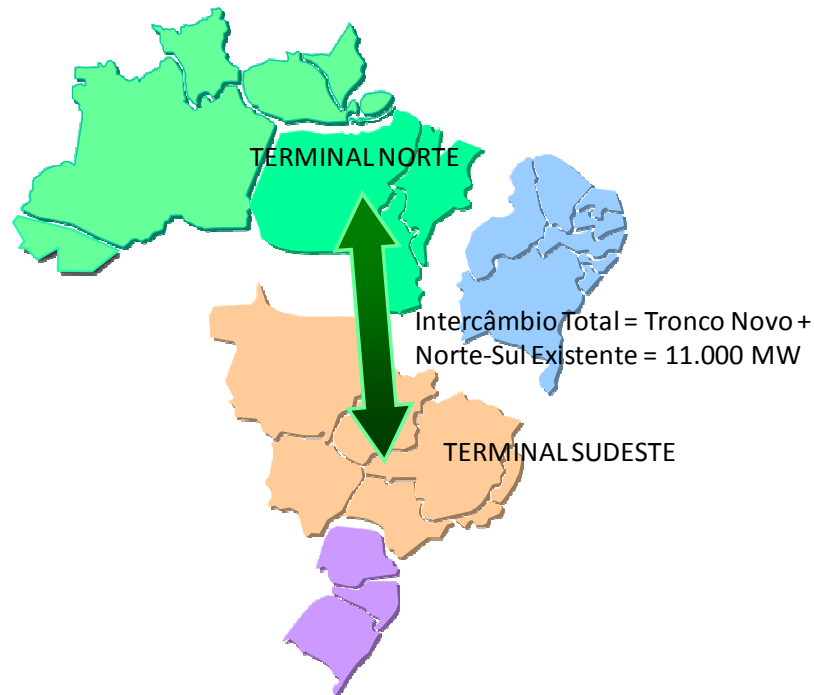


Figura 4-13 – Cenário 1 – Máximo intercâmbio

Cenário 2 - Cenário de Intercâmbio Zero:

Corresponde ao cenário de intercâmbio praticamente nulo entre os subsistemas Norte/Nordeste e Norte/Sul de modo que fossem avaliados os requisitos de controle de tensão, e manobras de fechamento de paralelo das linhas de transmissão em meia onda com o restante do sistema.

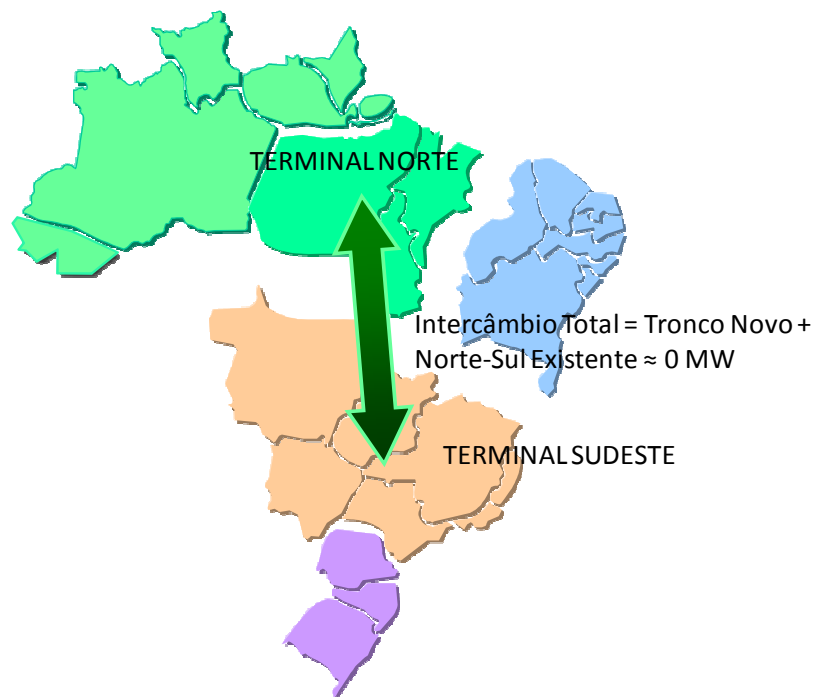


Figura 4-14 – Cenário 2 – Intercâmbio Zero

Após a montagem dos casos base com os cenários de máximo e mínimo intercâmbio, iniciaram-se as simulações e análises descritas no capítulo a seguir.

Capítulo 5

ANÁLISE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM MEIA ONDA INSERIDO NO SISTEMA INTERLIGADO

Neste capítulo, são apresentados os resultados de simulações e análises do sistema de transmissão em meia onda, no contexto de sistema interligado, contemplando os seguintes tópicos:

- Dimensionamento;
- Defasagem angular entre terminais;
- Regime permanente;
- Curto-circuito;
- Transitório eletromecânico; e
- Equipamentos associados.

5.1 Dimensionamento

Conforme demonstrado no item 3.1.5, quando a linha é submetida a um carregamento superior à sua potência característica, a tensão na região central da linha ultrapassa o valor de 1,0 pu e cresce de forma diretamente proporcional ao aumento do fluxo. Este ponto de operação é considerado como o fator limitante para o dimensionamento de uma linha em meia onda, isto porque para se evitar problemas associados às sobretensões no meio da linha, o seu carregamento, seja em regime normal ou emergência, não deve ultrapassar a potência característica.

Portanto, para a transmissão de grandes blocos de potência é importante que a linha de transmissão em meia onda possua potência característica relativamente elevada em comparação aos projetos convencionais, cujos valores típicos são mostrados na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 – Valores típicos de potência característica por nível de tensão

Tensão nominal (kV)	230	345	500	765
Potência Característica (MW)	140	420	1000	2300

Como a potência característica depende basicamente da tensão de operação e da impedância característica da linha, $P_c = REAL[V^2/Z_c]$, para se obter valor elevado de potência característica, as linhas deverão operar com tensão nominal igual ou superior a 500 kV e, ainda, possuir características construtivas que permitam reduzir o valor de Z_c .

Normalmente, para se conseguir a redução da impedância característica utiliza-se um número maior de subcondutores e maior espaçamento entre eles.

Portanto, para uma escolha das características construtivas e um adequado dimensionamento da linha de transmissão em meia onda, deverão ser observados a máxima potência máxima passante e o número de circuitos a serem utilizados.

A determinação do número de circuitos a serem utilizados irá depender do critério de segurança adotado para o planejamento da expansão de um sistema de transmissão. No caso do sistema brasileiro, o critério adotado é o N-1, estabelecendo que na contingência simples de qualquer elemento da Rede Básica² o sistema deverá permanecer dentro dos limites de operação sem provocar qualquer corte de carga.

² A Rede Básica do SIN é constituída por todas as subestações e linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica, devidamente outorgadas pelo Poder Concedente.

De acordo com o cenário 1, definido na seção 4.2, o acréscimo de capacidade no intercâmbio Norte/Nordeste → Sudeste/Centro-Oeste é da ordem de 8.000 MW até o final do horizonte decenal (2020). Para atendimento a esta demanda e ao critério N-1, seriam necessários, ao menos, dois circuitos de transmissão em meia onda com 8.000 MW de potência característica cada. Para se construir uma linha com potência característica desta ordem de grandeza seria necessária uma tensão nominal de 1000 kV e um número elevado de subcondutores. Alguns estudos apresentam sugestões de configurações de linha deste porte [7] e [8], porém, neste trabalho optou-se em utilizar uma linha de transmissão com características construtivas similares ao que se vem utilizando no atual contexto mundial.

Uma alternativa aos dois circuitos com potência característica de 8000 MW é a utilização de três circuitos com potência característica de, ao menos, 4000 MW cada, o que viabiliza a utilização de linhas com tensão nominal de operação inferior a 1000 kV e um número menor de subcondutores.

Diante desta possibilidade, a utilização de três circuitos da linha escolhida para as simulações deste trabalho mostrou-se adequada para a composição de um tronco de transmissão com capacidade de 8.000 MW.

Conforme já apresentado no capítulo 3, a linha escolhida possui potência característica de 4.846,56 MW, com 8 subcondutores Bittern (1272 MCM) [7], impedância característica de $(132,00 - j2,52) \Omega$ e tensão máxima de operação de 800 kV.

Ressalta-se que uma das características no dimensionamento do tronco de transmissão em meia onda é o fato de que a potência característica define a máxima potência a ser transferida. Em linhas de potência menor pode se empregar o limite térmico (Tabela 5-2), salvo algumas possíveis limitações relacionadas à queda de tensão, distribuição de fluxos e/ou desempenho dinâmico.

Tabela 5-2 – Características elétricas de LT's convencionais de um sistema de transmissão

Nível de Tensão	Configuração do feixe de condutores	Parâmetros Elétricos Próprios				Potência Característica (MW)	Potência Limite Térmico (MW)
		Modo não homopolar			Zc		
		r1	x1	b1			
		(Ω /km)	(Ω /km)	(μ S/km)	(Ω)		
500 kV	3 x 954 MCM / A51	0,023	0,352	4,722	273,0	915,70	1725
	3 x 954 MCM / B5	0,023	0,359	4,638	278,3	898,30	
	3 x 954 MCM / A53	0,023	0,348	4,765	270,2	925,10	
	4 x 1113 MCM	0,015	0,311	5,364	240,7	1038,70	
	4 x 636 MCM	0,025	0,332	4,961	258,7	966,40	
345 kV	2 x 954 MCM / A31	0,034	0,375	4,454	290,0	410,47	793
	2 x 795 MCM / A21	0,040	0,393	4,256	303,8	391,73	
	4 x 954 MCM	0,017	0,291	5,730	225,2	528,60	
	3 x 954 MCM	0,023	0,320	5,197	248,2	479,64	
230 kV	1 x 605 MCM	0,107	0,518	3,209	401,6	131,73	203
	1 x 795 MCM	0,079	0,512	3,250	397,0	133,25	243
	2 x 954 MCM	0,034	0,361	4,603	279,9	188,98	529
	1 x 556 MCM	0,112	0,502	3,293	390,5	135,48	197
138 kV	1 x 556 MCM	0,112	0,472	3,519	366,0	52,03	118
	1 x 795 MCM	0,079	0,458	3,634	355,0	53,64	146
	1 x 4/0 AWG	0,302	0,215	3,147	261,4	72,84	61
	1 x 397 MCM	0,157	0,484	3,427	375,9	50,66	97

Nota-se, por exemplo, que numa LT de 500 kV com 4x1113 MCM, a potência característica pode representar cerca de 41% da potência definida pelo limite térmico do condutor.

Portanto, a escolha da linha de transmissão em meia onda a ser utilizada deve priorizar aquelas que apresentem potência característica elevada, pois a escolha de linhas com potência característica inadequada poderá implicar na necessidade de mais circuitos em paralelo, aumentando sensivelmente o custo total associado ao tronco.

5.2 Defasagem angular entre terminais

Para um sistema de transmissão em meia onda, a defasagem angular da tensão entre o terminal emissor e o terminal receptor da linha é de $180^\circ \pm \delta$, onde δ é a abertura angular do trecho de linha que ultrapassa ou precede o meio comprimento de onda.

Inicialmente, foram realizadas análises a partir de um sistema simplificado, cuja representação é dada por uma barra de geração ligada a uma barra infinita através da linha de transmissão em meia onda, conforme Figura 5-1. Em seguida, realizaram-se

algumas ponderações sobre as conclusões obtidas a partir do modelo simplificado considerando as especificidades do comportamento dinâmico de um sistema real.

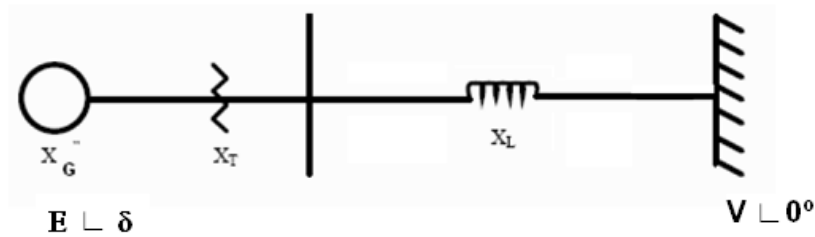


Figura 5-1 – Representação de um gerador síncrono conectado a uma barra infinita

5.2.1 Análise no sistema gerador contra barra infinita

Utilizando o conceito de geração contra barra infinita [9], a aplicação de linhas de transmissão cujo comprimento elétrico é um pouco inferior a meio comprimento de onda não é recomendável devido ao ângulo de abertura de fase entre as tensões terminais estar compreendido entre 90° e 180° . Esta zona de operação representa o limite teórico de estabilidade em estado permanente de uma linha ideal (sem perdas), Figura 5-2, pois qualquer tentativa em aumentar δ acima de 90° para aumentar a potência transmitida, resulta em efeito contrário, ou seja, a potência transmitida diminui, contribuindo para aumento do desequilíbrio entre potência demandada pela carga e a entregue à carga, tornando em uma condição de operação instável com atuação seguida da proteção.

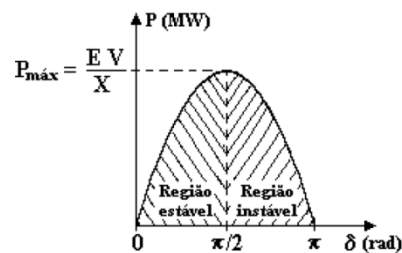


Figura 5-2 – Curva Potência x Ângulo

Nesta mesma análise de geração ligada à barra infinita, a operação de linhas com comprimento elétrico exatamente igual a meio comprimento de onda também não é recomendável por ser um ponto de singularidade, ou seja, qualquer variação de pequena

ordem na frequência na rede pode levar a linha a operar com abertura angular inferior a 180° , que é uma zona de instabilidade.

Ainda neste conceito, as linhas de transmissão com comprimento elétrico um pouco superior ao meio comprimento de onda são consideradas potencialmente estáveis, isto porque a abertura angular entre seus terminais é superior a 180° , que é uma região de operação similar ao de uma linha curta.

A Figura 5-3, a Figura 5-4 e a Figura 5-5 apresentam os resultados das simulações de transitórios eletromecânicos para uma barra de geração conectada a uma barra infinita por intermédio de troncos de transmissão em meia onda (-), exata e (+), respectivamente, frente a uma pequena perturbação (pequeno degrau de tensão na barra infinita). Nestes casos, os modelos dos reguladores de tensão e velocidade foram desprezados.

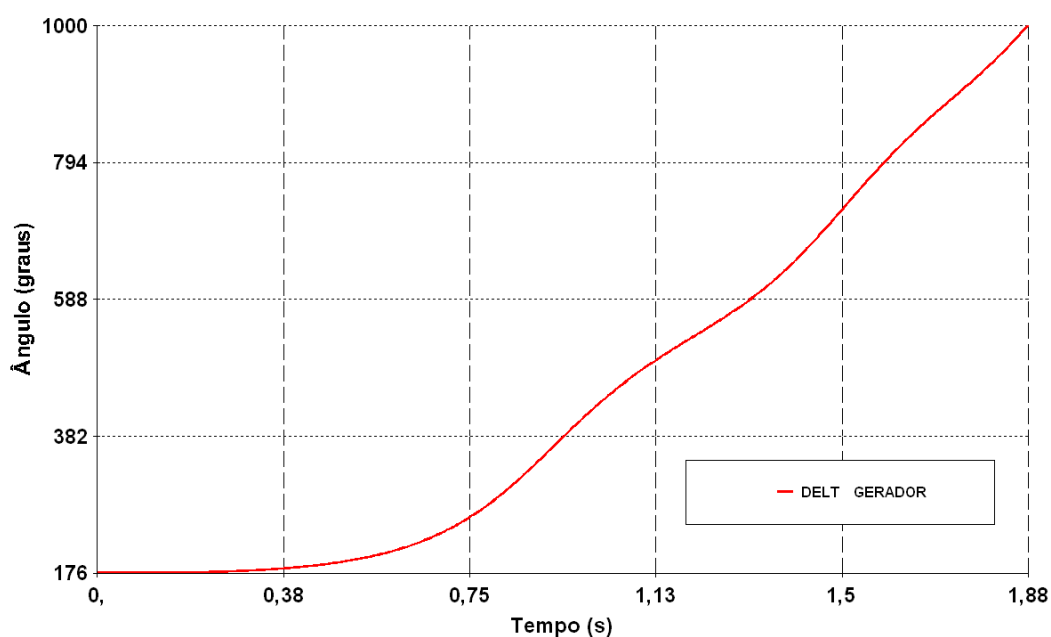


Figura 5-3 – Ângulo δ durante perturbação em sistema gerador x barra infinita – meia onda (-)

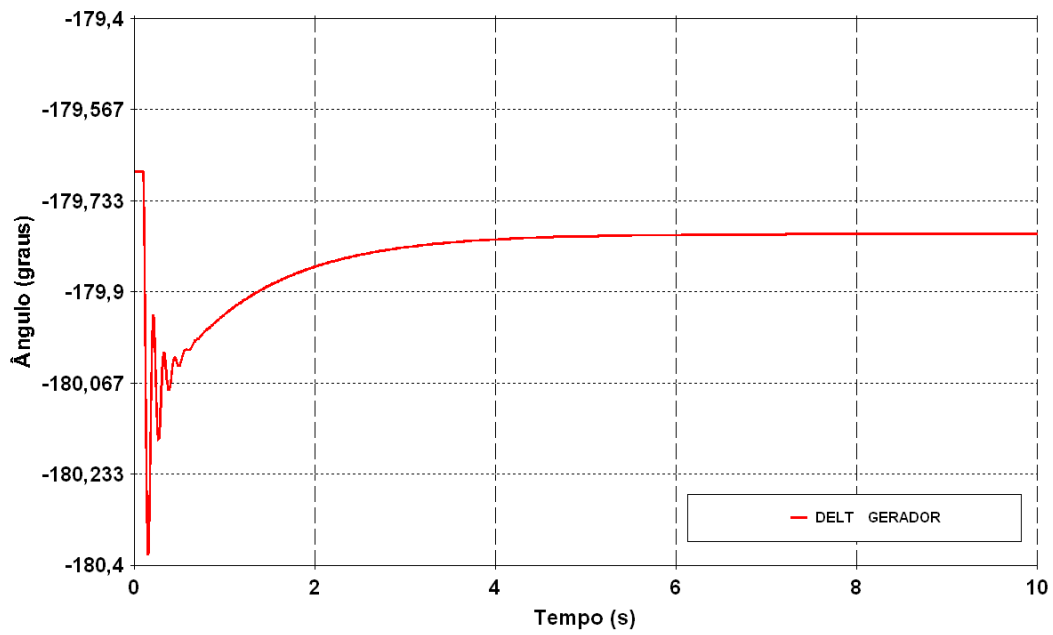


Figura 5-4 – Ângulo δ durante perturbação em sistema gerador x barra infinita – meia onda exata

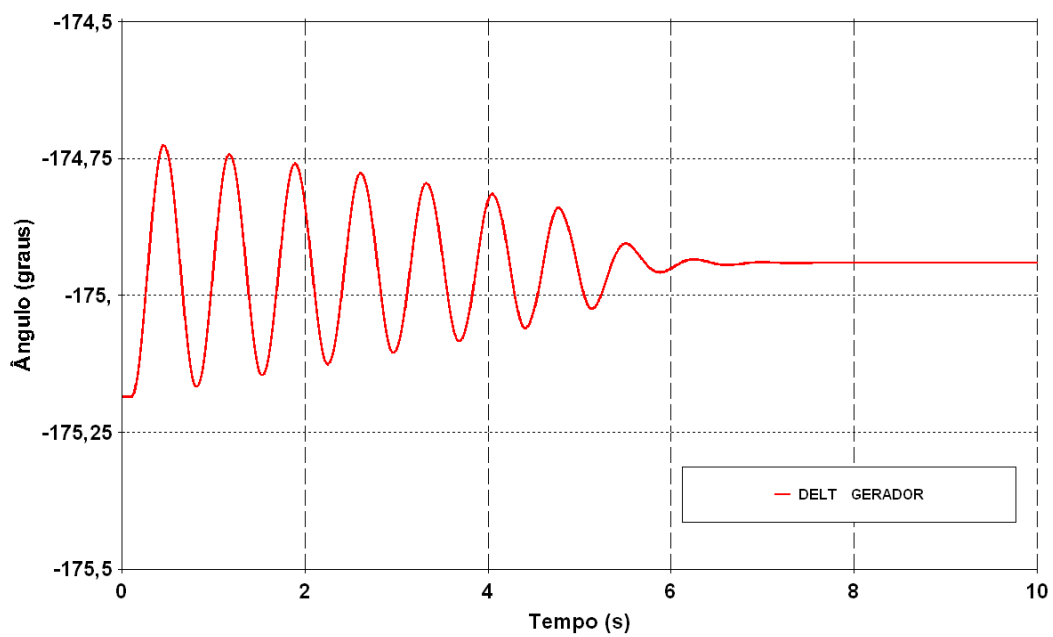


Figura 5-5 – Ângulo δ durante perturbação em sistema gerador x barra infinita – meia onda (+)

Pelos resultados obtidos, pode-se perceber que, frente a uma perturbação de pequeno impacto, somente o sistema de transmissão em meia onda (-) mostrou-se instável, conforme era esperado.

Cabe ressaltar que apesar do sistema de meia onda exata ter apresentado um comportamento estável na simulação, a sua aplicação não é recomendável devido à suscetibilidade de operar dentro de uma zona de instabilidade provocada por pequenas variações de frequência na rede. Para se comprovar tal fato, foi realizada simulação para o mesmo sistema gerador conectado à barra infinita, porém operando transitoriamente a uma frequência de 59 Hz. Para a mesma perturbação o sistema passou a apresentar um comportamento instável, conforme mostrado na Figura 5-6.

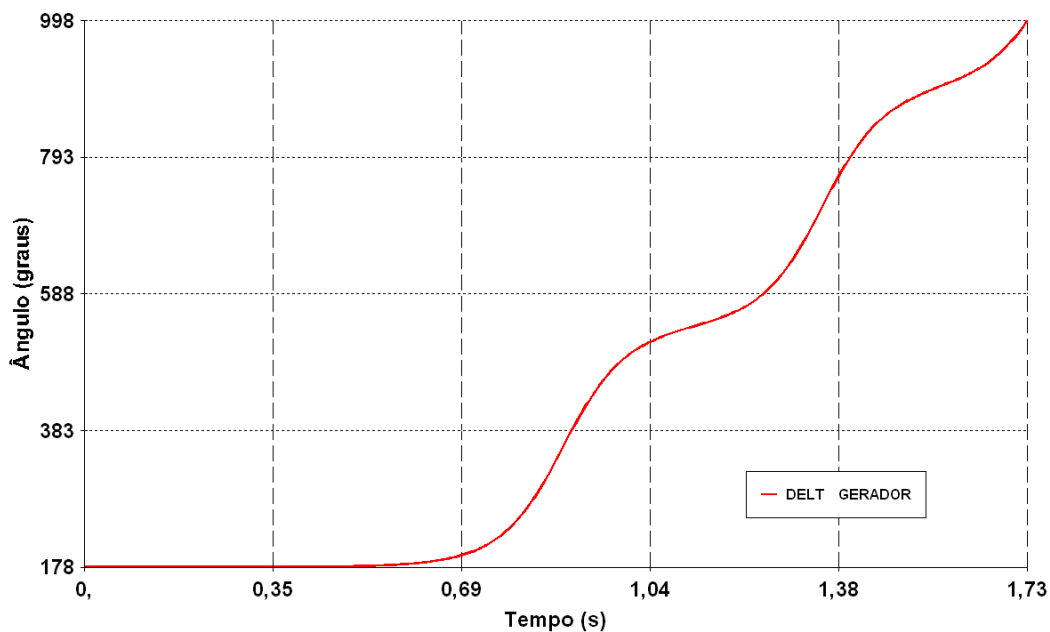


Figura 5-6 – Ângulo δ durante perturbação em sistema gerador x barra infinita – meia onda exata operando em 59 Hz

A instabilidade do sistema de meia onda exata operando com frequência pouco abaixo da nominal é justificada pelo fato de que quanto menor a frequência, maior será meio comprimento de onda, como o comprimento real da linha não se altera, neste instante ela passará a ter um comprimento real inferior a meio comprimento de onda, e, conseqüentemente, a abertura angular entre seus terminais será inferior a 180° , tornando-se neste momento potencialmente instável para qualquer tipo de perturbação.

5.2.2 Análise no sistema real interligado – Conexão Radial

No caso de um sistema real, Figura 5-7, as conclusões baseadas nas análises de um sistema simplificado de gerador conectado à barra infinita nem sempre se aplicam. Um sistema de transmissão radial em meia onda (-), por exemplo, pode ser dinamicamente estável caso o somatório da reatância interna do gerador, do transformador elevador da usina, da(s) linha(s) de conexão e dos transformadores associados à linha seja maior do que a reatância equivalente da linha de meia onda (-), conforme inequação (5-2).

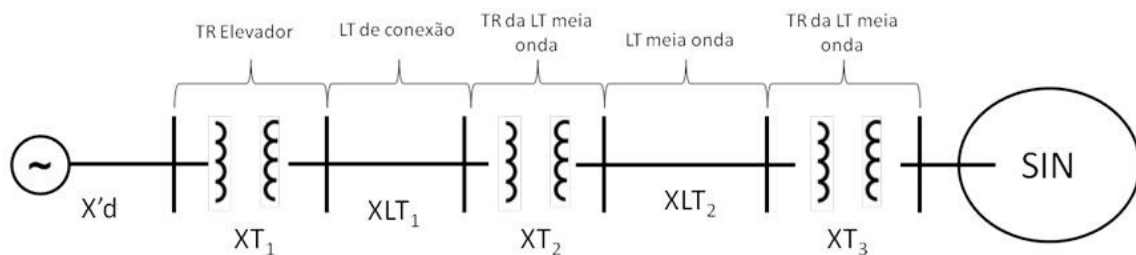


Figura 5-7 – Sistema de transmissão radial em meia onda interligado ao SIN

$$X_{TOTAL} = X'd + XT_1 + XLT_1 + XT_2 + XLT_2 + XT_3 \quad (5-1)$$

Considerando que a reatância de uma linha de transmissão em meia onda (-) tem comportamento elétrico similar à de um capacitor-série, tem-se a seguinte condição para se afirmar se o sistema é potencialmente estável:

$$X'd + XT_1 + XLT_1 + XT_2 + XT_3 > XLT_2 \quad (5-2)$$

Satisfazendo esta condição, a abertura angular entre a tensão interna da máquina e o terminal receptor da linha será superior à 180°, o que leva a um ponto operativo favorável sob a ótica de estabilidade dinâmica.

No caso das linhas de transmissão em meia onda exata e meia onda (+), a reatância equivalente à frequência nominal (XLT_2) é sempre positiva, portanto pode-se afirmar que, num sistema real, a operação destas linhas é potencialmente estável e que deverão ser feitas análises e simulações complementares para se confirmar a estabilidade dinâmica destes sistemas dentro de um contexto de conexão radial.

Outro aspecto importante a ser considerado é que, num sistema real, a barra onde estaria localizado o terminal receptor da linha não necessariamente teria um

comportamento semelhante ao de uma barra infinita, ou seja, o módulo e o ângulo da tensão desta barra também variariam diante de uma perturbação, o que poderia trazer resultados sensivelmente diferentes do esperado para um sistema ligado à barra infinita.

Outra possibilidade a ser considerada é a de que as demais unidades geradoras sincronizadas ao SIN poderiam ter impacto positivo no comportamento dinâmico do gerador ligado ao terminal emissor da linha de transmissão em meia onda, tornando estável um sistema que seria classificado como potencialmente instável a partir de uma análise simplificada de gerador contra barra infinita.

A conexão do AHE Belo Monte diretamente com a SE Estreito 500 kV, conforme Figura 5-8, pode ser considerada como um exemplo de aplicação de um sistema radial em meia onda integrado ao SIN.

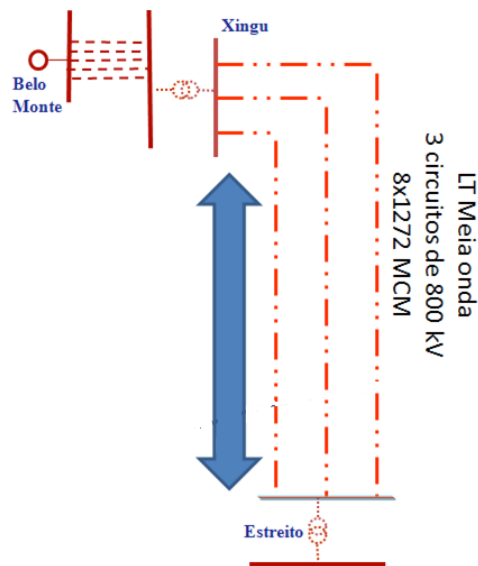


Figura 5-8 – Conexão radial do AHE Belo Monte

A Figura 5-9, a Figura 5-10 e a Figura 5-11 apresentam os resultados das simulações dinâmicas dos sistemas radiais em meia onda (-), exata e (+) integrados ao SIN, diante de uma falta trifásica de 100 ms na SE Estreito 500 kV com consequente desligamento de um dos circuitos em meia onda que interliga Xingu a Estreito.

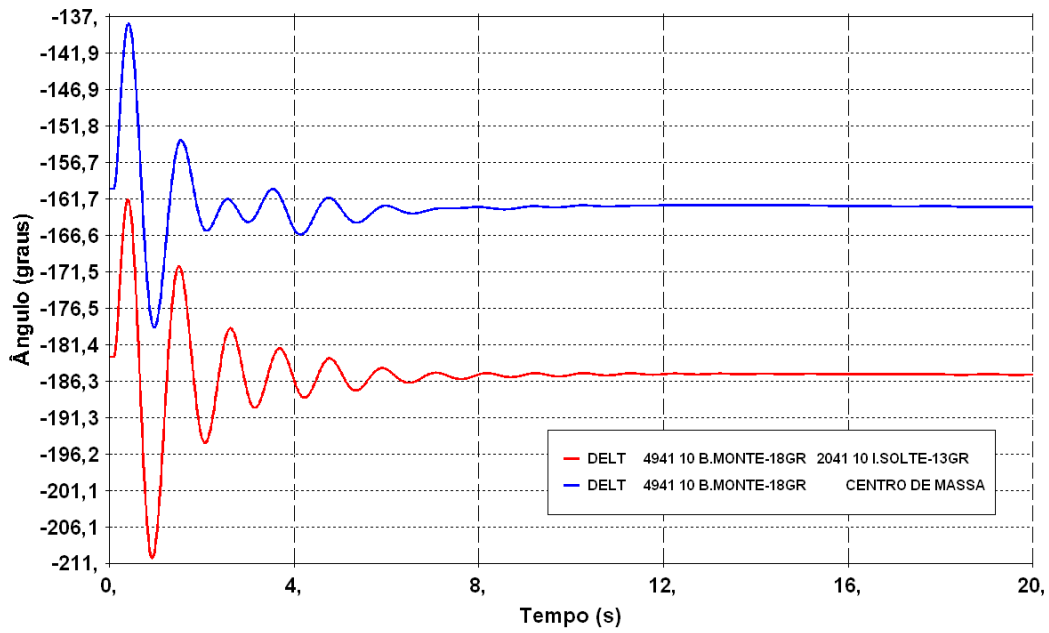


Figura 5-9 – Ângulo δ da máquina de Belo Monte ligada ao SIN através de um radial em meia onda (-) durante perturbação.

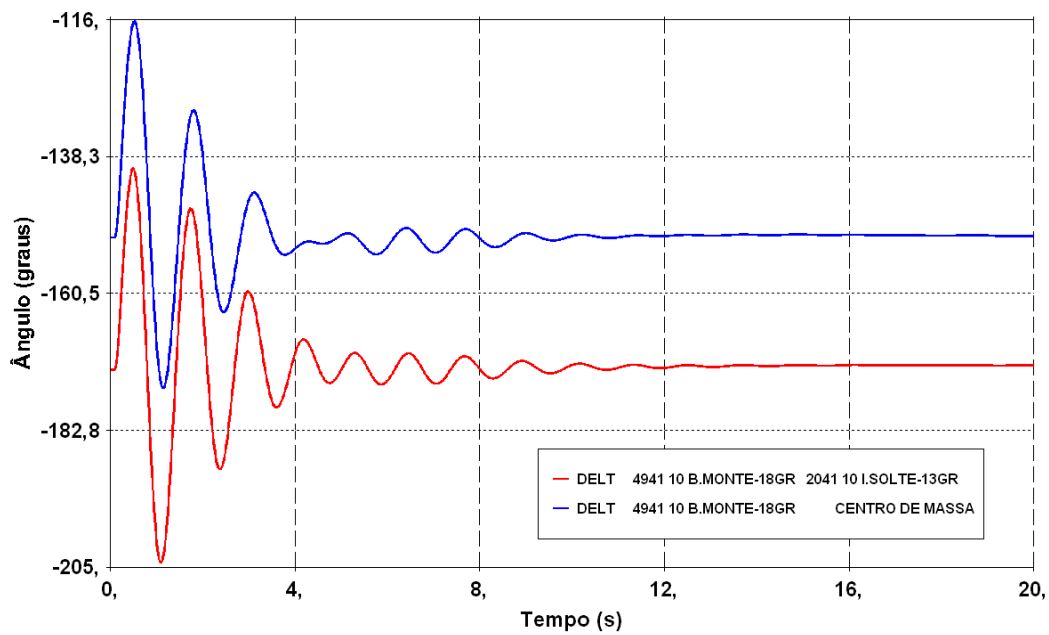


Figura 5-10 – Ângulo δ da máquina de Belo Monte ligada ao SIN através de um radial em meia onda exata durante perturbação.

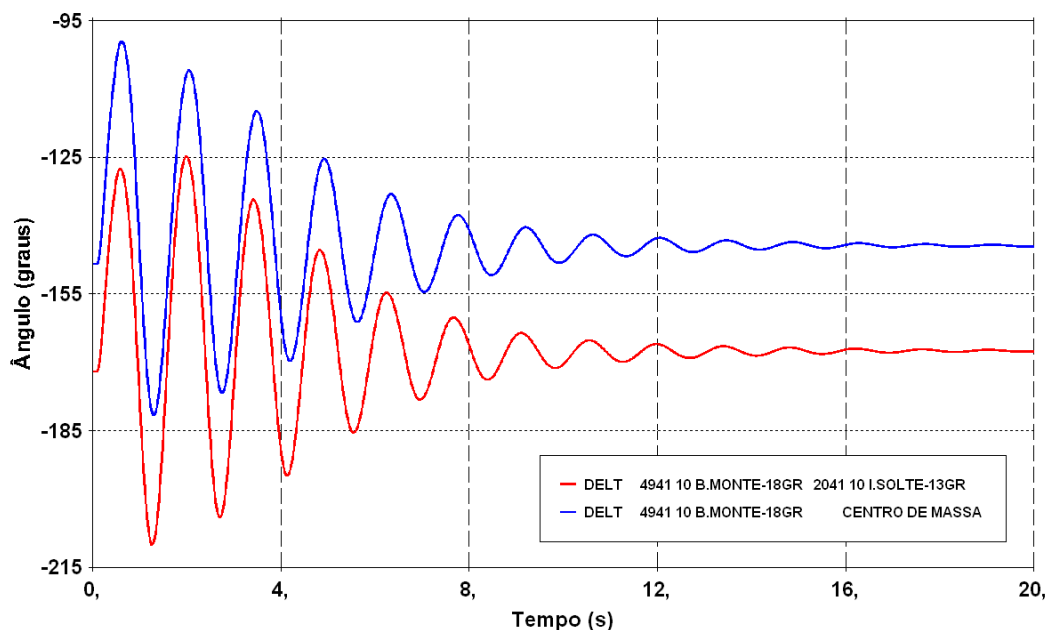


Figura 5-11 – Ângulo δ da máquina de Belo Monte ligada ao SIN através de um radial em meia onda (+) durante perturbação.

Nota-se que, mesmo sendo uma interligação radial, independentemente de ser meia onda (-), exata ou (+), todas as simulações apresentaram comportamento estável diante de uma perturbação de grande impacto no SIN. A estabilidade do sistema de transmissão radial em meia onda (-), neste caso pode ser justificada pelo fato de que o somatório das impedâncias série, equação (5-1), é positivo e maior que zero. Com isto, a abertura angular entre a tensão interna do gerador e a barra da subestação de chegada do tronco em meia onda é superior a 180° . A Tabela 5-3 mostra a abertura angular entre o terminal da máquina de Belo Monte e a subestação de Estreito (chegada do tronco) e entre o terminal emissor e receptor da linha em meia onda, no instante antes da perturbação, para os diferentes comprimentos.

Tabela 5-3 – Abertura angular

Nome da barra	Ângulo de fase da tensão [°]		
	MO (-)	MO Exata	MO (+)
AHE B. Monte (1)	180,3	187,4	190,2
SE Estreito 500 kV(2)	-12,5	-12,2	-14,2
$\delta_1 - \delta_2$	192,7	199,6	204,4
T. Emissor (3)	165,7	172,3	175,9
T. Receptor (4)	-8,0	-7,7	-10,1
$\delta_3 - \delta_4$	173,7	180,0	186,0

A defasagem entre o terminal receptor e emissor da linha meia onda menos é de $173,7^\circ$, porém, devido ao efeito das impedâncias dos elementos entre a subestação de chegada e o terminal do gerador, a abertura angular entre estas barras é de $192,7^\circ$, o que dá uma boa margem para considerar este sistema como potencialmente estável. Para o sistema em meia onda (+), a abertura angular chega a $204,4^\circ$ entre o terminal do gerador e a SE Estreito, o comportamento é equivalente ao de uma linha cuja defasagem entre os terminais é de $24,4^\circ$ ($204,4^\circ - 180^\circ$). O limite prático para se operar uma linha com boa margem de segurança, sob a ótica de desempenho dinâmico, é com abertura angular de até 30° , portanto, este é um ponto que deve ser observado com cautela no sistema de transmissão em meia onda (+).

As simulações realizadas neste item não são suficientes para definirem se os troncos analisados são tecnicamente viáveis, no entanto, podem servir para descarte de algumas alternativas caso não apresentem um comportamento estável. Outro aspecto importante a ser observado, principalmente com relação à transmissão em meia onda (-), é o fenômeno da ressonância subsíncrona, isto porque esta linha possui comportamento similar ao de um capacitor série, este elemento traz, dentre outras consequências, o surgimento de pelo menos uma frequência natural abaixo da frequência síncrona. Condições especiais de funcionamento do sistema podem acarretar trocas de energia indesejáveis envolvendo o conjunto turbina-gerador de uma usina em uma ou mais frequências naturais, caracterizando o fenômeno da ressonância subsíncrona. Entretanto, a análise deste fenômeno não está no escopo deste trabalho.

5.2.3 Análise no sistema real interligado – Fechamento de Anel

Conforme já comentado no Capítulo 1, o atual modelo do setor elétrico brasileiro não favorece a aplicação de sistemas radiais de longa distância para conexões de usinas, isto porque estas instalações seriam classificadas como de uso exclusivo, o que imputaria integralmente o custo das linhas de conexão ao agente de geração, podendo até mesmo inviabilizar economicamente o empreendimento.

Diante deste conceito, torna-se necessária a análise do comportamento do sistema de transmissão em meia onda dentro de um contexto de fechamento de anel, ou seja, totalmente integrado ao SIN. A Figura 5-12 mostra um exemplo de configuração

com o sistema de transmissão em meia onda atuando paralelamente com a interligação Norte-Sudeste existente.

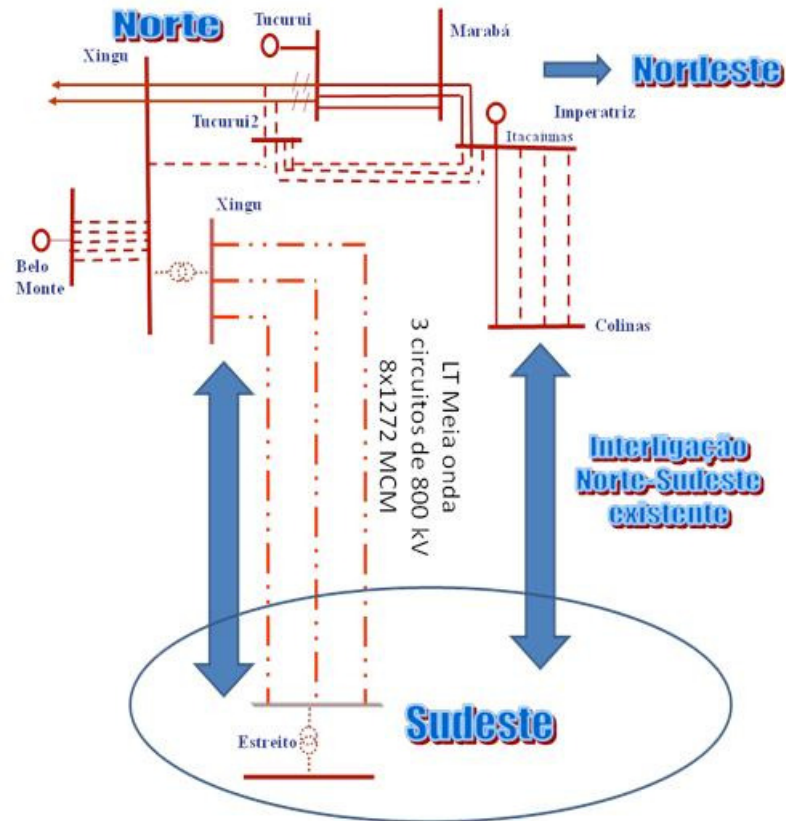


Figura 5-12 – Sistema de transmissão meia onda integrado ao SIN, interligando SE Xingu a SE Estreito

Caso o planejamento apontasse a necessidade de expansão de intercâmbio entre dois subsistemas cujas barras de interconexão apresentassem defasagem angular próxima à 180° , a integração do sistema de transmissão em meia onda ao SIN seria semelhante à conexão radial, isto porque a sua defasagem natural em $180^\circ \pm \delta$ seria compensada pela abertura angular das barras de interconexão, comportando-se como uma linha curta de ângulo δ . Porém, num sistema interligado a abertura angular entre as barras tende a ser bastante inferior a 180° e será ainda menor quanto mais malhado for o sistema.

O fechamento de anel a partir de uma linha de transmissão em meia onda entre duas barras do sistema cuja defasagem é pequena poderá levar o sistema à condição de instabilidade eletromecânica, isto porque a linha tenderá a afastar estes dois subsistemas para um ângulo próximo a 180° , porém, como estas barras já são interligadas por outros

troncos de transmissão, transitoriamente os ângulos de todas as máquinas sincronizadas com o sistema serão drasticamente impactados.

Para se comprovar tal fato, foi realizado um conjunto de simulações utilizando o cenário de intercâmbio zero (cenário 2), onde foi realizada a manobra de fechamento da linha de transmissão em meia onda com o sistema, considerando a energização partindo de ambos os terminais, neste caso, Xingu e Estreito.

A Figura 5-13, a Figura 5-14, a Figura 5-15 e a Figura 5-16 mostram os resultados das simulações de fechamento de anel da linha de transmissão em meia onda, nos três comprimentos, com energização a partir dos terminais de Xingu e Estreito.

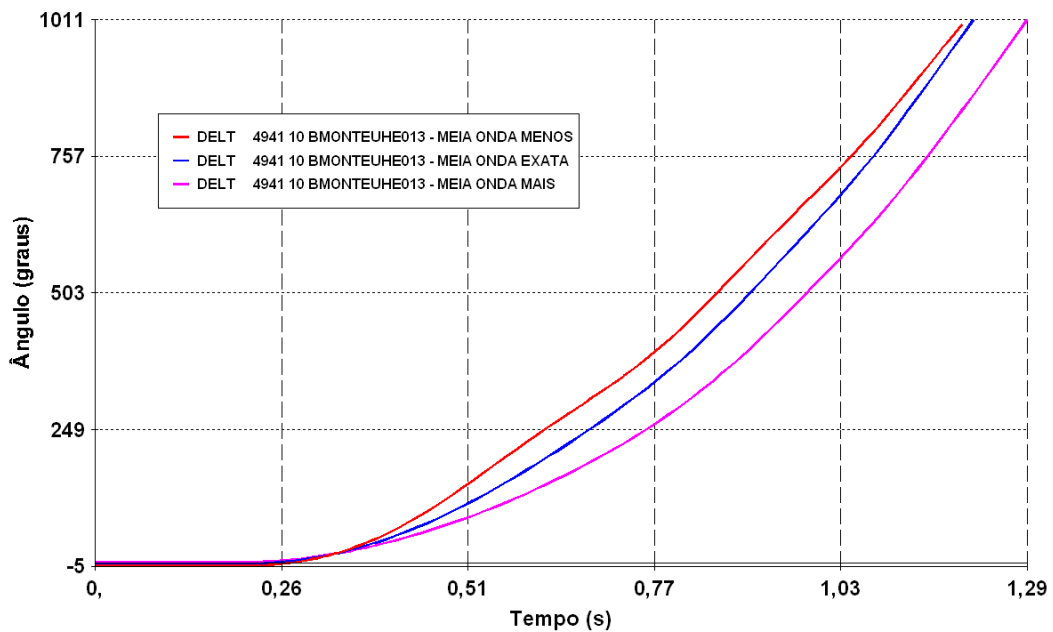


Figura 5-13 – Ângulo δ do AHE Belo Monte após fechamento da linha de transmissão em meia onda no terminal Estreito com energização a partir de Xingu.

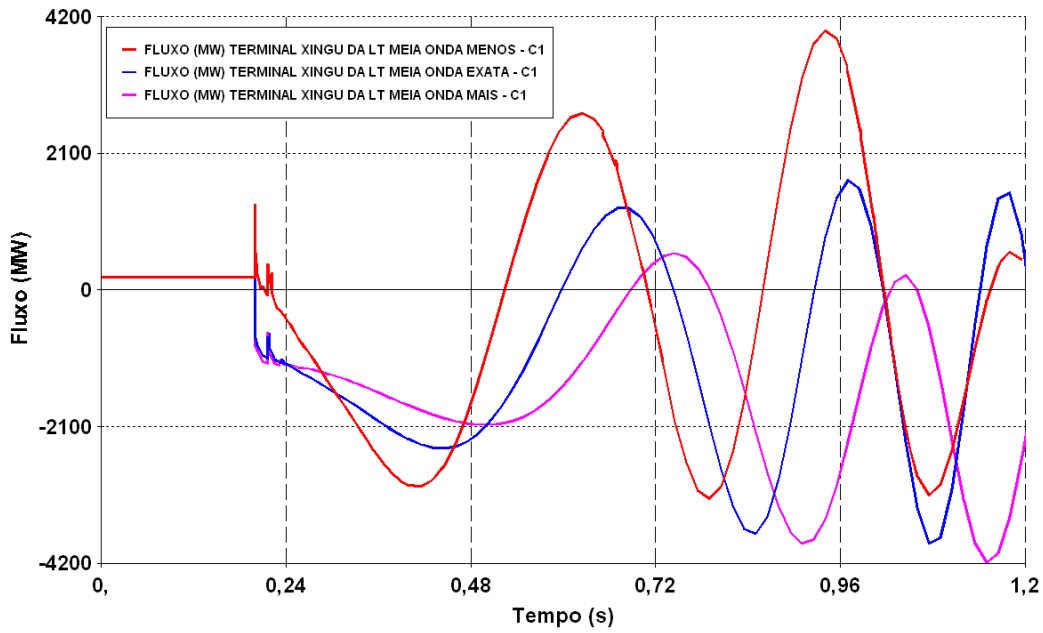


Figura 5-14 – Fluxo (MW) na linha de transmissão em meia onda após fechamento no terminal Estreito com energização a partir de Xingu.

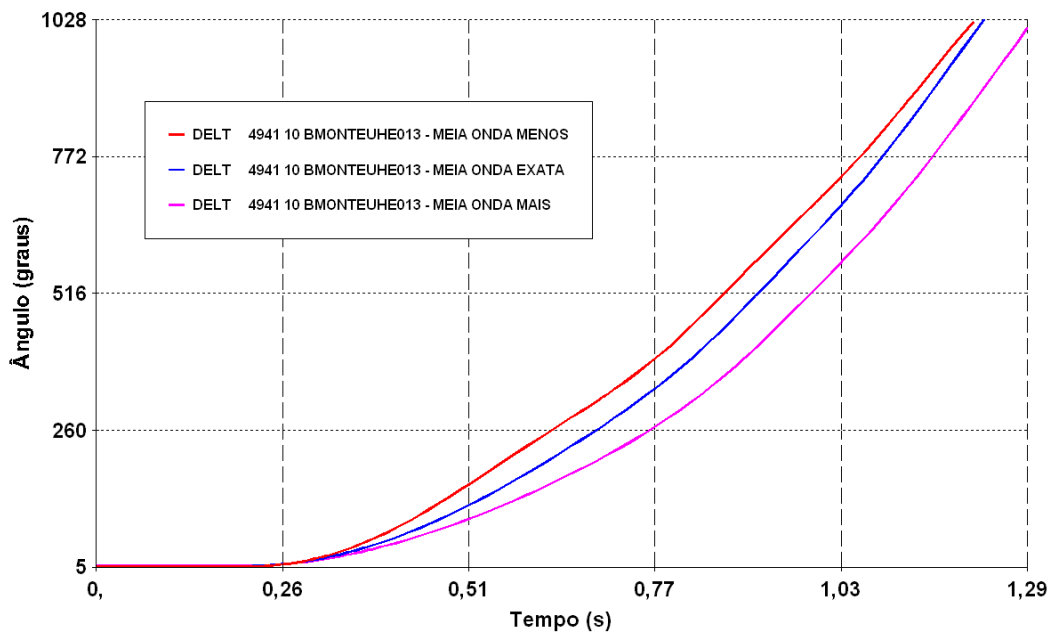


Figura 5-15 – Ângulo δ do AHE Belo Monte após fechamento da linha de transmissão em meia onda no terminal Xingu com energização a partir de Estreito.

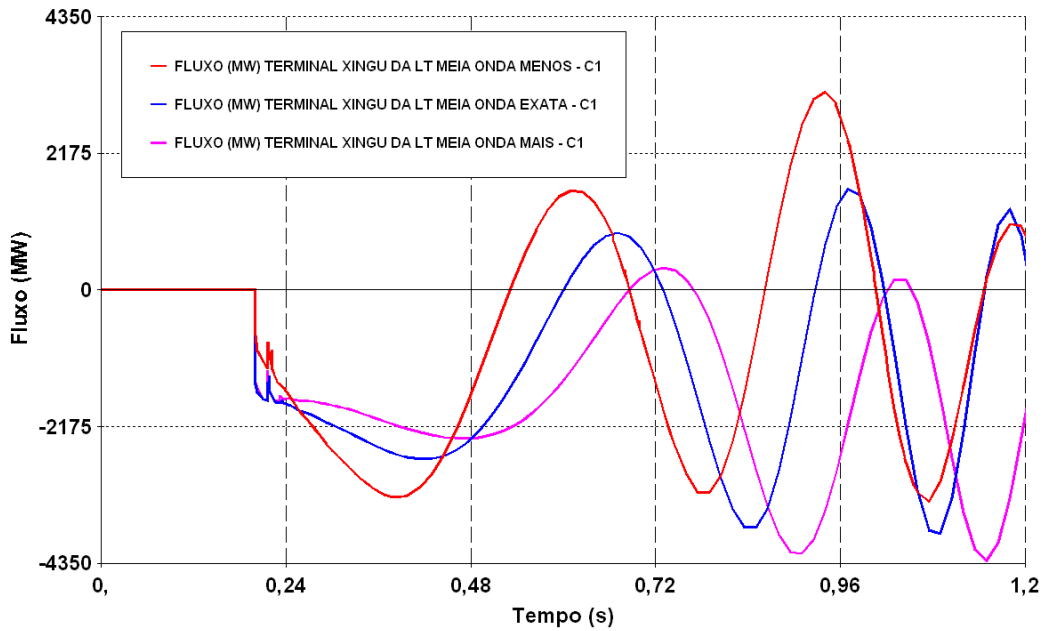


Figura 5-16 – Fluxo (MW) na linha de transmissão em meia onda após fechamento no terminal Xingu com energização a partir de Estreito.

Nota-se que o fechamento de anel utilizando a linha de transmissão em meia onda, em qualquer comprimento, com energização a partir de ambos os terminais provoca grande oscilação de fluxo de potência na própria linha e, ainda, a perda de sincronismo das unidades de geração do AHE Belo Monte.

A Tabela 5-4 mostra os ângulos das barras do sistema, conforme Figura 5-17, na condição de pré-chaveamento (t_0^-).

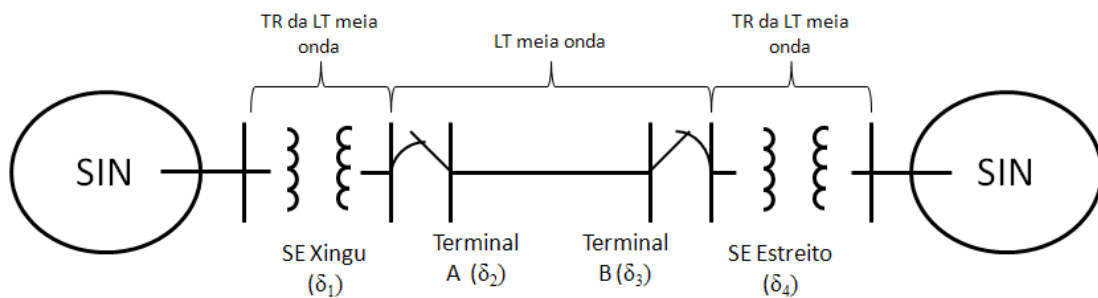


Figura 5-17 – Barras para monitoração dos ângulos durante manobras de fechamento

Tabela 5-4 – Ângulos das barras do sistema na condição pré-chaveamento

Barra	Ângulo de fase da tensão [°]					
	Energização a partir de Xingu			Energização a partir de Estreito		
	MO (-)	MO Exata	MO (+)	MO (-)	MO Exata	MO (+)
Xingu (δ_1)	-17,07	-16,96	-17,57	-8,41	-8,50	-9,04
Terminal A (δ_2)	-17,07	-16,96	-17,57	142,78	142,96	142,38
Terminal B (δ_3)	-196,55	-196,96	-198,15	-36,65	-37,03	-38,13
Estreito (δ_4)	-35,32	-35,12	-35,19	-36,65	-37,03	-38,13
δ_1 - δ_4	18,25	18,17	17,62	28,24	28,54	29,09
δ_2 - δ_3	179,48	180,00	180,57	179,43	180,00	180,52
δ_2 - δ_1	0,00	0,00	0,00	151,18	151,46	151,42
δ_3 - δ_4	-161,23	-161,84	-162,96	0,00	0,00	0,00

A defasagem angular entre o terminal aberto da linha e a barra do sistema fica em torno de -161° (δ_3 - δ_4) caso a energização seja a partir de Xingu, e em torno de 151° (δ_2 - δ_1) no caso de energização a partir de Estreito. Em ambos os casos o impacto pós-chaveamento é suficientemente grande para provocar a perda de sincronismo das máquinas do AHE Belo Monte.

Supondo-se que o sistema de transmissão em meia onda não provocasse a defasagem natural entre os seus terminais de $180^\circ \pm \delta$, a abertura angular entre o terminal aberto e a barra do sistema seria em torno de 18° para energização partindo de Xingu e 28° partindo de Estreito. Nesta condição, o fechamento poderia ser realizado sem maiores impactos para o sistema, uma vez que estaria operando dentro da margem de estabilidade.

Uma forma prática para a integração do sistema de transmissão em meia onda com o SIN seria a partir de transformadores defasadores, cujo valor especificado de defasagem seja suficiente para compensar a abertura angular natural entre os terminais da linha. Para este trabalho, foram consideradas três configurações diferentes para a utilização do transformador defasador, que são:

1. Três conjuntos de transformadores defasadores com 60° cada, sendo um conjunto ligado cada terminal da linha e outro separando o sistema de Xingu-Macapá-Manaus do SIN;
2. Um conjunto de transformadores defasadores com 180° separando o sistema de Xingu-Macapá-Manaus do restante do sistema Norte; e
3. Um conjunto de transformadores defasadores com 180° ligado em um dos terminais da linha de transmissão em meia onda.

As figuras a seguir mostram os diagramas das três configurações consideradas.

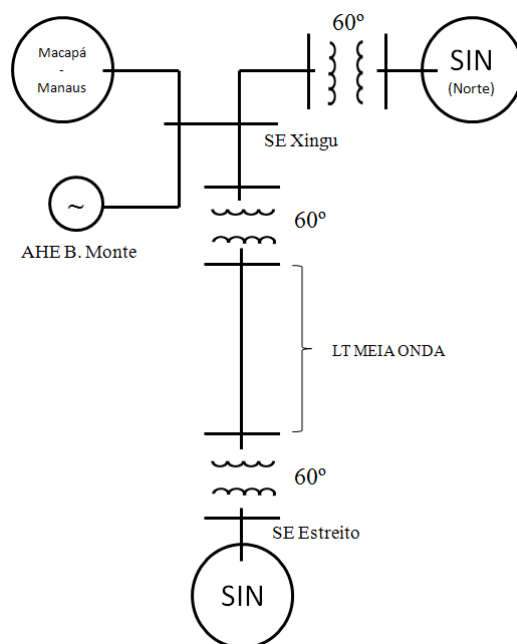


Figura 5-18 – Configuração com defasadores de 60°

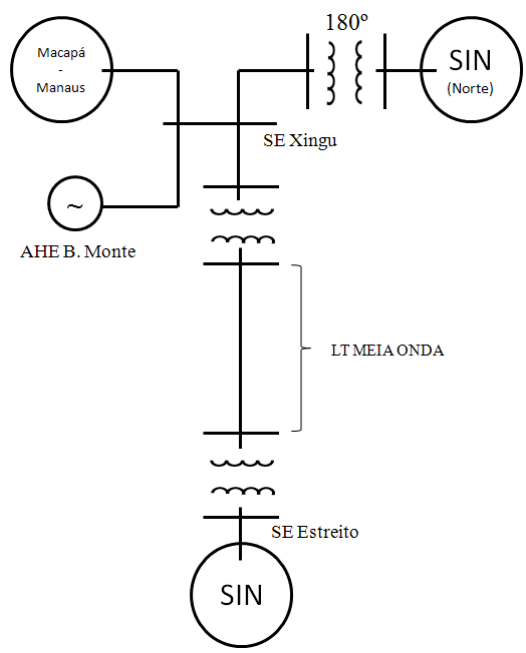


Figura 5-19 – Configuração com defasador de 180° no sistema Norte

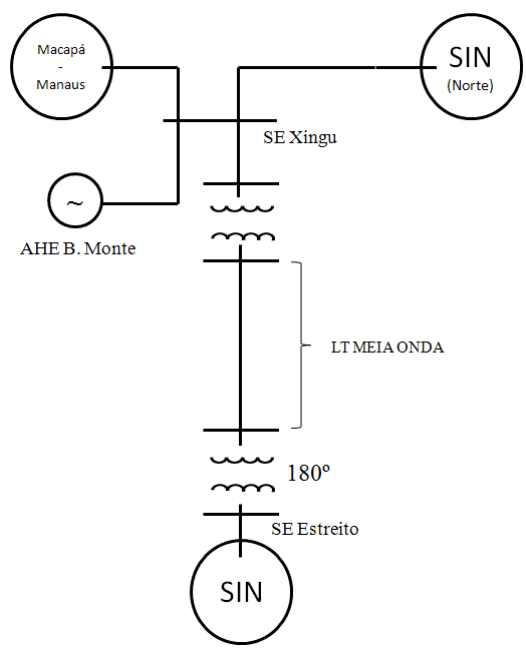


Figura 5-20 – Configuração com defasador de 180° em um dos terminais da linha

A Tabela 5-5 apresenta, por exemplo, os ângulos das barras de um sistema de transmissão em meia onda (+), considerando as três configurações de ligação dos defasadores, no instante pré-chaveamento com energização a partir de Xingu.

Tabela 5-5 – Ângulos das barras de um sistema com um linha de transmissão em meia onda (+) no instante pré-chaveamento, com energização a partir de Xingu

Barra	Ângulo de fase da tensão [°]		
	Energização a partir de Xingu		
	Três defasadores de 60°	Defasador de 180° entre Xingu e sistema Norte	Defasador de 180° no terminal de Estreito
Xingu (δ_1)	85,45	147,63	-32,49
Terminal A (δ_2)	85,45	147,63	-32,49
Terminal B (δ_3)	-95,12	-32,94	-213,07
Estreito (δ_4)	-101,22*	-40,36	-220,33*
δ_1 - δ_4	186,67	188,00	187,84
δ_2 - δ_3	180,57	180,57	180,58
δ_2 - δ_1	0,00	0,00	0,00
δ_3-δ_4	6,10	7,42	7,27

*ângulo medido após defasador.

Observa-se que a diferença angular entre o terminal aberto e a barra de Estreito é inferior a 10° em todas as configurações. As simulações dinâmicas do sistema pós-chaveamento são apresentadas na Figura 5-21, na Figura 5-22 e na Figura 5-23.

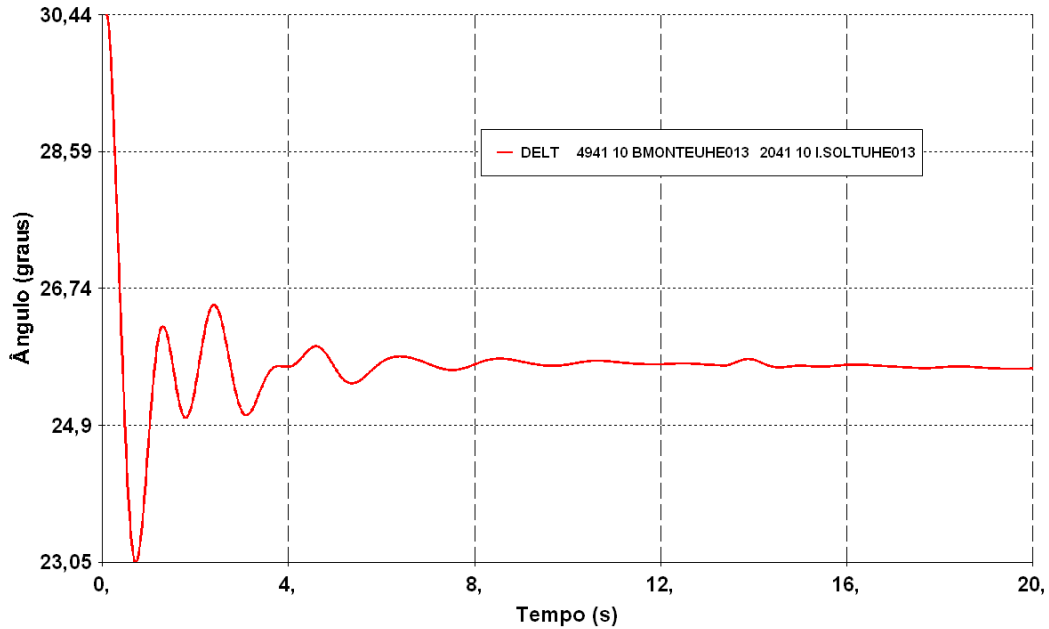


Figura 5-21 – Configuração 1 – Impacto pós-chaveamento

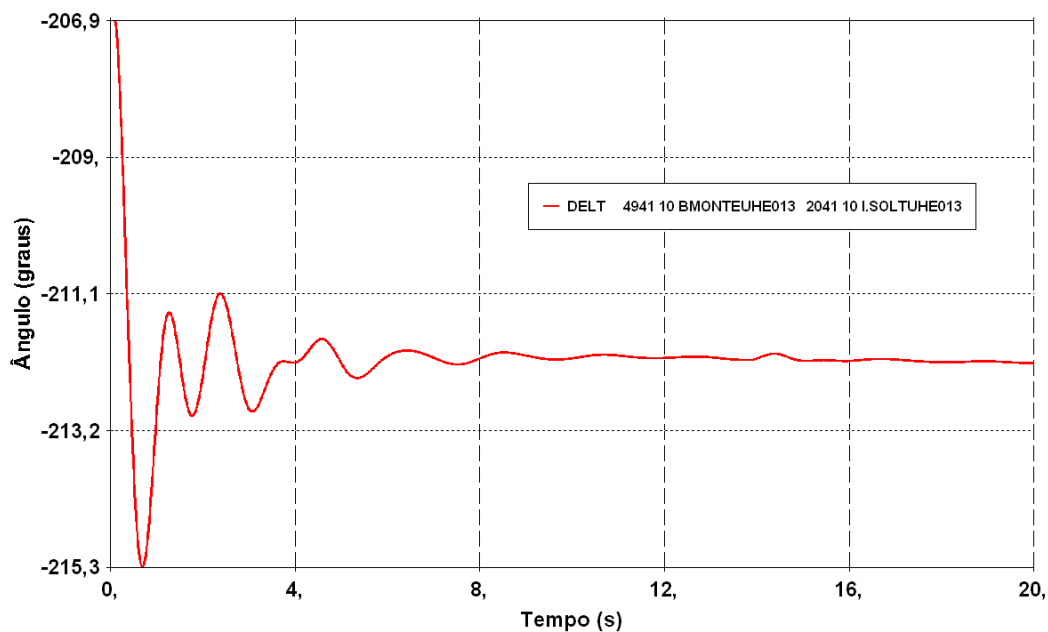


Figura 5-22 – Configuração 2 – Impacto pós-chaveamento

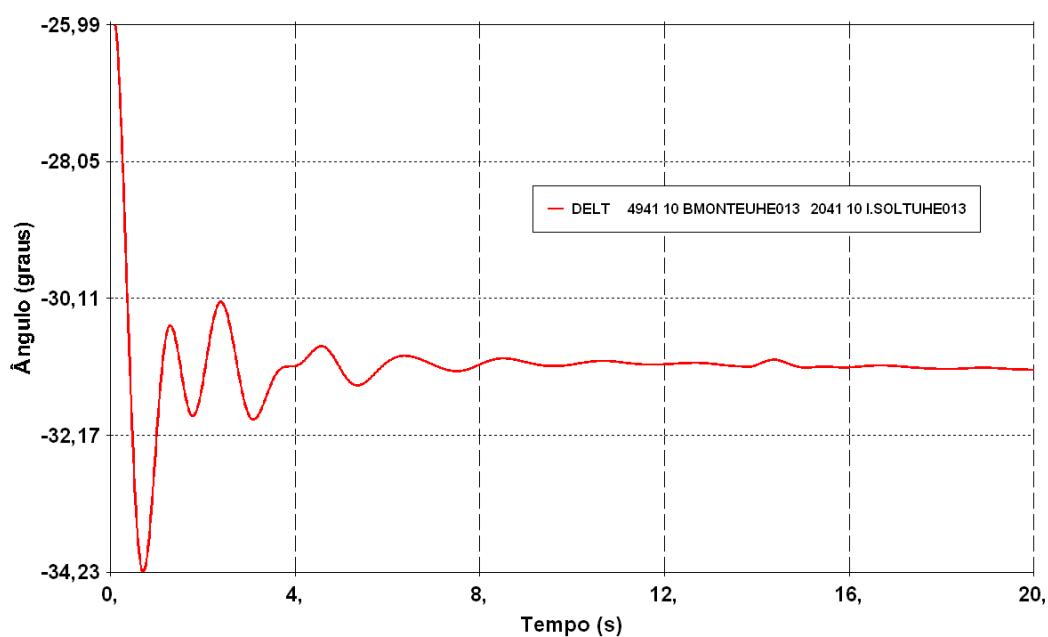


Figura 5-23 – Configuração 3 – Impacto pós-chaveamento

Em todas as configurações o comportamento dinâmico do sistema nos instantes pós-chaveamento foi estável.

A escolha da configuração mais adequada para a utilização dos transformadores defasadores deve considerar fatores como a factibilidade de fabricação do equipamento

e também as possíveis dificuldades de expansão da interligação entre subsistemas que são separados eletricamente por defasadores.

No que diz respeito à factibilidade construtiva, sabe-se, em princípio, que devido ao ineditismo envolvendo o uso de transformadores defasadores com tensão de operação superior a 500 kV e defasagem angular acima de 45°, poderá haver dificuldades relacionadas ao projeto ou mesmo um sobrecusto significativo para viabilizar tecnicamente a construção deste equipamento.

Para fins de análise, neste trabalho será considerada a possibilidade de fabricação destes transformadores defasadores especiais, independentemente dos impedimentos tecnológicos associados ao ineditismo deste equipamento.

Com relação à possível dificuldade de expansão da interligação entre subsistemas que são separados eletricamente por defasadores, as configurações 1 e 2 não são recomendadas pois o transformador defasador que separa o sistema de Xingu-Macapá-Manaus do restante do sistema Norte poderia impossibilitar a integração de novas linhas de transmissão entre esses sistemas sem a necessidade de um defasador adicional. Portanto, a configuração 3 é a mais vantajosa por viabilizar a expansão de linhas entre subsistemas sem a necessidade de defasadores adicionais, pois a compensação angular é feita diretamente na linha de meia onda, preservando as configurações originais do sistema.

Diante dessas considerações, a configuração 3 será a adotada para as próximas análises de regime permanente e transitórios eletromecânicos do sistema de transmissão em meia onda.

5.3 Regime permanente

Devido às especificidades relacionadas à operação de um sistema de transmissão em meia onda, são realizadas nesta seção algumas análises, em regime permanente, do comportamento do tronco no que diz respeito ao paralelismo, perdas elétricas e controle de fluxo de potência reativa.

5.3.1 Paralelismo

A operação de troncos de transmissão em meia onda em paralelo a outros troncos de transmissão em corrente alternada convencionais pode levar à distribuição não otimizada de fluxos, isto devido ao módulo da impedância equivalente ser bastante reduzido.

A Tabela 5-6 mostra o carregamento dos circuitos que compõem o tronco de transmissão em meia onda, para cada comprimento, e nos circuitos da interligação Norte-Sul existente no cenário 1 de geração (Norte exportador).

Tabela 5-6 – Carregamento dos circuitos para cada comprimento de linha

LT	FLUXO (MW)			CAPACIDADE NORMAL (MVA)	CARREGAMENTO (%)		
	MO (-)	MO Exata	MO (+)				
LT XINGU-ESTREITO - C1 (Terminal emissor)	3843,36	3706,59	3572,53	4846	79,3%	76,5%	73,7%
LT XINGU-ESTREITO - C2 (Terminal emissor)	3843,36	3706,59	3572,53	4846	79,3%	76,5%	73,7%
LT XINGU-ESTREITO - C3 (Terminal emissor)	3843,36	3706,59	3572,53	4846	79,3%	76,5%	73,7%
LT 500 kV MIRACEMA-GURUPI - C1 (Norte-Sul)	-30,11	81,52	196,04	1300	-0,6%	1,7%	4,0%
LT 500 kV MIRACEMA-GURUPI - C2 (Norte-Sul)	-30,84	83,31	200,45	1250	-0,6%	1,7%	4,1%
LT 500 kV MIRACEMA-GURUPI - C3 (Norte-Sul)	-30,12	84,35	201,62	1250	-0,6%	1,7%	4,2%

Observa-se que o carregamento dos circuitos do tronco de transmissão em meia onda é bastante superior ao da Norte-Sul existente, indicando uma distribuição não otimizada de fluxos no sistema. Este ponto de operação é indesejável, pois o elevado carregamento das linhas de transmissão em meia onda pode limitar a capacidade total de intercâmbio dos troncos, uma vez que a parcela correspondente à capacidade da Norte-Sul existente não seria totalmente explorada. Outro ponto a ser observado, é que o tronco de transmissão em meia onda (-) tende a ser ainda mais carregado devido ao seu comportamento elétrico equivalente ao de um capacitor série.

Ainda no cenário 1 (Norte exportador), com a emergência de um dos circuitos do tronco de transmissão em meia onda, a interligação Norte-Sul existente não é suficiente para evitar a sobrecarga nos circuitos em meia onda remanescentes, conforme é mostrado na Tabela 5-7.

Tabela 5-7 – Carregamento em emergência dos circuitos para cada comprimento de linha

LT	FLUXO (MW)			CAPACIDADE EMERGÊNCIA (MVA)	CARREGAMENTO (%)		
	MO (-)	MO Exata	MO (+)				
LT XINGU-ESTREITO - C1 (Terminal emissor)	5867,44	5538,94	5244,24	4846	121,1%	114,3%	108,2%
LT XINGU-ESTREITO - C2 (Terminal emissor)	5867,44	5538,94	5244,24	4846	121,1%	114,3%	108,2%
LT XINGU-ESTREITO - C3 (Terminal emissor)	0,00	0,00	0,00	4846	0,0%	0,0%	0,0%
LT 500 kV MIRACEMA-GURUPI - C1 (Norte-Sul)	-85,58	94,03	257,52	1900	-1,8%	1,9%	5,3%
LT 500 kV MIRACEMA-GURUPI - C2 (Norte-Sul)	-87,58	96,12	263,33	1875	-1,8%	2,0%	5,4%
LT 500 kV MIRACEMA-GURUPI - C3 (Norte-Sul)	-87,04	97,13	264,65	1875	-1,8%	2,0%	5,5%

De acordo com a Figura 5-24, durante a emergência de um dos circuitos do tronco de transmissão em meia onda, a tensão na região central das linhas remanescentes ultrapassa o limite de 800 kV, isto porque neste instante o carregamento é superior à potência característica. Como a linha em meia onda (-) é a que assume o maior carregamento, conseqüentemente, é a que apresenta a maior sobretensão na região central. Neste caso, para se evitar a sobretensão durante a emergência, o intercâmbio entre o Norte e Sudeste deveria ser reduzido em aproximadamente 2000 MW. Ressalta-se que os valores de tensão encontrados não levam em consideração o efeito corona e a disrupção da linha. Caso essas representações fossem incluídas na modelagem os valores encontrados seriam significativamente menores.

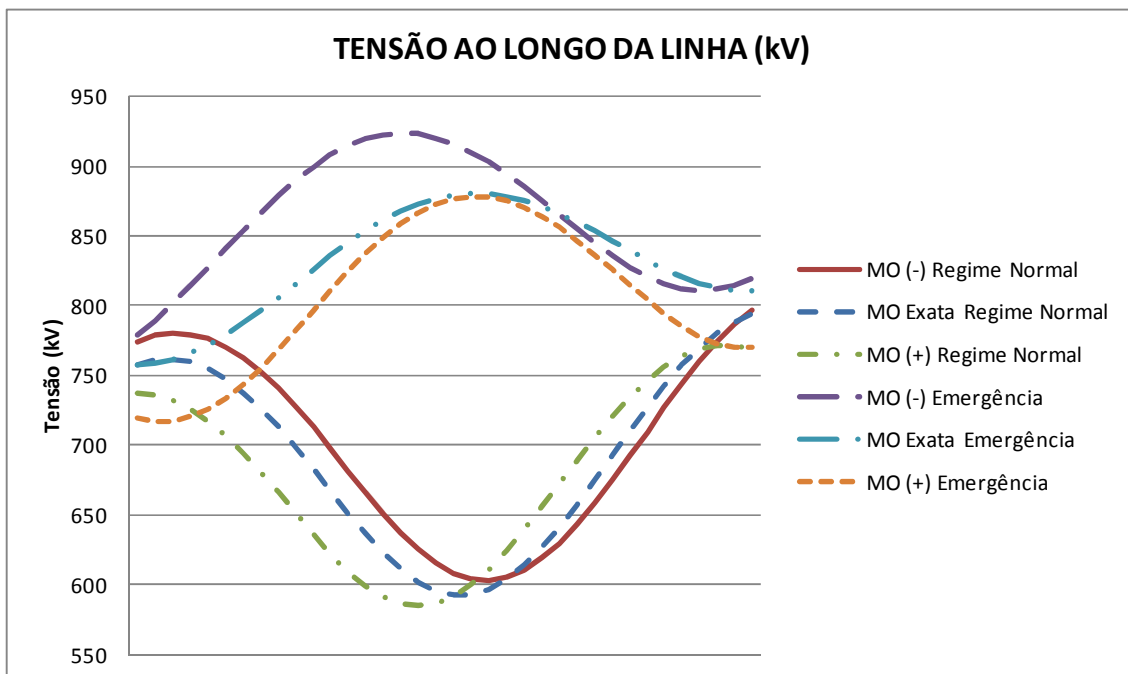


Figura 5-24 – Tensão ao longo da linha remanescente, em kV, antes e depois da emergência de um dos circuitos

Uma solução indicada para se evitar as possíveis sobretensões no meio da linha em situações de emergência, sem reduzir a capacidade de intercâmbio entre subsistemas, seria a utilização de transformadores defasadores, com variação de fase sob carga, que garantiriam o controle de fluxo e proporcionariam maior eficiência operativa para o sistema interligado.

O transformador defasador com variação de fase sob carga seria especificado para uma faixa de $180^\circ \pm \gamma$, onde γ corresponderia ao ângulo limite de defasagem. As faixas especificadas para os sistemas de transmissão em meia onda analisados neste trabalho são: $180^\circ \pm 45^\circ$ para meia onda (-), $180^\circ \pm 30^\circ$ para meia onda exata e $180^\circ \pm 20^\circ$ para meia onda (+).

A Tabela 5-8 mostra os resultados dos fluxos em condição normal e emergência considerando os defasadores operando nos limites, que são de: 135° para MO (-), 150° para MO Exata e 160° para MO (+).

Tabela 5-8– Carregamento dos circuitos com o controle de fluxo a partir dos transformadores defasadores

LT	FLUXO NORMAL (MW)			FLUXO EMERGÊNCIA (MW)			CAPACIDADE NORMAL (MVA)	CAPACIDADE EMERGÊNCIA (MVA)	CARREGAMENTO NORMAL(%)			CARREGAMENTO EMERGÊNCIA(%)		
	MO (-)	MO Exata	MO (+)	MO (-)	MO Exata	MO (+)			MO (-)	MO Exata	MO (+)	MO (-)	MO Exata	MO (+)
LT XI-EST-C1 (Emissor)	2960	3152	3216	4527	4697	4746	4846	4846	61,1%	65,0%	66,4%	93,4%	96,9%	97,9%
LT XI-EST-C2 (Emissor)	2960	3152	3216	4527	4697	4746	4846	4846	61,1%	65,0%	66,4%	93,4%	96,9%	97,9%
LT XI-EST-C3 (Emissor)	2960	3152	3216	0	0	0	4846	4846	61,1%	65,0%	66,4%	0,0%	0,0%	0,0%
LT MIR-GUR-C1 (Norte-Sul)	683	530	483	639	547	524	1300	1900	14,1%	10,9%	10,0%	13,2%	11,3%	10,8%
LT MIR-GUR-C1 (Norte-Sul)	699	542	494	653	560	536	1250	1875	14,4%	11,2%	10,2%	13,5%	11,5%	11,1%
LT MIR-GUR-C1 (Norte-Sul)	701	544	496	655	562	538	1250	1875	14,5%	11,2%	10,2%	13,5%	11,6%	11,1%

Com o uso dos defasadores variáveis foi possível controlar o fluxo de tal forma que, mesmo numa condição de emergência, não houve sobrecarga nos circuitos remanescentes. A Figura 5-25, apresenta o novo perfil de tensão ao longo das linhas de meia onda com os seus fluxos controlados.

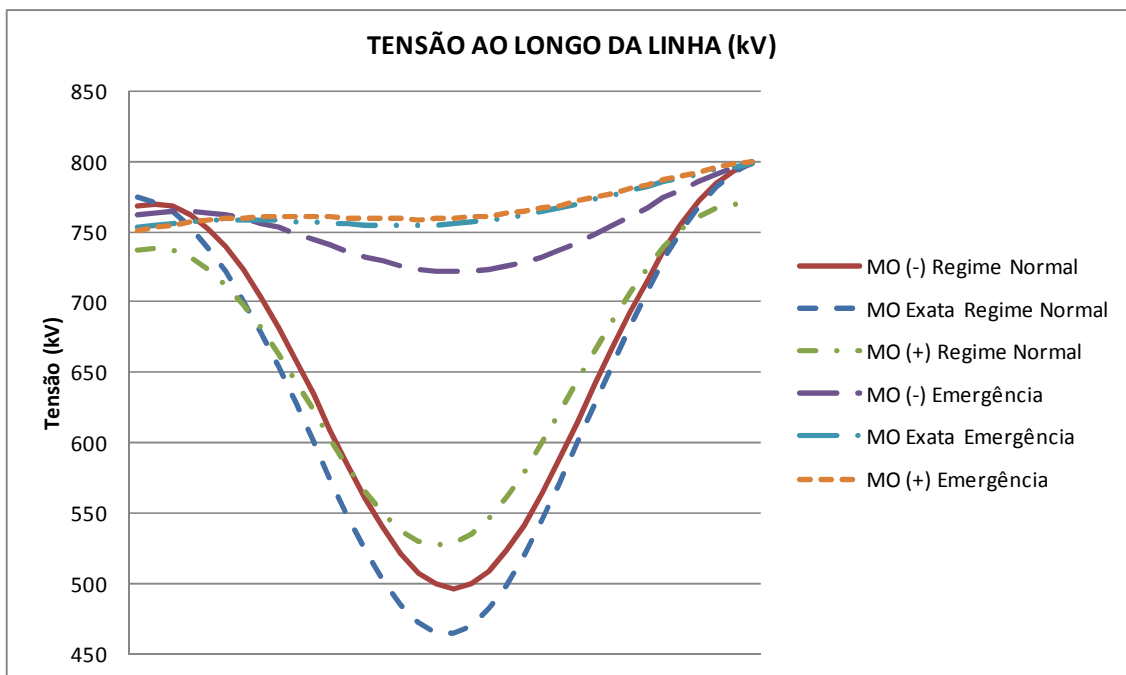


Figura 5-25 - Tensão (kV) ao longo da linha remanescente com fluxo controlado, antes e depois da emergência de um dos circuitos

Nota-se que, devido ao controle de fluxo, em nenhum dos casos houve violação do limite de tensão de operação da linha (800 kV).

Conclui-se que a utilização de transformadores defasadores com variação de fase sob carga é importante para garantir o controle de fluxo do tronco de transmissão em meia onda, que, devido às suas características elétricas, tende a transportar um fluxo maior do que os demais troncos que operam em paralelo, podendo levar a restrições na capacidade máxima de intercâmbio entre os subsistemas interligados por estes troncos.

5.3.2 Perdas elétricas

As perdas elétricas podem ser decisivas na escolha de uma alternativa de transmissão. O planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, por exemplo, adota como principal requisito para escolha de alternativa aquela que, além de apresentar um desempenho técnico satisfatório, seja a de mínimo custo global, que é definido por uma parcela referente aos investimentos em equipamentos e outra referente ao custo das perdas elétricas. No caso do sistema de transmissão em meia onda, a

parcela correspondente ao custo das perdas pode ser minimizada caso sejam tomadas algumas soluções técnicas para operar a linha com maior eficiência.

A eficiência do sistema de transmissão em meia onda depende basicamente do seu carregamento com relação a potencia característica, conforme resumido na Tabela 5-9.

Tabela 5-9 – Eficiência em relação ao carregamento

Carregamento	Eficiência
=Potência Característica (MW)	Máxima
<< Potência Característica (MW)	Muito inferior à máxima

A corrente ao longo de uma linha de meia onda não é uniforme, e sua variação é dependente do fluxo transportado pela linha, exceto na região central da linha que é praticamente independente do carregamento. Assim, as perdas nesta parte são quase constantes para todas as condições de carregamento. Com um carregamento igual à potência característica, a corrente pode ser considerada constante ao longo da linha e, conseqüentemente, as perdas serão uniformes. Para cargas superiores à potência característica, a corrente nos terminais da linha é superior em comparação com a corrente na parte central, neste caso a perda será maior nas extremidades. As equações a seguir demonstram tal comportamento.

A corrente ao longo da linha é dada por:

$$i_x = \frac{v_r}{Z_c} \sinh \gamma x + i_r \cosh \gamma x \quad (5-3)$$

Fazendo aproximação para linha sem perdas, $\gamma = j\beta$, logo:

$$i_x = \frac{v_r}{Z_c} \sinh j\beta x + i_r \cosh j\beta x \quad (5-4)$$

No meio da linha, $\cosh(j\beta x) = 0$ e $\sinh(j\beta x) = 1$, portanto a corrente no meio da linha será:

$$i_{(\lambda/4)} = \frac{v_r}{Z_c}, \quad (5-5)$$

como Z_c é constante, a corrente na região central da linha depende basicamente de sua tensão terminal. A Figura 5-26 apresenta a variação da corrente, em pu, ao longo de uma linha de transmissão em meia onda (+) para diversas condições de carregamento, com tensão terminal fixada em 1,0 pu.

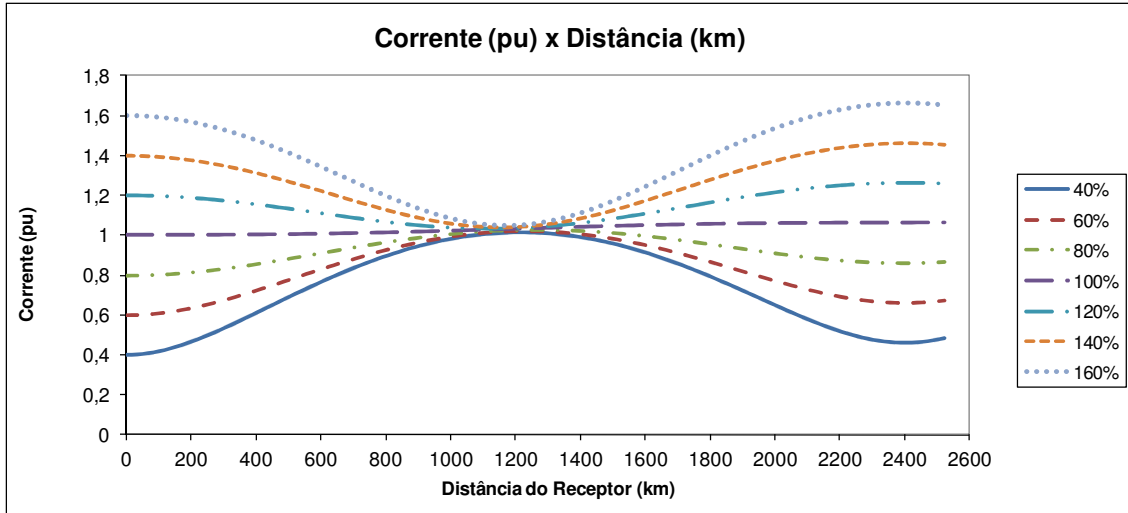


Figura 5-26 – Corrente ao longo da linha em meia onda (+) para diversas condições de carregamento

Nota-se que o valor de corrente no meio da linha é próximo a 1,0 pu em qualquer condição de carregamento.

A minimização da corrente na região central da linha só é possível com a redução da tensão terminal. Como a potência característica da linha varia com o quadrado da tensão de operação, é possível atingir um perfil de corrente constante ao longo da linha apenas com o controle da tensão terminal. Para isso, basta reduzir a potência característica da linha para um valor igual ou próximo à potência transportada naquele instante. A tensão terminal necessária para a linha operar com a máxima eficiência é dada por:

$$P_c = P_t \quad (5-6)$$

como $P_c = \frac{v_r^2}{Z_c}$ e $P_t = k \cdot \frac{v_{nominal}^2}{Z_c}$, logo:

$$\frac{v_r^2}{Z_c} = k \cdot \frac{v_{nominal}^2}{Z_c} \quad (5-7)$$

isolando v_r na equação (5-7), fica:

$$v_r = \sqrt{k} \cdot v_{nominal} \quad (5-8)$$

onde k é o fator correspondente à relação entre a potência transmitida e a potência característica (carregamento). Logo a tensão terminal para a máxima eficiência é dado por:

$$v_r = \sqrt{\frac{P_t}{P_c}} \cdot v_{nominal} \quad (5-9)$$

sendo:

v_r , tensão no terminal receptor da linha

P_t , fluxo de potência ativa transferida pela linha (MW)

P_c , potência característica da linha (MW)

$v_{nominal}$, tensão nominal de operação da linha

A eficiência de uma linha em meia onda em função do carregamento e de suas tensões terminais é traçada na Figura 5-27. Pode ser visto a partir das curvas que a eficiência em cargas leves ($P_t/P_c < 0,5$) é muito baixa, isto devido às perdas serem elevadas na região central da linha. A eficiência da linha analisada atinge o seu valor máximo, aproximadamente 89%, quando a potência transportada é igual à potência característica no terminal receptor. Vale ressaltar que devido ao fato do circuito operar com potência nominal na saída, o mesmo opera acima da condição nominal, a potência de entrada será acima da potência característica. Estudos futuros devem contemplar a análise da potência entregue pelo circuito quando a potência de entrada corresponde à nominal.

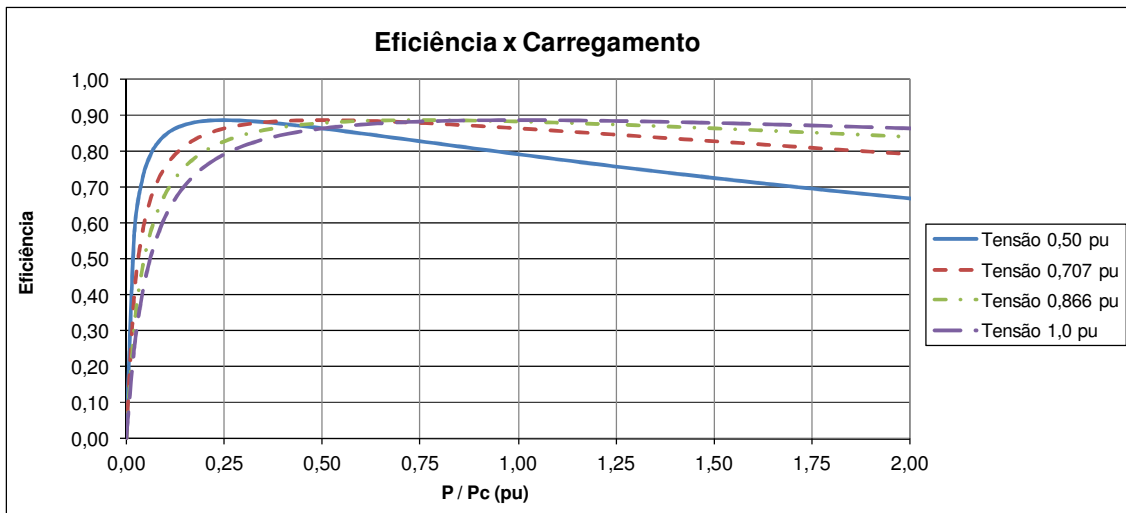


Figura 5-27 – Curva de eficiência em função do carregamento e tensão terminal

Conforme anteriormente mencionado, a máxima eficiência é atingida quando o carregamento da linha é igual à potência característica, portanto, pode-se buscar a minimização das perdas com a implantação de um sistema de controle automático de tensão que reduza a potência característica da linha nas situações de baixo carregamento. Assim, para uma redução significativa das perdas, os equipamentos controladores de tensão, sejam LTC's ou reguladores série, ligados aos terminais da linha deverão trabalhar, ao menos, na faixa de 0,5 a 1,0 pu de tensão. Isso possibilitaria operar a linha na condição de máxima eficiência para carregamentos entre 25% e 100% da potência característica.

Um detalhe a ser cuidadosamente estudado, é que a operação da linha com a variação automática da potência característica para valores iguais ou muito próximos ao carregamento não é recomendável em sistemas interligados. Isto se deve ao risco de ocorrência de súbito aumento do fluxo no(s) circuito(s) remanescente(s) na emergência de um dos circuitos em paralelo e violação do limite de carregamento imposto pela potência característica ajustada para o fluxo antes da emergência.

Para isso, torna-se necessário que o sistema de controle de tensão atue no sentido de aumentar a potência característica da(s) linha(s) remanescente(s), no entanto, ressalta-se que o tempo de resposta associado a um LTC ou regulador série é da ordem de alguns segundos, podendo ser insuficiente para evitar as sobretensões associadas aos carregamentos superiores à potência característica.

Portanto, para se operar um tronco de transmissão em meia onda dentro de uma margem de segurança, a tensão terminal deverá ser ajustada de forma que se evite a ocorrência de sobretensão no meio da(s) linha(s) remanescente(s) mesmo após a emergência de um dos circuitos. A tensão terminal para operação dentro da margem de segurança é definida a partir das equações a seguir, cujas aproximações são baseadas no comportamento de uma linha ideal (sem perdas).

$$P_{emergência} = \left(\frac{N}{N-1}\right) \cdot P_{normal} \quad (5-10)$$

onde N é o número de circuitos em paralelo no tronco de transmissão em meia onda. Numa linha sem perdas, a relação entre a tensão no meio da linha e a tensão terminal é exatamente igual ao carregamento da linha com relação à sua potência característica:

$$\frac{v_{(\lambda/4)}}{v_{(0)}} = \frac{P_t}{P_{c(0)}} \quad (5-11)$$

isolando P_t :

$$P_t = \frac{v_{(\lambda/4)}}{v_{(0)}} \cdot P_{c(0)} \quad (5-12)$$

como $P_{c(0)}$ varia com a tensão terminal $v_{(0)}$, a potência característica corrigida pela tensão é dada por

$$P_{c(0)} = P_c \cdot \left(\frac{v_{(0)}}{v_{nominal}}\right)^2 \quad (5-13)$$

substituindo (5-13) em (5-12), tem-se:

$$P_t = P_c \cdot \left(\frac{v_{(0)}}{v_{nominal}}\right)^2 \cdot \frac{v_{(\lambda/4)}}{v_{(0)}} \quad (5-14)$$

simplificando:

$$P_t = P_c \cdot \left(\frac{v_{(\lambda/4)}}{v_{nominal}^2}\right) \cdot v_{(0)} \quad (5-15)$$

Após a emergência de um dos circuitos, tem-se $P_t = P_{emergência}$, logo:

$$P_{emerg\tilde{e}ncia} = P_c \cdot \left(\frac{v_{(\lambda/4)}}{v_{nominal}^2} \right) \cdot v_{(0)} \quad (5-16)$$

Para que não ocorra sobretensão quando $P_t = P_{emerg\tilde{e}ncia}$, a tensão no meio da linha deverá assumir um valor máximo igual  tensão limite ($v_{(\lambda/4)} = v_{limite}$), portanto, ao substituir (5-16) em (5-10), tem-se:

$$P_c \cdot \left(\frac{v_{limite}}{v_{nominal}^2} \right) \cdot v_{(0)} = \left(\frac{N}{N-1} \right) \cdot P_{normal} \quad (5-17)$$

fazendo $\frac{P_{normal}}{P_c} = k$, se obtm a equao que define o ajuste da tensão terminal ($v_{(0)}$) para operar dentro da margem de segurança:

$$v_{(0)} = \left(\frac{v_{nominal}^2}{v_{limite}} \right) \left(\frac{N}{N-1} \right) \cdot k \quad (5-18)$$

Uma vez definida a tensão terminal a partir da equao (5-16),  possível calcular o máximo carregamento com o qual a linha pode simultaneamente operar com a máxima eficiência e atender  margem de segurança.

Como o aumento da potência transportada após a emergência de um dos circuitos não deve ser maior do que o fator limitador de sobretensão tem-se:

$$\left(\frac{v_{limite}}{v_{(0)}} \right) \cdot P_t \geq \left(\frac{N}{N-1} \right) \cdot P_t \quad (5-19)$$

substituindo a equao (5-18) em (5-19) e isolando k , tem-se:

$$k \leq \left(\frac{v_{limite}}{v_{nominal}} \right)^2 \cdot \left(\frac{N}{N-1} \right)^2 \quad (5-20)$$

Logo, enquanto o carregamento (k) satisfizer a inequao (5-20), a tensão terminal da linha poderá ser ajustada para o valor que proporciona a máxima eficiência ($P_c=P_t$) sem o risco de violao da tensão no meio da linha após a emergência de um dos circuitos. Se o carregamento (k) não satisfizer a inequao, o ajuste da tensão terminal da linha deve ser realizado de acordo com a equao (5-18).

No caso de uma linha real (com perdas), para garantir a margem de segurança, o ajuste da tensão terminal para minimizao de perdas deverá ser, ao menos, 7,5%

superior ao definido pela equação (5-18), cujas aproximações foram baseadas no comportamento de uma linha ideal (sem perdas).

A Figura 5-28, a Figura 5-29, a Figura 5-30, a Figura 5-31 e Tabela 5-10 mostram os resultados dos fluxos e tensões para um tronco de transmissão em meia onda (+), composto por três circuitos em paralelo, inserido no sistema interligado entre as barras de Xingu-500 kV e Estreito-500 kV. As simulações foram realizadas para os carregamentos em regime normal e emergência, com bloqueio da variação automática de *tap* dos transformadores, considerando as seguintes condições de operação:

- Tensão terminal definida para máxima eficiência ($P_c=P_t$); e
- Tensão terminal definida para operação dentro da margem de segurança de uma linha real, onde $v_{(0)} = 1,075 \cdot \left(\frac{v_{nominal}^2}{v_{limite}}\right) \left(\frac{N}{N-1}\right) \cdot k$.

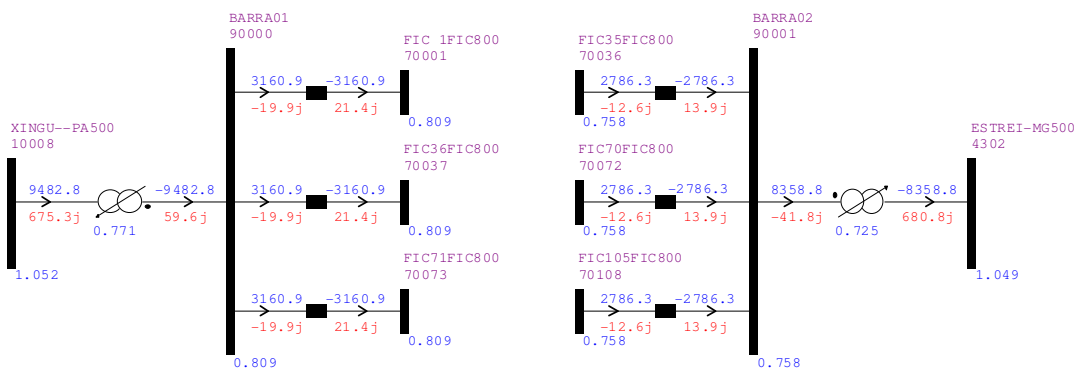


Figura 5-28 – Fluxos e tensões, em regime normal, com operação em máxima eficiência

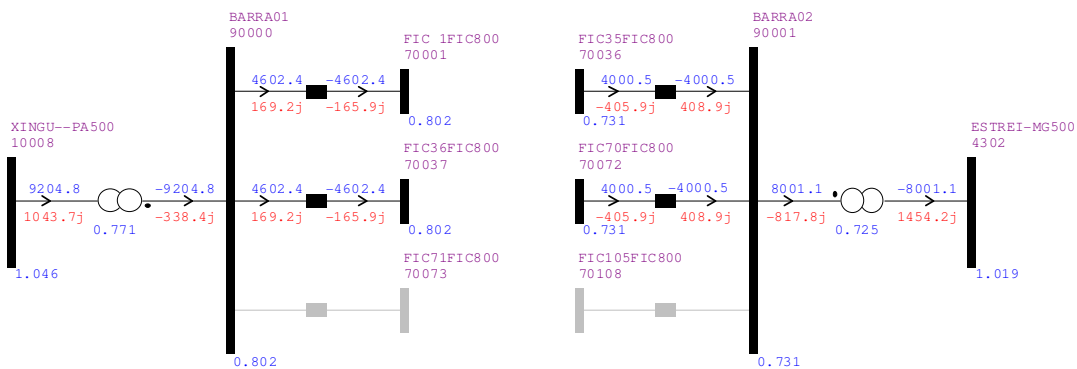


Figura 5-29 – Fluxos e tensões, após emergência, com operação em máxima eficiência

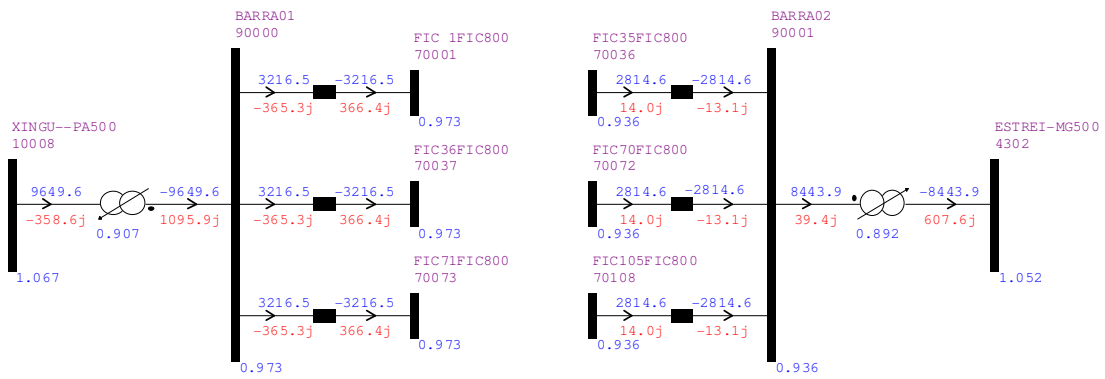


Figura 5-30 – Fluxos e tensões, em regime normal, com operação dentro da margem de segurança

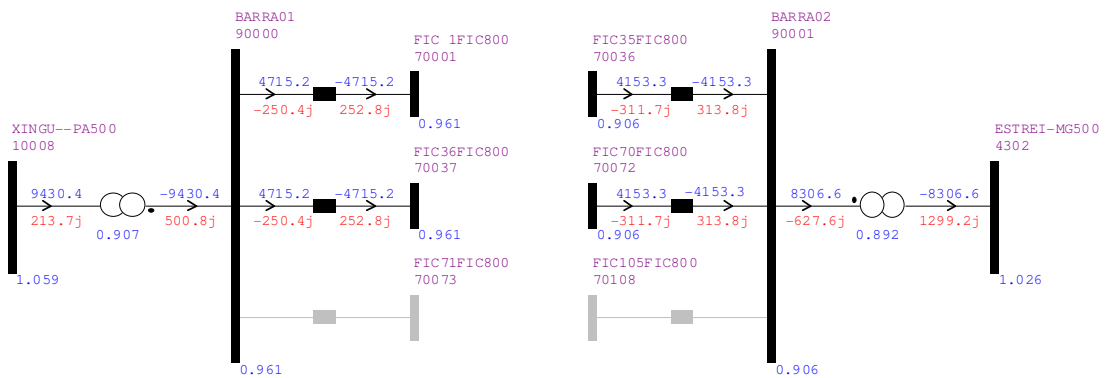


Figura 5-31 – Fluxos e tensões, após emergência, com operação dentro da margem de segurança

Tabela 5-10 – Fluxos e tensões em regime normal e emergência nas condições operativas de máxima eficiência e com margem de segurança

Regime/Condição operativa	Fluxo saindo Terminal Emissor (MW)	Fluxo chegando Terminal Receptor (MW)	Fluxo Terminal Emissor (Mvar)	Fluxo Terminal Receptor (Mvar)	Tensão (pu) Terminal Emissor	Tensão (pu) Terminal Receptor
Regime normal - Sem margem de segurança	3160,9	2786,3	-19,9	13,9	0,809	0,758
Emergência - Sem margem de segurança	4602,4	4000,5	169,2	408,9	0,802	0,731
Regime normal - Com margem de segurança	3216,5	2814,6	-365,3	-13,1	0,973	0,936
Emergência - Com margem de segurança	4715,2	4153,3	-250,4	313,8	0,961	0,906

A Figura 5-32 mostra o perfil de tensão ao longo de um dos circuitos do tronco, em regime normal e emergência, operando com e sem margem de segurança.

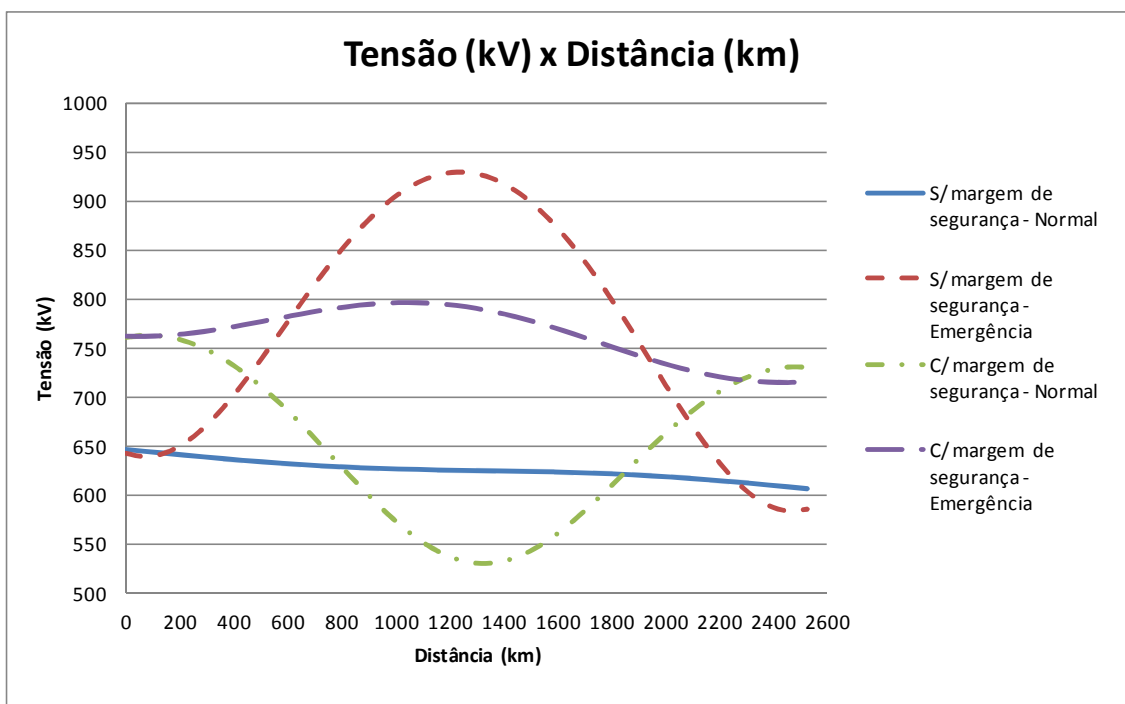


Figura 5-32 – Perfil de tensão ao longo de um dos circuitos em meia onda (+), operando com e sem margem de segurança.

Observa-se que, após a emergência de um dos circuitos, houve a violação do limite de tensão (800 kV) na região central da linha cuja tensão terminal estava definida para operar com a máxima eficiência (sem margem de segurança). Neste caso, dado que em regime normal cada um dos três circuitos assumiu um carregamento de 57,5% da potência característica, a operação com máxima eficiência não atendeu ao N-1 sem que ocorresse violação do limite de tensão. A Tabela 5-11 apresenta os valores das perdas totais no tronco de transmissão em meia onda simulado, em MW, nas duas condições de operação.

Tabela 5-11 – Perdas no tronco de transmissão em meia onda (MW)

Condição operativa	Perdas no tronco (MW)
Máxima eficiência	1124,0
Com margem de segurança	1187,2
Aumento das perdas (%)	5,6%

Neste cenário, para se operar o tronco com atendimento ao critério N-1, houve um aumento de 5,6% nas perdas elétricas totais do tronco utilizado no exemplo.

Portanto, para uma linha real (com perdas), o máximo carregamento em regime normal que possibilita operar um tronco de transmissão em meia onda na condição de máxima eficiência sem que a margem de segurança seja violada, é calculado por:

$$k \leq \left(\frac{1}{1,075}\right) \left(\frac{v_{limite}}{v_{nominal}}\right)^2 \cdot \left(\frac{N}{N-1}\right)^2 \quad (5-21)$$

Em uma configuração de um tronco com três circuitos em paralelo, onde, por exemplo, a tensão limite é igual à tensão nominal, o máximo carregamento será dado por:

$$k \leq \frac{1}{1,075} \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 \left(\frac{3-1}{3}\right)^2 \quad (5-22)$$

$$k \leq 0,4134 \quad (5-23)$$

Neste exemplo, pode-se afirmar que é possível conciliar a máxima eficiência com o atendimento ao critério N-1 para quaisquer carregamentos, em regime normal, iguais ou inferiores a 41,34% da potência característica. A Figura 5-33, mostra resultado do perfil de tensão para o tronco de transmissão em meia onda (+) anteriormente analisado, agora com os carregamentos de 30%, 41,34% e 45% da potência característica, antes e depois da emergência de um dos circuitos, operando com a tensão ajustada para máxima eficiência de cada um dos carregamentos.

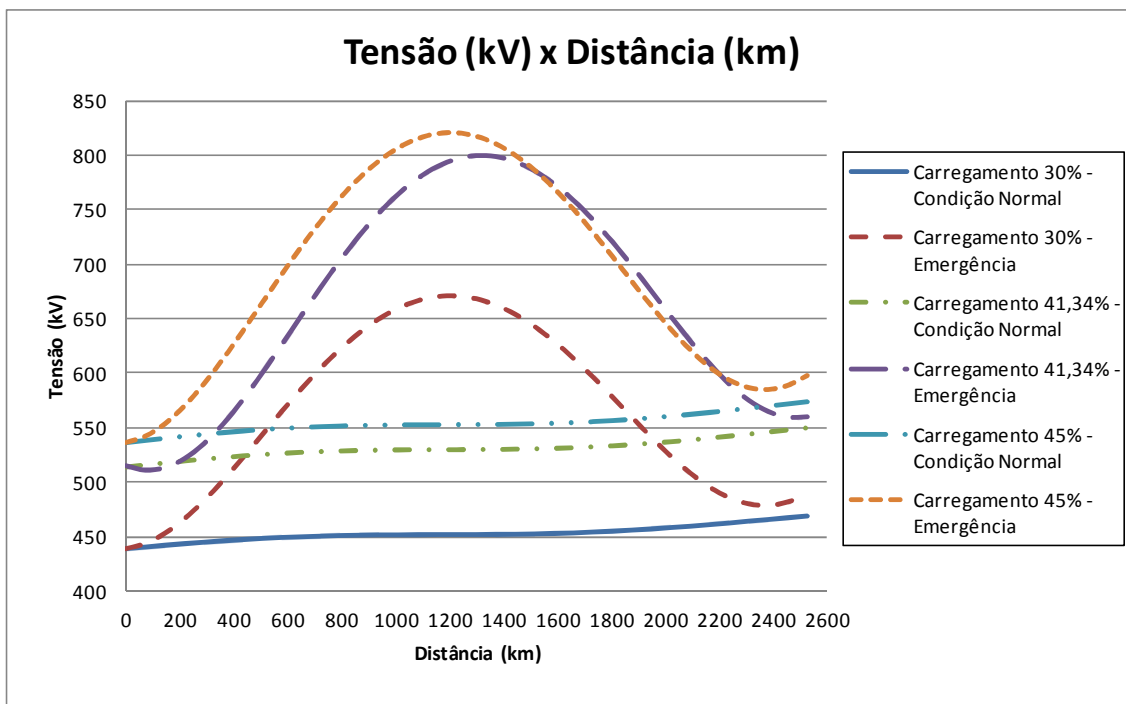


Figura 5-33 – Perfil de tensão ao longo de um dos circuitos em meia onda (+), operando na condição de máxima eficiência.

Nota-se que após a emergência de um dos circuitos, não houve violação de tensão no meio da linha nos carregamentos de 30% e 41,34%. Com relação ao carregamento de 45%, houve sobretensão no meio da linha, comprovando que em quaisquer carregamentos superiores a 41,34%, o critério de N-1 não será atendido caso o tronco esteja operando na condição de máxima eficiência.

Ressalta-se que, mesmo considerando a utilização dos recursos para minimização de perdas no modo ideal, as perdas num tronco de transmissão em meia onda tendem a assumir valores superiores aos de um tronco de transmissão em corrente contínua de igual capacidade.

5.3.3 Controle de fluxo de potência reativa

A linha de transmissão em meia onda, apesar de praticamente não gerar ou absorver potência reativa, quando utilizada para interligar dois subsistemas distintos estará sujeita a transferência de potência reativa de um subsistema para o outro.

A circulação de fluxo de potência reativa na linha acarreta no deslocamento da região onde há a ocorrência da máxima tensão, sendo definido de acordo com o sentido

deste fluxo. Além disto, a circulação de potência reativa potencializa o efeito da sobretensão para carregamentos superiores à potência característica.

Desta forma, faz-se necessário que medidas de controle sejam tomadas para evitar tal condição de operação. Os controles mais adequados seriam a partir do uso de transformadores com LTCs ou reguladores série de tensão em ambas as extremidades da linha.

A circulação de potência reativa na linha de transmissão em meia onda está diretamente associada com a relação entre os módulos de suas tensões terminais. Quando a linha de meia onda está operando com a máxima eficiência ($P_c=P_t$) e sem circulação de potência reativa, a diferença entre a tensão do terminal emissor e a do terminal receptor é dada principalmente pela queda de tensão na componente resistiva da linha. Para fins de simplificação nas análises, a relação entre as tensões terminais para o ponto de operação em que não há transporte de potência reativa será definida como um fator (η):

$$\eta = \frac{v_{emissor}}{v_{receptor}} \quad (5-24)$$

para uma linha real, o fator η pode ser calculado da seguinte forma:

$$\eta = \frac{v_{emissor}}{v_{receptor}} = \frac{v_{receptor} \cosh \gamma x_t + Z_c i_{receptor} \sinh \gamma x_t}{v_{receptor}} \quad (5-25)$$

onde x_t é o comprimento total da linha em quilômetros (km). Simplificando:

$$\eta = \cosh \gamma x_t + \left(\frac{Z_c i_{receptor}}{v_{receptor}} \right) \sinh \gamma x_t \quad (5-26)$$

como $i_{receptor} = \frac{v_{receptor}}{Z_{carga}}$, tem-se:

$$\eta = \cosh \gamma x_t + \left(\frac{Z_c}{Z_{carga}} \right) \sinh \gamma x_t \quad (5-27)$$

considerando que Z_c é predominantemente resistiva e Z_{carga} deve ser puramente resistiva para não haver transporte de potência reativa, tem-se:

$$Z_c = \frac{v_{receptor}^2}{P_{c(0)}} \quad (5-28)$$

$$Z_{carga} = \frac{v_{receptor}^2}{P_t} \quad (5-29)$$

substituindo (5-28) e (5-29) em (5-27):

$$\eta = \cosh \gamma x_t + \left(\frac{P_t}{P_{c(0)}} \right) \sinh \gamma x_t \quad (5-30)$$

onde $P_{c(0)}$ é potência característica, em (MW), corrigida pela tensão de operação, que é dada por:

$$P_{c(0)} = P_c \cdot \left(\frac{v_{receptor}}{v_{nominal}} \right)^2 \quad (5-31)$$

logo, a equação final para a definição de η é:

$$\eta = \cosh \gamma x_t + \left(\frac{P_t}{P_c} \right) \cdot \left(\frac{v_{nominal}}{v_{receptor}} \right)^2 \sinh \gamma x_t \quad (5-32)$$

Portanto, para se evitar o transporte de potência reativa pela linha de transmissão em meia onda a cada variação de carregamento, a tensão no terminal emissor deverá ser ajustada para:

$$v_{emissor} = \eta \cdot v_{receptor} \quad (5-33)$$

Numa linha ideal (sem perdas), de comprimento igual a meio comprimento de onda, o fator η será unitário, ou seja, independentemente do carregamento, as tensões terminais serão sempre iguais em módulo.

No caso das linhas de transmissão em meia onda (+), quando a relação entre as tensões terminais for superior ao fator η , haverá o transporte de fluxo de potência reativa no sentido do terminal emissor para o receptor, e quanto maior for a relação das tensões terminais, maior será o fluxo. Para as linhas de transmissão em meia onda (-), o comportamento é inverso ao de meia onda (+). A Tabela 5-12 apresenta o sentido do fluxo de potência reativa das linhas em meia onda (-) e (+) em função da relação entre as tensões terminais.

Tabela 5-12 – Sentido do fluxo de potência reativa em função da relação entre as tensões terminais

Relação entre as tensões terminais	Sentido do fluxo de potência reativa	
	MO (-)	MO (+)
$> \eta$	Receptor → Emissor	Emissor → Receptor
$= \eta$	Nulo	Nulo
$< \eta$	Emissor → Receptor	Receptor → Emissor

As figuras e a Tabela 5-13 a seguir mostram os resultados das simulações para os troncos de transmissão em meia onda (+) e (-), para os pontos de operação onde:

$$\frac{v_{emissor}}{v_{receptor}} = \eta, \frac{v_{emissor}}{v_{receptor}} > \eta \text{ e } \frac{v_{emissor}}{v_{receptor}} < \eta.$$

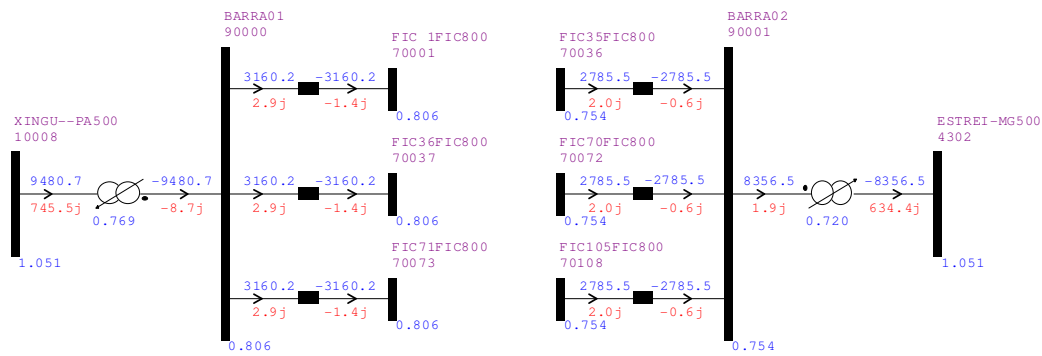


Figura 5-34 – MO (+) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor igual a η

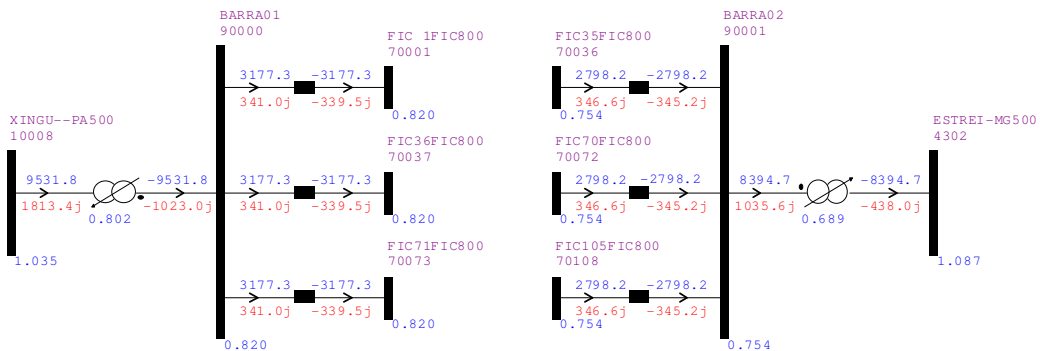


Figura 5-35 – MO (+) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor maior que η

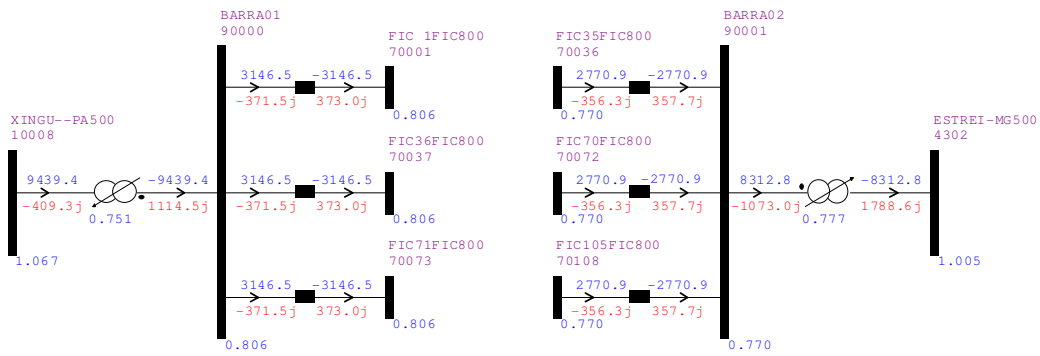


Figura 5-36 – MO (+) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor menor que η

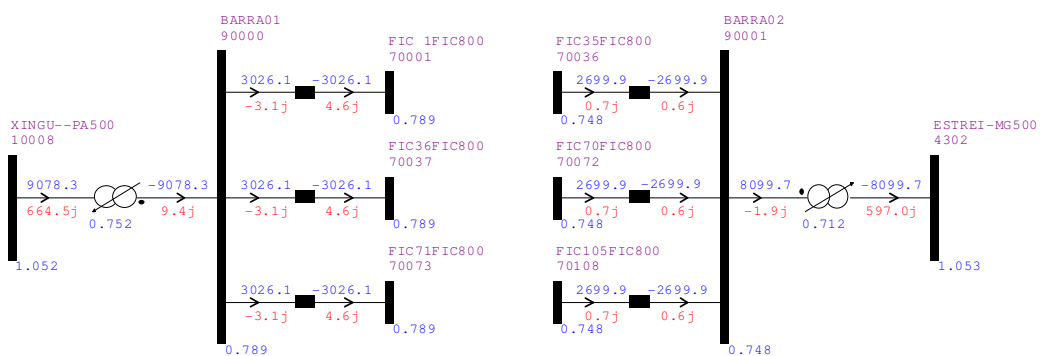


Figura 5-37 – MO (-) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor igual a η

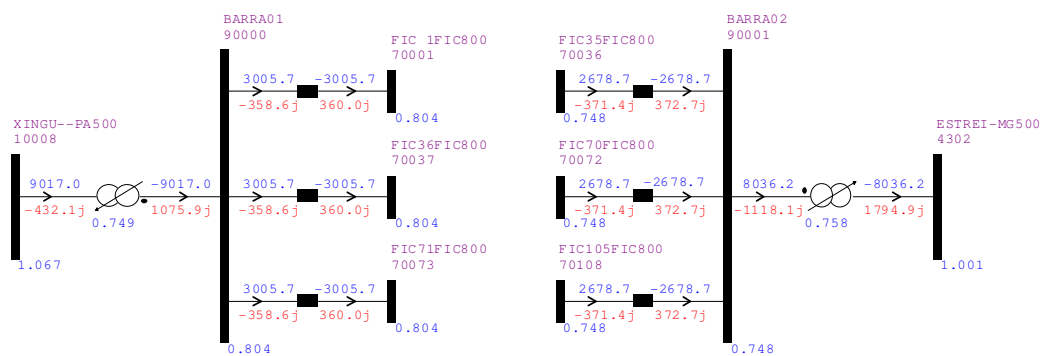


Figura 5-38 – MO (-) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor maior que η

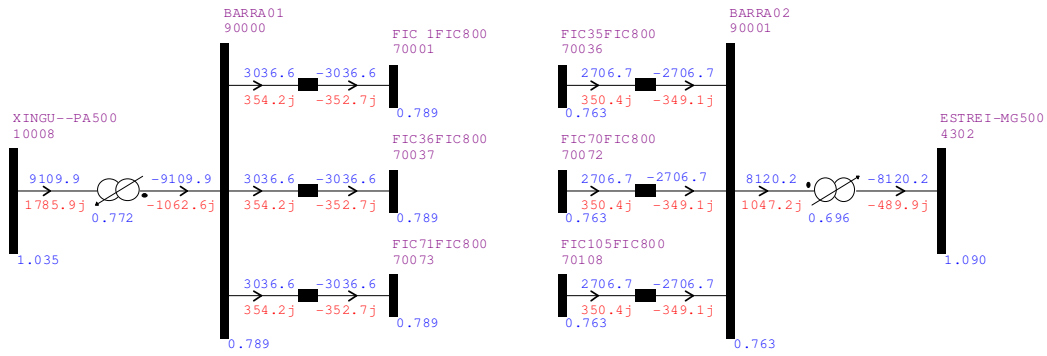


Figura 5-39 – MO (-) para relação entre tensões no terminal emissor e receptor menor que η

Tabela 5-13 – Fluxos em função da relação entre as tensões terminais: MO (+) e MO (-)

Linha/Relação entre as tensões terminais	Fluxo saindo Terminal Emissor (MW)	Fluxo chegando Terminal Receptor (MW)	Fluxo Terminal Emissor (Mvar)	Fluxo Terminal Receptor (Mvar)	Tensão (pu) Terminal Emissor	Tensão (pu) Terminal Receptor
MO (+) / = η	3160,2	2785,5	2,9	-0,6	0,806	0,754
MO (+) / > η	3177,3	2798,2	341	-345,2	0,820	0,754
MO (+) / < η	3146,5	2770,9	-371,5	357,7	0,806	0,770
MO (-) / = η	3026,1	2699,9	-3,1	0,6	0,789	0,748
MO (-) / > η	3005,7	2678,7	-358,6	372,7	0,804	0,748
MO (-) / < η	3036,6	2706,7	354,2	-349,1	0,789	0,763

Pelos resultados das simulações, é possível constatar que o transporte de potência reativa associado à relação entre as tensões terminais possui comportamento inverso entre os sistemas de transmissão em meia onda (+) e (-).

Com relação às linhas de transmissão em meia onda exata, por ser caracterizada como um ponto de singularidade, o controle do fluxo de potência reativa é bastante complexo, dado que pequenas variações na relação entre as tensões terminais podem acarretar em grandes variações na potência reativa transportada pela linha.

Os resultados das simulações envolvendo o sistema de transmissão em meia onda exata são mostrados na Figura 5-40, na Figura 5-41, na Figura 5-42 e na Tabela 5-14.

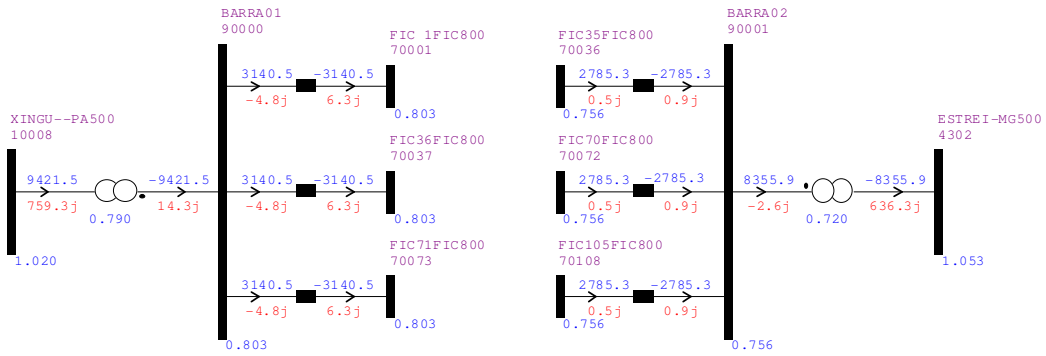


Figura 5-40 – MO exata para relação entre tensões no terminal emissor e receptor igual a η

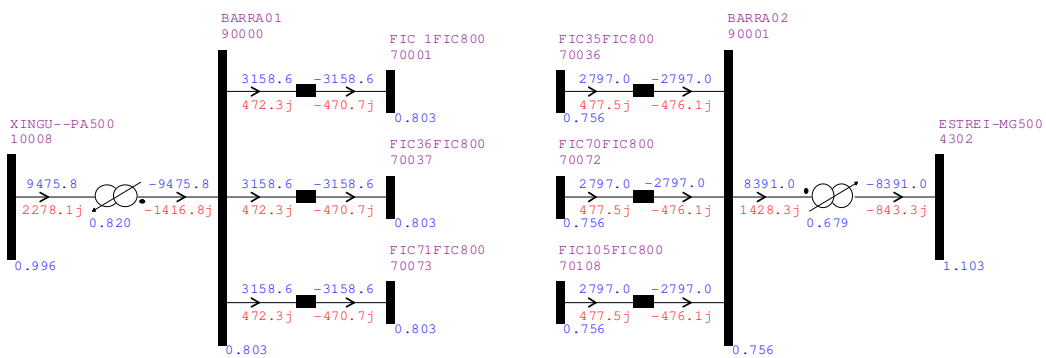


Figura 5-41 – MO exata para relação entre tensões no terminal emissor e receptor pouco maior que η

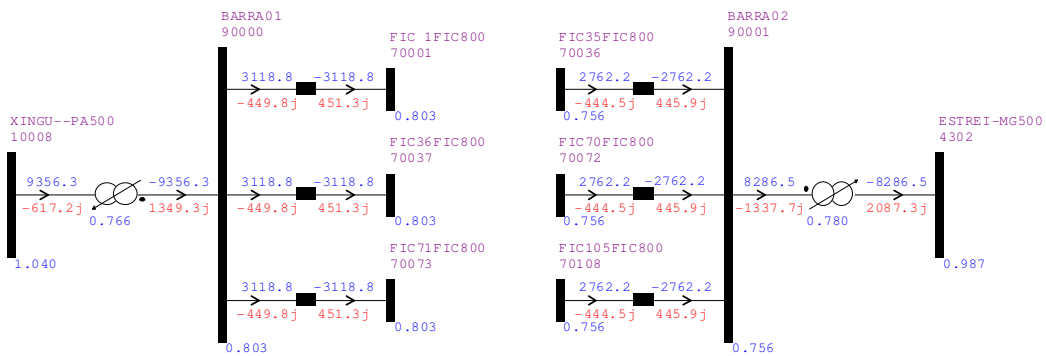


Figura 5-42 – MO exata para relação entre tensões no terminal emissor e receptor pouco menor que η

Tabela 5-14 – Fluxos em função da relação entre as tensões terminais: MO Exata

Linha/Relação entre as tensões terminais	Fluxo saindo Terminal Emissor (MW)	Fluxo chegando Terminal Receptor (MW)	Fluxo Terminal Emissor (Mvar)	Fluxo Terminal Receptor (Mvar)	Tensão (pu) Terminal Emissor	Tensão (pu) Terminal Receptor
MO Exata / = η	3140,5	2785,3	-4,8	0,9	0,8030	0,7560
MO Exata / > η	3158,6	2797,0	472,3	-476,1	0,8030	0,7555
MO Exata / < η	3118,8	2762,2	-449,8	445,9	0,8030	0,7564

Nota-se pela Figura 5-40, pela Figura 5-41 e pela Figura 5-42 que no sistema de transmissão em meia onda exata, o transporte de potência reativa é bastante sensível à relação entre as tensões terminais, pois pequenas variações no *tap* dos transformadores ligados aos terminais provocaram significativa variação no fluxo de potência reativa transportada pela linha. Nota-se, ainda, que as tensões terminais praticamente não se alteraram, porém, as barras de Xingu e Estreito, que são pertencentes ao SIN, sofreram grande impacto devido às variações de *tap*.

Este comportamento pode impor sérias restrições operativas na integração do sistema de transmissão em meia onda exata ao sistema interligado. Diante deste fato, pode-se afirmar que não é recomendável a utilização do sistema de transmissão em meia onda exata dentro de um sistema interligado.

Com relação aos sistemas de transmissão em meia onda (+) e (-), semelhantemente ao que foi analisado no item 5.3.2, caso seja um tronco composto por mais de um circuito em paralelo, alguns cuidados devem ser tomados nos ajustes das tensões terminais para que, após a emergência de um destes circuitos, não ocorra violação dos limites de tensão e/ou carregamento dos equipamentos ligados nas proximidades do tronco devido ao aumento abrupto do fluxo de potência reativa.

Para demonstrar a possibilidade de ocorrência deste problema, foi realizada simulação com a emergência de um dos circuitos que compõe um tronco de transmissão em meia onda (+), por exemplo, considerando as seguintes condições de operação em regime normal:

- Dentro da margem de segurança, conforme item 5.3.2;
- Sem transporte de potência reativa;

Após a emergência, foram consideradas duas hipóteses:

1. Bloqueio automático do controle de *tap* e posterior ajuste das tensões terminais para minimização do fluxo de potência reativa.
2. Sem bloqueio automático do controle de *tap* e mantendo as tensões terminais controladas com o valor definido antes da emergência.

As figuras a seguir apresentam os resultados das simulações.

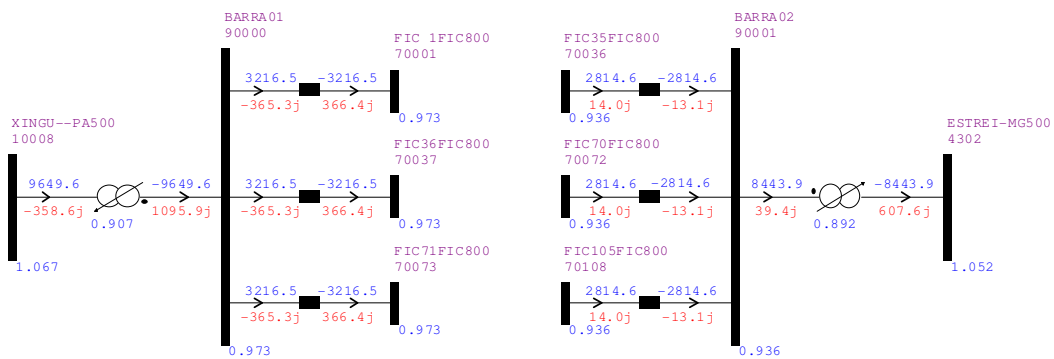


Figura 5-43 – Sistema MO (+), em regime normal, operando com margem de segurança e minimização do fluxo de potência e reativa

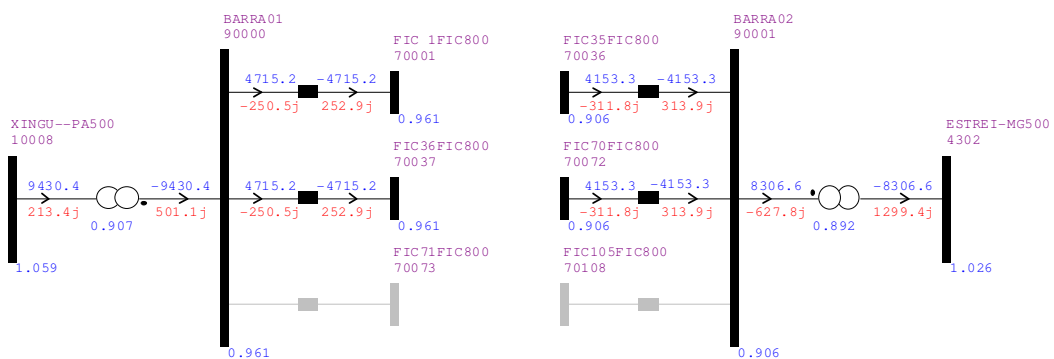


Figura 5-44 – Sistema MO (+) em emergência com *tap* bloqueado

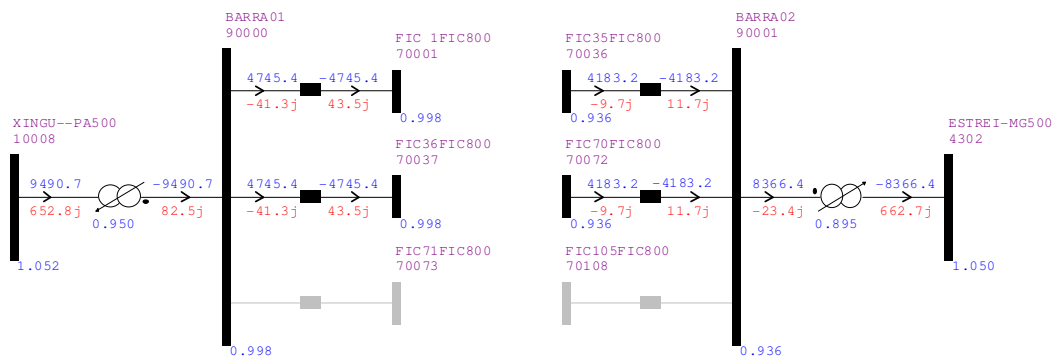


Figura 5-45 – Sistema MO (+) em emergência após desbloqueio do *tap* e ajuste das tensões terminais para minimização do fluxo de potência reativa

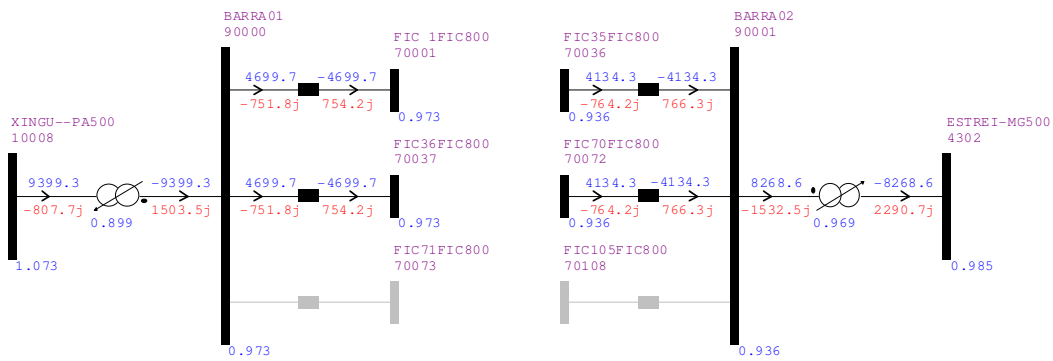


Figura 5-46 – Sistema MO (+) em emergência sem bloqueio automático do controle de tap e mantendo as tensões terminais com o valor definido antes da emergência

Tabela 5-15 – Fluxos em função do controle de tap: MO (+)

Regime	Ponto de operação	Fluxo saindo Terminal Emissor (MW)	Fluxo chegando Terminal Receptor (MW)	Fluxo Terminal Emissor (Mvar)	Fluxo Terminal Receptor (Mvar)	Tensão (pu) Terminal Emissor	Tensão (pu) Terminal Receptor
Normal	com margem de segurança e fluxo de potência reativa minimizado	3216,5	2814,6	-365,3	-13,1	0,973	0,936
Emergência	durante bloqueio de tap	4715,2	4153,3	-250,5	313,9	0,961	0,906
Emergência	após desbloqueio do tap e ajuste das tensões terminais para minimização do fluxo de potência reativa	4745,4	4183,2	-41,3	11,7	0,998	0,936
Emergência	sem bloqueio de tap e mantendo as tensões terminais com o valor antes da emergência	4699,7	4134,3	-751,8	766,3	0,973	0,936

Observa-se na Figura 5-44 que, após a emergência de um dos circuitos, enquanto o tap estiver bloqueado o fluxo de potência reativa transportado aumenta, porém não é significativo a ponto de comprometer o desempenho do sistema. Após o desbloqueio, Figura 5-45, a tensão do terminal emissor é ajustada para que o transporte de potência reativa seja minimizado com o carregamento de emergência.

Com relação à hipótese de que após a emergência de um dos circuitos o controle de tap não seja bloqueado e as tensões sejam mantidas em seus valores de regime normal, conforme pode ser visto na Figura 5-46, o fluxo de potência reativa sofre um aumento significativo, provocando grande impacto na tensão da barra ligada ao terminal receptor da linha (SE Estreito). Este comportamento pode ser justificado pelo fato de que a relação entre as tensões terminais para regime normal é significativamente menor

do que o valor de η (eq. 5-32) calculado para o carregamento de emergência. Como o exemplo utiliza uma linha de transmissão em meia onda (+), quando a relação entre as tensões terminais é muito menor do que η , o fluxo de potência reativa assume um valor bastante elevado, além de ser invertido com relação ao sentido do fluxo de potência ativa.

É recomendável que o controle automático de *tap* somente fique bloqueado em caso de emergência de um dos circuitos, pois caso ocorra o bloqueio durante a operação normal, variações no perfil de tensão de uma barra situada próxima a um dos terminais pode impactar diretamente no perfil de tensão da barra próxima ao outro terminal. A Tabela 5-16, mostra os resultados das tensões e variações no *tap* dos transformadores ligados aos terminais da linha, para a simulação da variação de $\pm 5\%$ na tensão dos geradores do AHE Belo Monte, nas condições de *tap* bloqueado e desbloqueado, considerando, por exemplo, um tronco de transmissão em meia onda (+).

Tabela 5-16 – Tensões nas barras e variações no *tap* dos transformadores ligados aos terminais da linha

Barra	Magnitude da tensão na barra [pu]				
	Caso de Referência B. Mte 1,00 pu	TAP Desbloqueado B.Mte 1,05 pu	TAP Bloqueado B.Mte 1,05 pu	TAP Desbloqueado B.Mte 0,95 pu	TAP Bloqueado B.Mte 0,95 pu
AHE B. Monte	1,000	1,050	1,050	0,950	0,950
Xingu 500 kV	1,051	1,096	1,089	1,005	1,012
T. Emissor	0,806	0,806	0,833	0,806	0,779
T. Receptor	0,754	0,754	0,775	0,754	0,733
Estreito 500 kV	1,051	1,051	1,073	1,051	1,027
Transformador	TAP do transformador [pu]				
	Referência	TAP Desbloqueado B.Mte 1,05 pu	TAP Bloqueado B.Mte 1,05 pu	TAP Desbloqueado B.Mte 0,95 pu	TAP Bloqueado B.Mte 0,95 pu
T. Emissor	0,769	0,737	0,769	0,805	0,769
T. Receptor	0,720	0,720	0,720	0,720	0,720

De acordo com a Tabela 5-16, percebe-se que a tensão na barra de Estreito 500 kV praticamente não se altera com as variações de tensão nos geradores do AHE Belo Monte caso o controle de *tap* esteja desbloqueado durante a operação em regime normal. Porém, caso o controle de *tap* esteja bloqueado, quaisquer variações na tensão dos geradores do AHE Belo Monte trarão impacto direto na tensão de Estreito 500 kV,

que é uma barra do sistema que se encontra a mais de 2000 km de distância do AHE Belo Monte.

A partir das análises realizadas neste item, conclui-se que, para um sistema de transmissão em meia onda integrado ao SIN, é recomendável que o controle automático de *tap* dos transformadores conectados aos terminais da linha atue de acordo com a variação do carregamento da linha, sempre no sentido de ajustar as tensões terminais da linha para se evitar ou, ao menos, minimizar o fluxo de potência reativa. Porém, há de se convir que repetidas atuações no *tap* dos transformadores possam comprometer a vida útil do equipamento, cabendo, portanto, definir uma banda morta de carregamento da linha para se evitar um número elevado de atuações no controle de *tap* dos transformadores. Além disto, poderá haver um sobrecusto associado à fabricação do transformador com LTC ou do regulador série com garantia de uma adequada durabilidade do equipamento diante da necessidade de repetidas atuações no decorrer da operação diária do sistema.

5.4 Curto-circuito

A análise de curto-circuito para um sistema de transmissão em meia onda é importante não só do ponto de vista de corrente de falta, como também o perfil de tensão ao longo da linha, pois, conforme exemplo mostrado no item 3.1.2 também existe o risco de sobretensão em algum trecho da linha durante a ocorrência de uma falta, seja simétrica ou assimétrica.

Antes de se iniciar a análise de curto-circuito, será feita uma análise da impedância longitudinal da linha utilizada neste trabalho, em parâmetros não homopolares e homopolares, ao longo do seu comprimento. Esta análise traz uma boa previsibilidade quanto ao comportamento das tensões e correntes ao longo da linha em qualquer condição de falta.

A Figura 5-47 mostra o efeito da variação da impedância longitudinal não homopolar ao longo da linha de transmissão, com base nos parâmetros elétricos unitários do sistema de transmissão em meia onda utilizado neste trabalho.

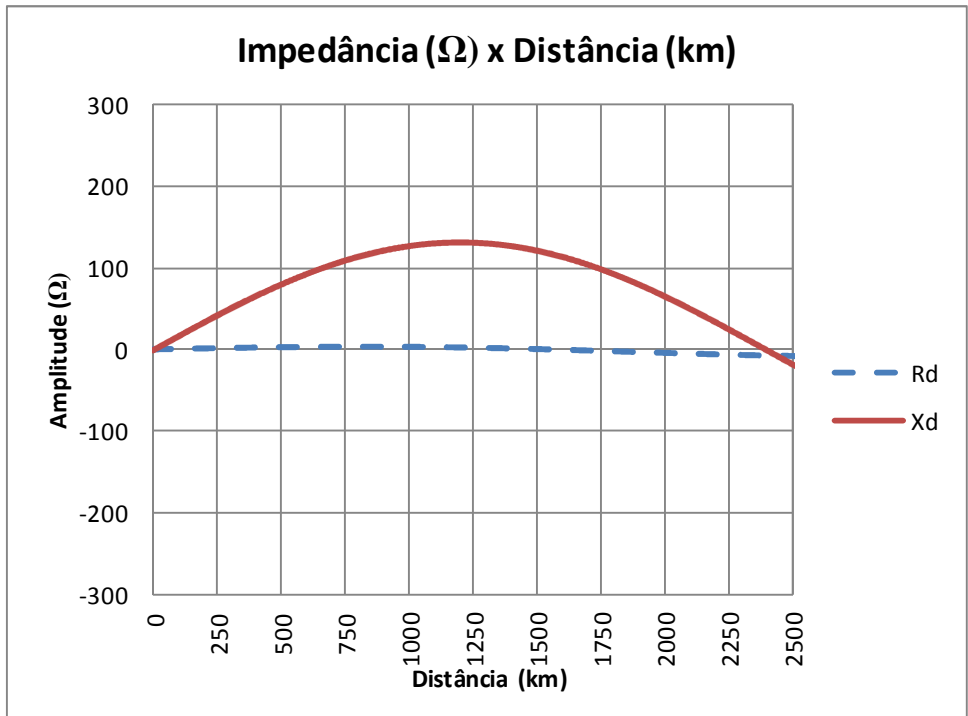


Figura 5-47 – Impedância longitudinal não homopolar em função do comprimento da linha de transmissão.

onde:

- R_d = resistência não homopolar, em ohms [Ω];
- X_d = reatância não homopolar, em ohms [Ω].

Conforme pode ser visto na Figura 5-47, a amplitude da reatância da linha é máxima exatamente no trecho de $\frac{1}{4} \lambda$, e é igual a zero nas distâncias 0λ e $\frac{1}{2} \lambda$. Desta forma, no caso das faltas simétricas, que dependem unicamente da impedância de falta e da impedância não homopolar do sistema, pode-se concluir que o ponto de ocorrência de falta que proporciona a maior corrente de curto-circuito está localizado próximo aos terminais da linha de transmissão em meia onda. No caso de falta simétrica no meio da linha, por ser o ponto de maior impedância, a corrente de curto-circuito assumirá um valor relativamente baixo, podendo até mesmo ser inferior à corrente nominal da linha.

Com relação à impedância longitudinal homopolar em função do comprimento, vide Figura 5-48, observa-se um comprimento de onda, no modo homopolar, com aproximadamente 3000 km. A reatância longitudinal homopolar é nula nas distâncias de 0λ , $\frac{1}{2} \lambda$ e λ , representando 0 km, 1500 km e 3000 km, respectivamente. Como o

sistema de transmissão em meia onda utilizado neste trabalho não ultrapassa os 2550 km, o ponto de 3000 km poderá ser descartado das análises de curto-circuito. A resistividade do solo foi considerada constante nesta análise.

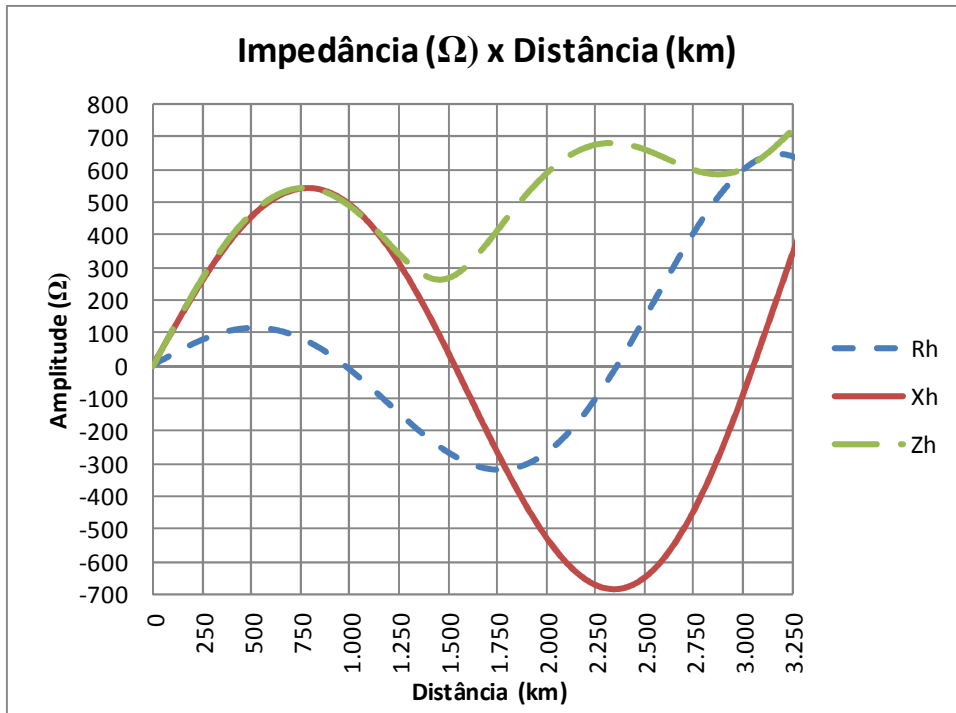


Figura 5-48 – Impedância longitudinal homopolar em função do comprimento da linha de transmissão.

onde:

- Rh = resistência no modo homopolar, em ohms [Ω].
- Xh = reatância no modo homopolar, em ohms [Ω].
- Zh = módulo da impedância no modo homopolar, em ohms [Ω].

A Figura 5-49 mostra os módulos das impedâncias equivalentes da linha em função do comprimento, para as diferentes condições de curto-circuito, vistas a partir do terminal emissor com o terminal receptor em aberto. As impedâncias equivalentes foram calculadas com base na Tabela 5-17.

Tabela 5-17 – Impedância equivalente por tipo de falta

Tipo de falta	Impedância equivalente
Fase-terra	$Z_d+Z_i+Z_h$
Fase-fase	Z_d+Z_i
Fase-fase-terra	$Z_d+(Z_i.Z_h)/(Z_i+Z_h)$
Trifásica	Z_d

onde:

- Z_d = impedância equivalente de sequência positiva (modo não homopolar), em ohms [Ω].
- Z_i = impedância equivalente de sequência negativa (modo não homopolar), em ohms [Ω].
- Z_h = impedância equivalente de sequência zero (modo homopolar), em ohms [Ω].

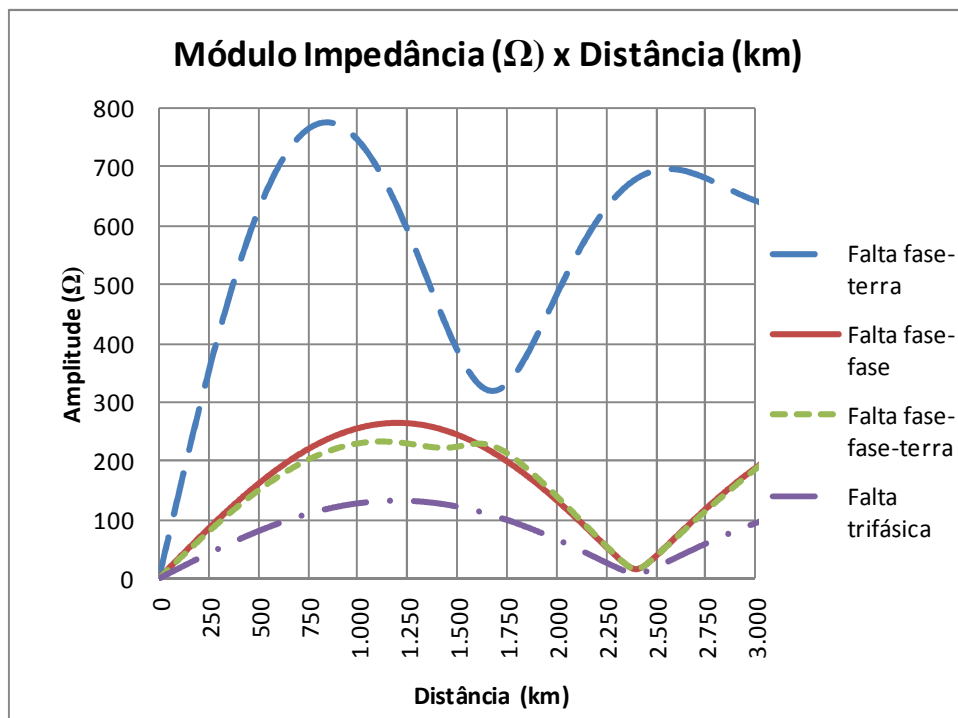


Figura 5-49 – Módulo da impedância equivalente da linha por comprimento para cada condição de falta.

Nota-se que o módulo da impedância equivalente da linha para uma condição de falta trifásica é bem inferior às demais condições de falta assimétricas, acarretando em

maiores correntes de curto-circuito e, em consequência, maiores efeitos de sobretensão na linha durante a ocorrência da falta. Para as faltas fase-fase, fase-fase-terra e trifásicas, os pontos críticos de menor impedância estão localizados próximos aos terminais da linha, já para as faltas fase-terra, que estatisticamente são as de maior ocorrência [10], os pontos críticos estão localizados no trecho entre 1500 e 1800 km de distância de um dos terminais.

A Figura 5-50 e a Figura 5-51 apresentam os resultados das simulações de curto-circuito para a falta fase-terra e trifásica. Ressalta-se que os valores de tensão encontrados não levam em consideração o efeito corona [11] e a interrupção da linha, cujas ocorrências impedem que a tensão atinja o seu valor máximo teórico.

Devido à falta de informações sobre a rede de sequência zero (homopolar) do SIN na base de dados de fluxo de potência, foi adotado o critério proposto em [10] para as simulações no programa ANATEM envolvendo a falta fase-terra.

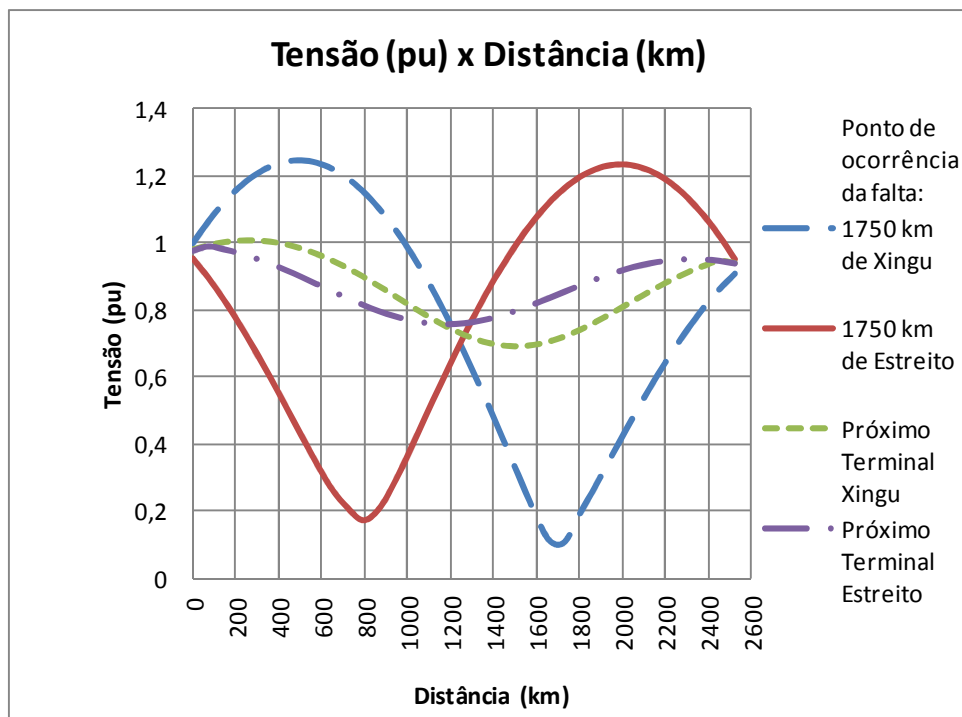


Figura 5-50 - Perfil de tensão ao longo da linha durante a ocorrência de falta fase-terra em alguns trechos.

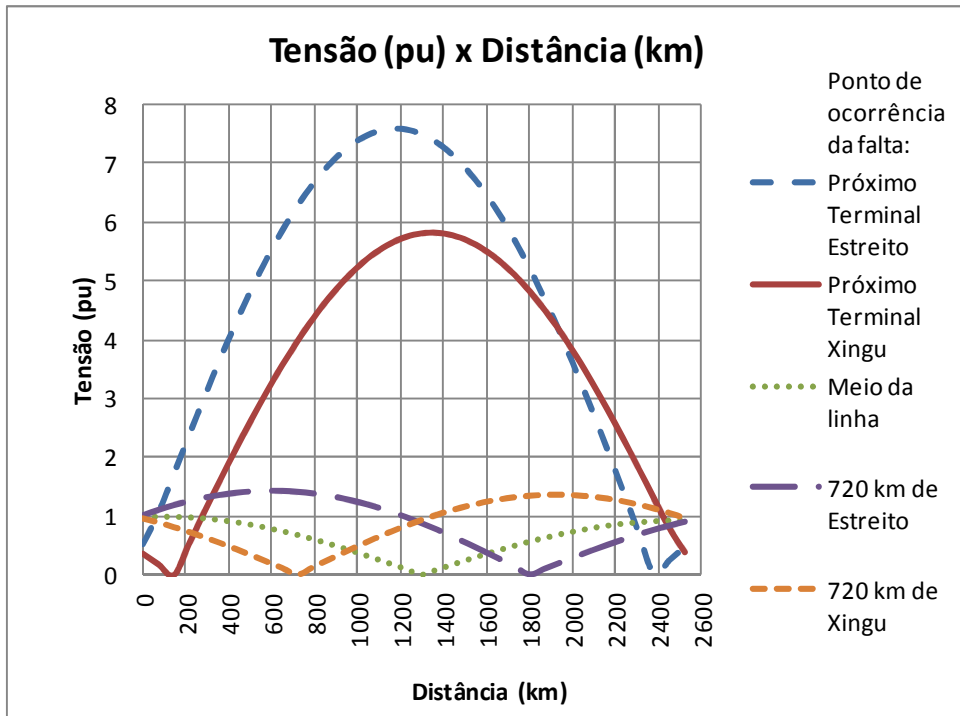


Figura 5-51 - Perfil de tensão ao longo da linha durante a ocorrência de falta trifásica em alguns trechos.

Observa-se que a falta fase-terra, Figura 5-50, pode provocar sobretensão em alguns trechos da linha de transmissão em meia onda, porém com menor severidade se comparada à falta trifásica, Figura 5-51. A maior violação de tensão ocorreu com a falta trifásica próxima ao terminal de Estreito, em torno de 7,5 pu, isto se deve ao fato de que a contribuição de corrente de curto-circuito vinda do terminal de Xingu, lado onde está localizado o AHE Belo Monte, é superior à do terminal de Estreito.

Portanto, conforme já evidenciado em estudos anteriormente realizados [12], as faltas trifásicas ocorridas próximas aos terminais da linha de transmissão em meia onda são as mais severas, quer do ponto de vista da corrente de curto-circuito como da sobretensão no meio da linha.

Para um sistema de transmissão em meia onda em extra-alta tensão, as correntes de curto-circuito apresentam magnitudes numa faixa de 25 a 35 kA para faltas trifásicas em um dos terminais, valores estes que não diferem muito dos observados em sistemas trifásicos convencionais também em extra-alta tensão. Com relação às sobretensões no meio da linha provocadas por a falta trifásica próxima a um dos terminais, estas são diretamente proporcionais à magnitude da corrente de curto-circuito, conforme equação

(5-34), e, dependendo das configurações de rede e da linha utilizada, poderá chegar a um valor teórico de 10,0 pu durante a ocorrência da falta. No entanto, em um sistema real, a tensão no meio da linha não chegaria a atingir este valor de 10 pu devido à tensão de disrupção dos isoladores da linha, que em condições normais é bem abaixo deste valor.

$$V_{(x)} = Z_c I_r \sinh(\gamma x) \quad (5-34)$$

As elevadas sobretensões que podem ocorrer durante uma falta constituem um problema crítico a ser superado para a implantação do sistema de transmissão em meia onda. Para o adequado dimensionamento e análise do comportamento dinâmico do sistema seria necessário a análise em coordenadas de fase (abc) considerando o comportamento variável dos parâmetros unitários do circuito e a inclusão do efeito corona.

São listadas a seguir algumas sugestões propostas em alguns estudos para limitar as sobretensões indesejadas [11], [12] e [13], sem, no entanto, terem sido estudadas de forma mais aprofundada. Essas sugestões podem ser tomadas como tópicos para o futuro estudo de sistemas envolvendo linhas de pouco mais de meio comprimento de onda.

- Instalação de impedância shunt no meio da linha com inserção controlada por *gaps* coordenados com o nível de isolamento.
- Instalação de *gaps* ao longo das regiões críticas da linha para fechar curto-circuito com a terra no caso de elevadas sobretensões.
- Instalação de para-raios ao longo da linha.
- Instalação de reatores-série de rápida inserção.

A Figura 5-52 mostra perfil de tensão ao longo da linha numa condição de falta trifásica próxima ao terminal de Estreito, considerando, como exemplos, a aplicação de *gaps* nas regiões críticas da linha ou a instalação de reatores-série de rápida inserção.

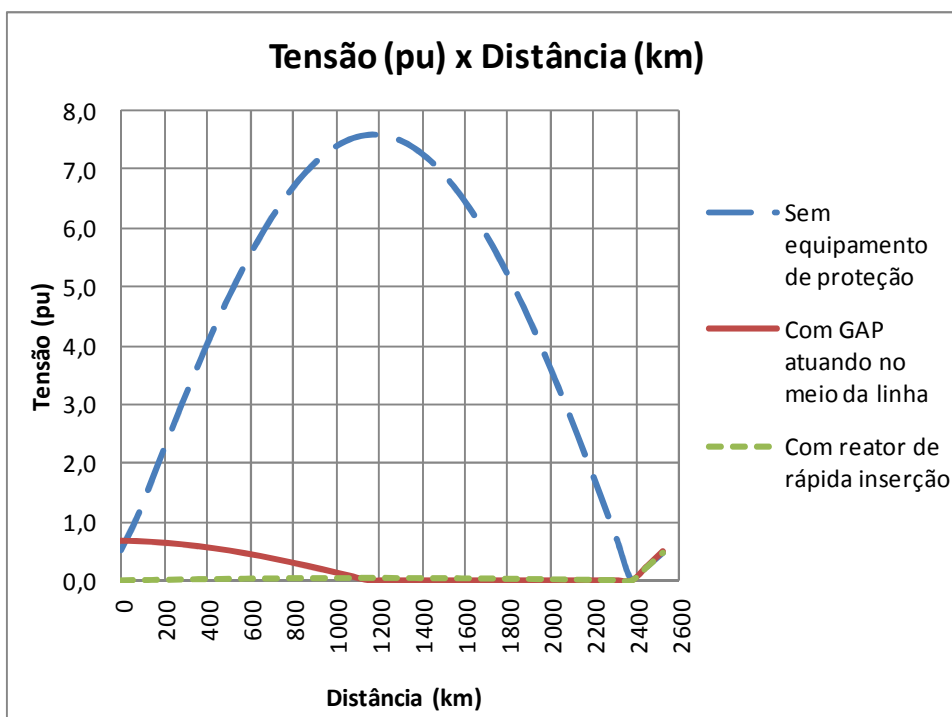


Figura 5-52 – Tensão ao longo da linha para falta trifásica próxima ao terminal Estreito com e sem equipamentos de proteção

Conforme resultados da simulação, o desempenho tanto do *gap* quanto do reator-série de rápida inserção foi bastante satisfatório na eliminação da sobretensão ocorrida no meio da linha.

A instalação de *gaps* nos trechos da linha com maior possibilidade de ocorrência de sobretensão seria uma solução interessante, porém, como os pontos críticos de sobretensão variam de acordo com a característica da falta, para garantir uma adequada proteção aos isoladores da linha, seria necessária a instalação de grande quantidade destes *gaps*, o que impactaria consideravelmente os custos associados à implantação da linha de transmissão em meia onda.

A utilização dos reatores-série de rápida inserção seria uma solução de menor impacto econômico, no entanto, as especificações técnicas, tais como o valor da reatância e o tempo de inserção, devem ser cuidadosamente definidas de acordo com os condicionamentos da rede, com particular atenção quanto ao comportamento eletromecânico, gama de situações e ocorrências e quanto aos diferentes requisitos e procedimentos operacionais. O reator-série utilizado na simulação, cujo resultado foi

mostrado na Figura 5-52, possui uma reatância de 2000Ω , com potência de aproximadamente 140 Mvar para a corrente de curto-circuito após a inserção do mesmo.

Ressalta-se que deve ser realizado um estudo criterioso envolvendo os fenômenos de transitórios eletromagnéticos durante a ocorrência de faltas, de tal sorte que a melhor solução tecnológica encontrada não só atenda aos requisitos de rápida atuação para eliminação ou minimização dos efeitos de sobretensão nos isoladores da linha, que deve ocorrer em poucos ciclos, como também atenda ao compromisso de se manter a viabilidade econômica do projeto.

5.5 Transitório eletromecânico

Neste item, são realizadas análises e simulações de transitório eletromecânico envolvendo o tronco de transmissão em meia onda integrado ao SIN.

Devido aos problemas associados ao controle de fluxo de potência reativa, item 5.3.3, o sistema de transmissão em meia onda exata não será analisado sob o aspecto de transitório eletromecânico.

Antes de se iniciar a análise do comportamento dinâmico do sistema elétrico com o tronco de transmissão em meia onda integrado, é importante conhecer previamente as especificidades inerentes ao comprimento da linha utilizada no tronco.

Portanto, conforme apresentado, quando a linha de transmissão possui comprimento um pouco maior que meio comprimento de onda, o seu comportamento elétrico é semelhante ao de uma linha curta, porém, a defasagem angular da tensão entre os terminais é de $180^\circ + \delta$, onde δ é a abertura angular do trecho de linha que ultrapassa o meio comprimento de onda.

Quando o comprimento é um pouco inferior à metade do comprimento de onda, a defasagem angular da tensão entre os terminais será dada por $180^\circ - \delta$, onde δ é a abertura angular equivalente ao trecho de linha faltante para completar meio comprimento de onda. Como δ é muito menor que 90° , a abertura angular entre os terminais estará sempre localizada no segundo quadrante, fazendo com que o comportamento elétrico seja equivalente ao de uma linha cuja impedância série possui natureza capacitiva e a admitância shunt característica indutiva.

5.5.1 Análise meia onda (-)

As simulações para o sistema de transmissão em meia onda (-) foram realizadas com base no tronco composto por três circuitos em paralelo, entre as subestações de Xingu 500 kV e Estreito 500 kV, com a utilização de transformador defasador variável para controle de fluxo de potência ativa.

Na condição pré-falta, as tensões terminais estão ajustadas para operar dentro da margem de segurança com minimização de perdas e de fluxo de potência reativa.

Na condição pós-falta, o controle automático de *tap* dos transformadores ligados aos terminais da linha foi mantido bloqueado.

As figuras a seguir apresentam os resultados da simulação envolvendo falta monofásica ocorrida na SE Estreito 500 kV, com abertura em 100 ms de um dos circuitos que compõem o tronco de transmissão em meia onda que interliga a barra de Xingu 500 kV a Estreito 500 kV.

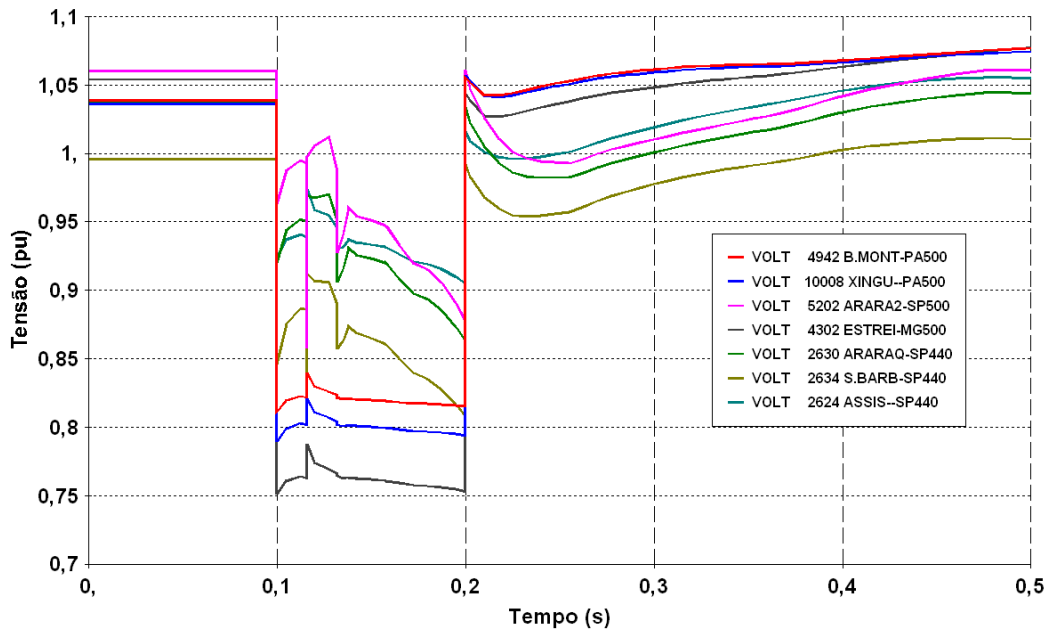


Figura 5-53 – MO (-) - Primeiro *swing* de tensão (pu) nas barras do SIN

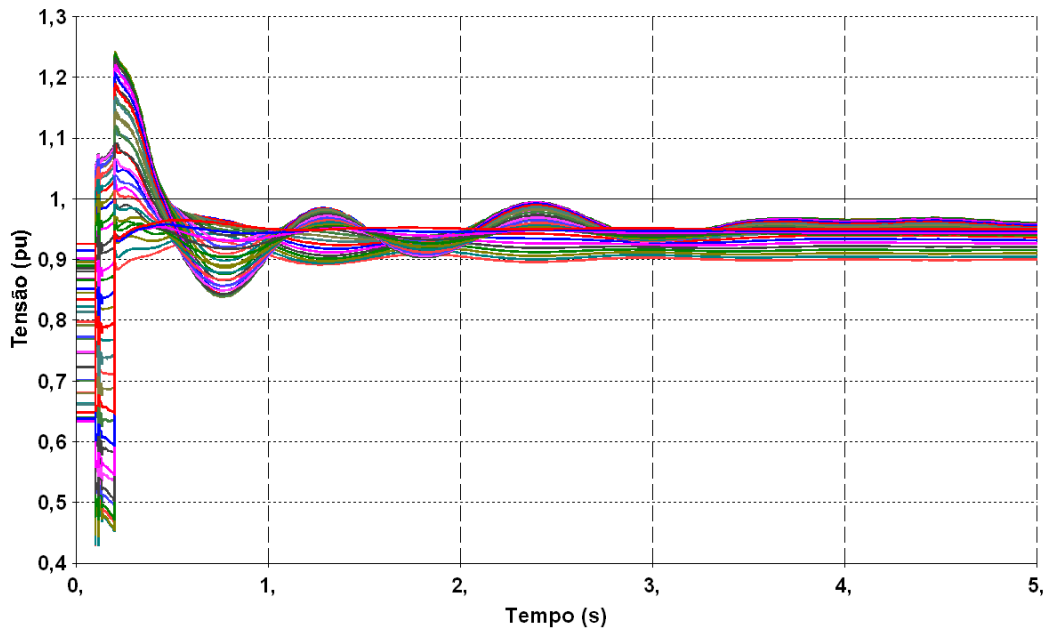


Figura 5-54 – MO (-) - Tensão (pu) em diversos trechos ao longo da linha

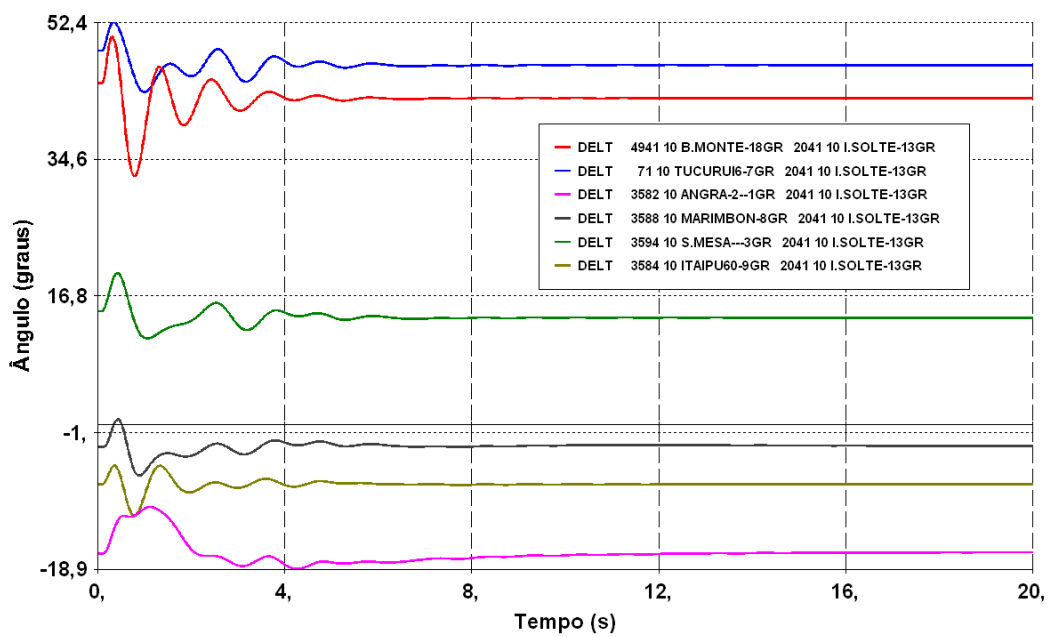


Figura 5-55 – MO (-) - Ângulo interno da máquina em algumas usinas do SIN

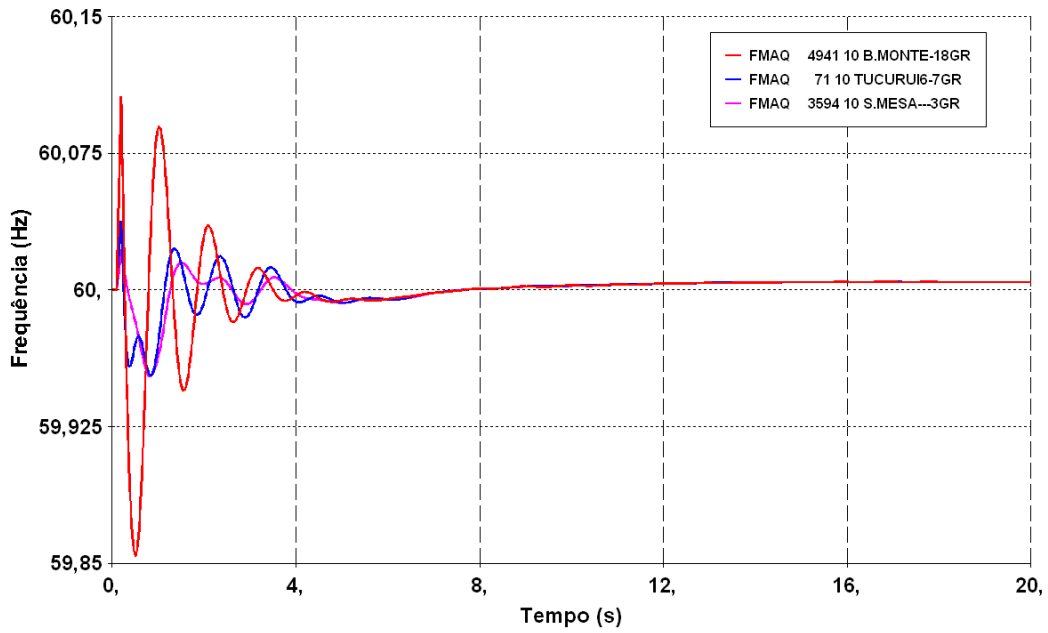


Figura 5-56 – MO (-) - Frequência das máquinas das usinas hidrelétricas de Belo Monte, Tucuruí e Serra da Mesa

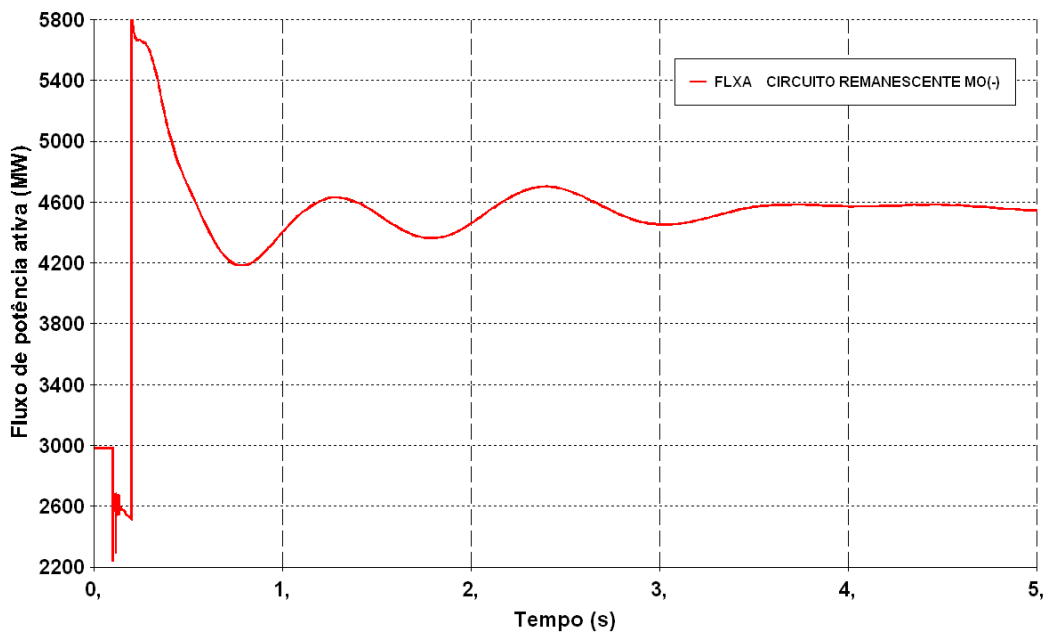


Figura 5-57 – MO (-) Fluxo de potência ativa (MW) em um dos circuitos remanescentes do tronco de transmissão

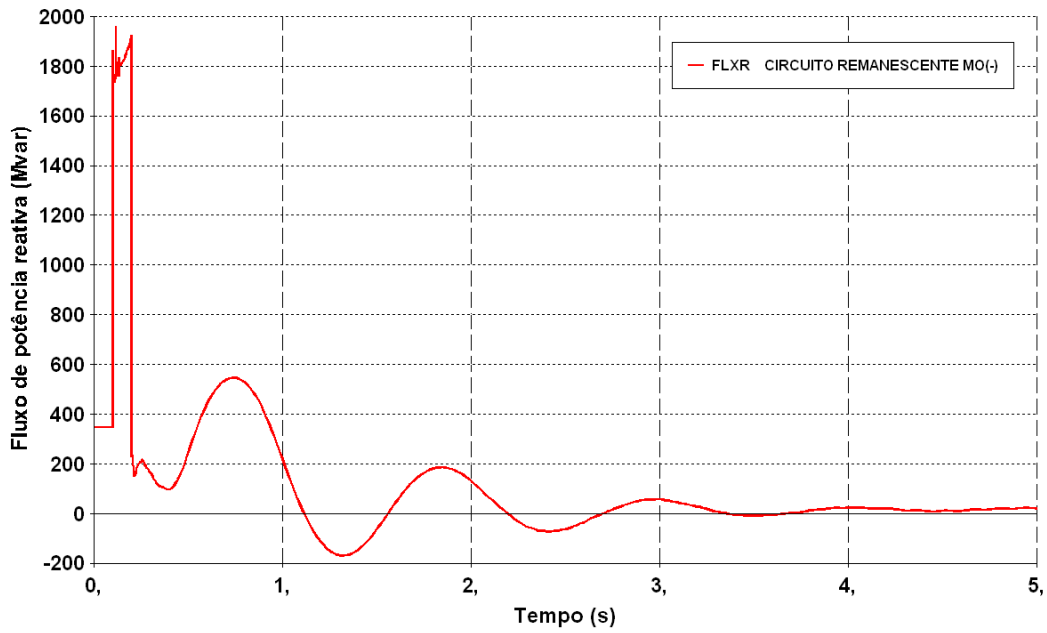


Figura 5-58 – MO (-) - Fluxo de potência reativa (Mvar) em um dos circuitos remanescentes do tronco de transmissão em MO (-)

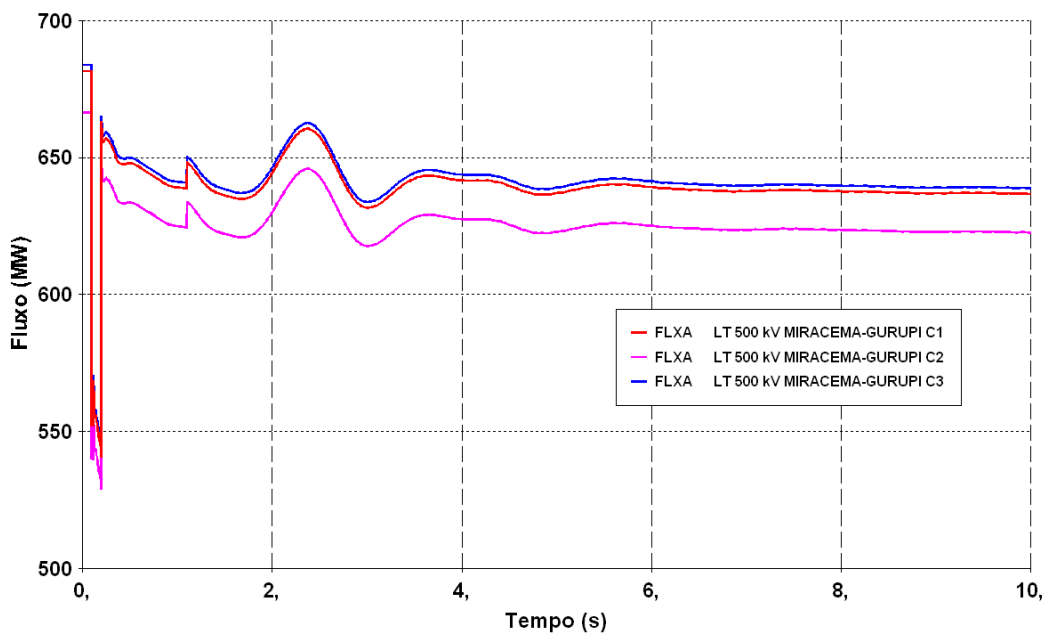


Figura 5-59 – MO (-) - Fluxo de potência ativa (MW) nos três circuitos da Norte-Sul

Nota-se que, num âmbito geral, o sistema apresenta um comportamento dinâmico bastante satisfatório frente a uma perturbação de grande impacto sistêmico[14].

O sistema não apresentou nenhum afundamento inferior a 0,8 pu no primeiro *swing* de tensão das barras do SIN mais próximas ao tronco de meia onda (-), Figura 5-53, o que indica uma boa performance do sistema no sentido de reduzir a ocorrência de falhas de comutação em estações inversoras de sistemas HVDC existentes, próximos ao local de ocorrência da falta.

Após a estabilização do sistema, também não houve nenhuma violação de tensão ao longo da linha de meia onda devido ao aumento do fluxo nas linhas remanescentes, Figura 5-54, isto porque na condição pré-falta a linha estava operando com as tensões terminais dentro da margem de segurança.

Pela Figura 5-57 e pela Figura 5-58, percebe-se que não houve violação do limite de carregamento imposto pela potência característica da linha. Também se observa que o fluxo de potência reativa transportado pelas linhas remanescentes manteve-se bem controlado após a estabilização do sistema.

Um fato interessante a ser salientado é que o carregamento dos três circuitos integrantes da interligação Norte-Sul é reduzido após a perda de um dos circuitos do tronco de transmissão em meia onda (-), Figura 5-59. Tal fenômeno é devido ao comportamento elétrico da linha em meia onda (-) ser similar ao de um capacitor-série. Com isto, na perda de um dos circuitos em paralelo, a reatância capacitiva equivalente do tronco será maior, acarretando num aumento do fluxo transportado pelo mesmo e consequente alívio no carregamento dos circuitos da interligação Norte-Sul.

Ressalta-se que algumas análises adicionais em transitórios eletromagnéticos deverão ser realizadas para se investigar a possibilidade de ocorrência do fenômeno de ressonância subsíncrona associado ao efeito de capacitor-série de uma linha de transmissão em meia onda (-).

5.5.2 Análise meia onda (+)

As simulações para o sistema de transmissão em meia onda (+) foram realizadas com base no tronco composto por três circuitos em paralelo, entre as subestações de Xingu 500 kV e Estreito 500 kV, com a utilização de transformador defasador variável para controle de fluxo de potência ativa.

Na condição pré-falta, as tensões terminais estão ajustadas para operar dentro da margem de segurança com minimização de perdas e de fluxo de potência reativa.

Na condição pós-falta, o controle automático de *tap* dos transformadores foi mantido desbloqueado para atuar no sentido de se reduzir o fluxo de potência reativa dos circuitos em meia onda (+) remanescentes.

As figuras a seguir apresentam os resultados da simulação envolvendo falta monofásica ocorrida na SE Estreito 500 kV, com abertura em 100 ms de um dos circuitos que compõem o tronco de transmissão em meia onda que interliga a barra de Xingu 500 kV a Estreito 500 kV.

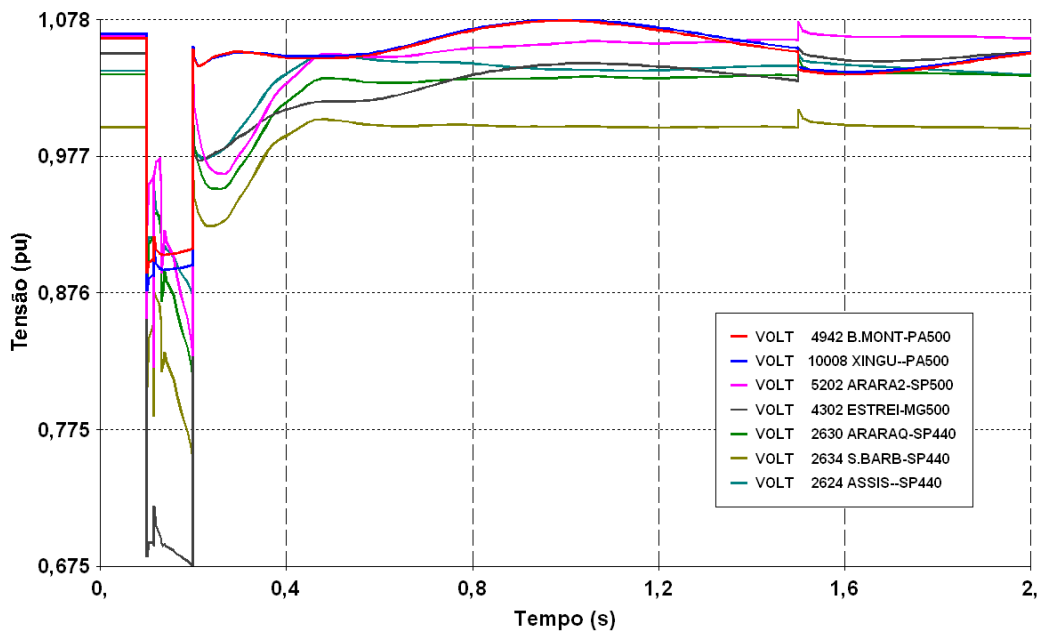


Figura 5-60 – MO (+) - Primeiro *swing* de tensão (pu) nas barras do SIN

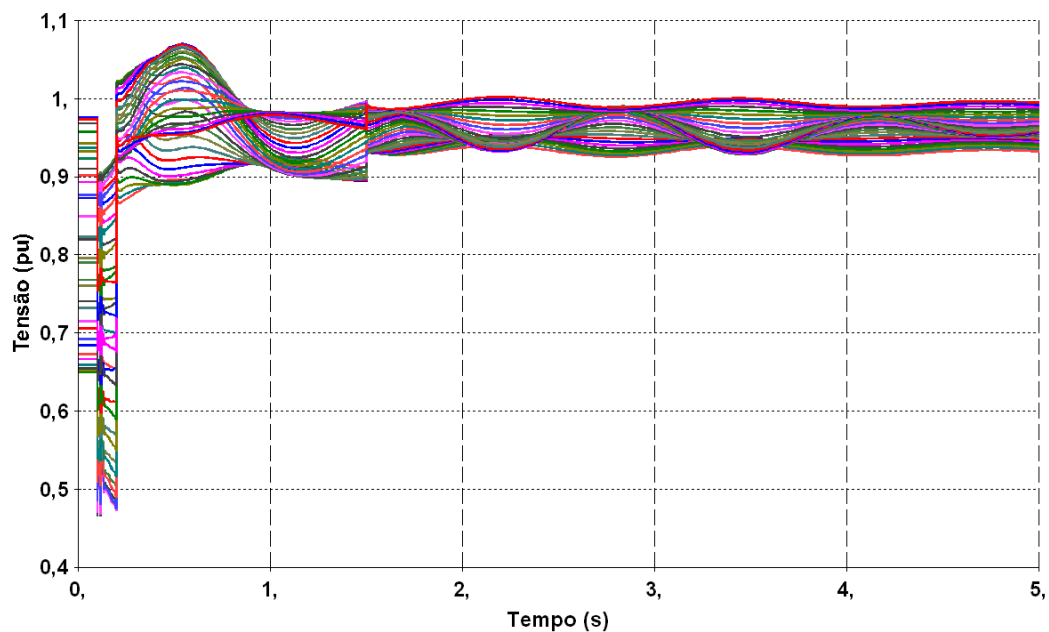


Figura 5-61 – MO (+) - Tensão (pu) em diversos trechos ao longo da linha

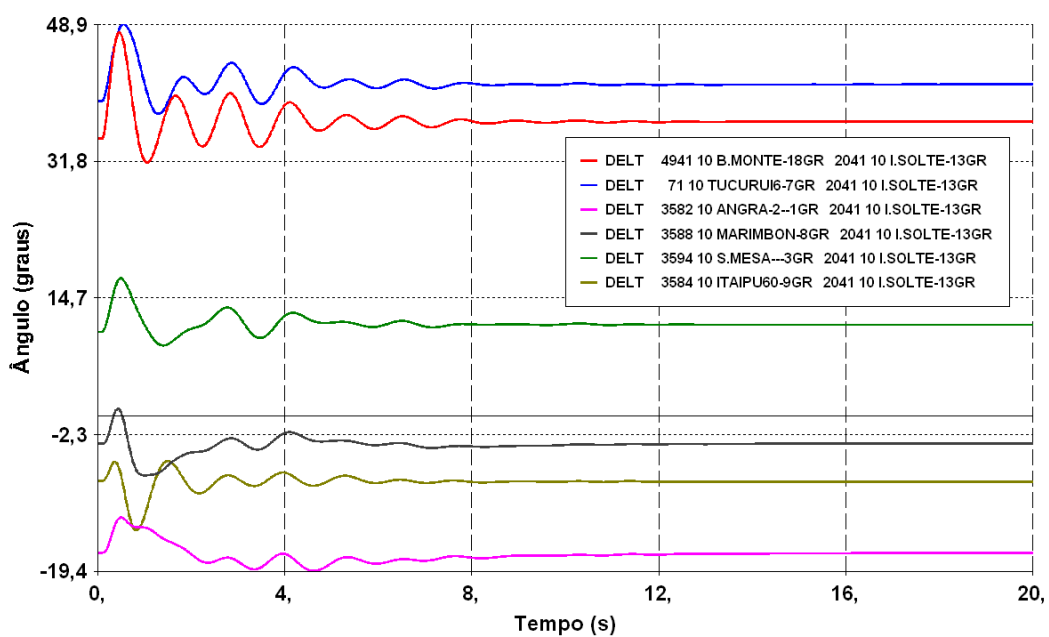


Figura 5-62 – MO (+) - Ângulo interno da máquina em algumas usinas do SIN

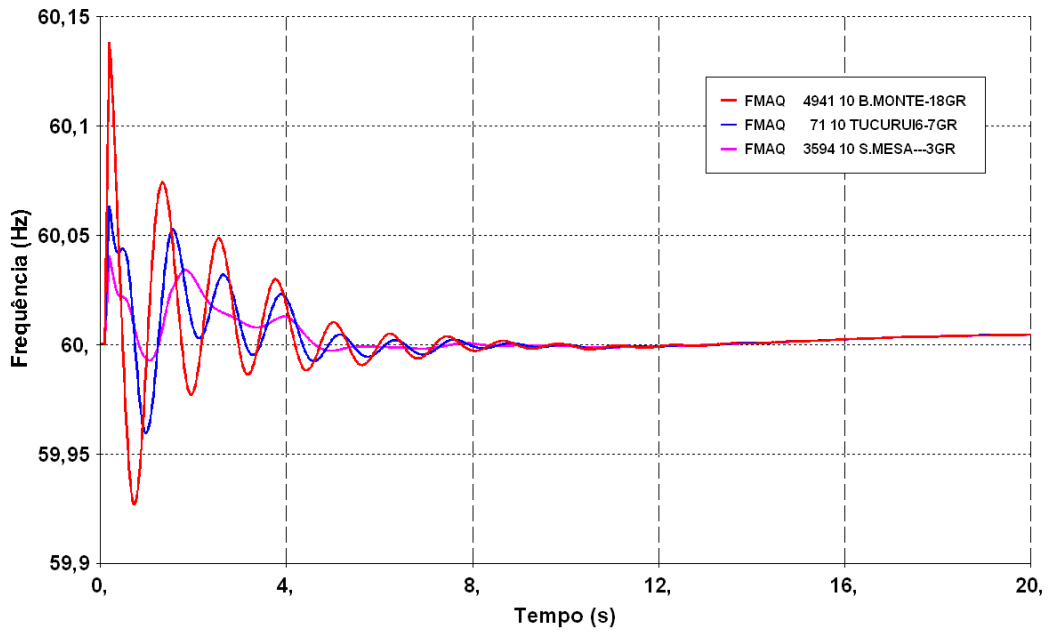


Figura 5-63 – MO (+) - Frequência das máquinas das usinas hidrelétricas de Belo Monte, Tucuruí e Serra da Mesa

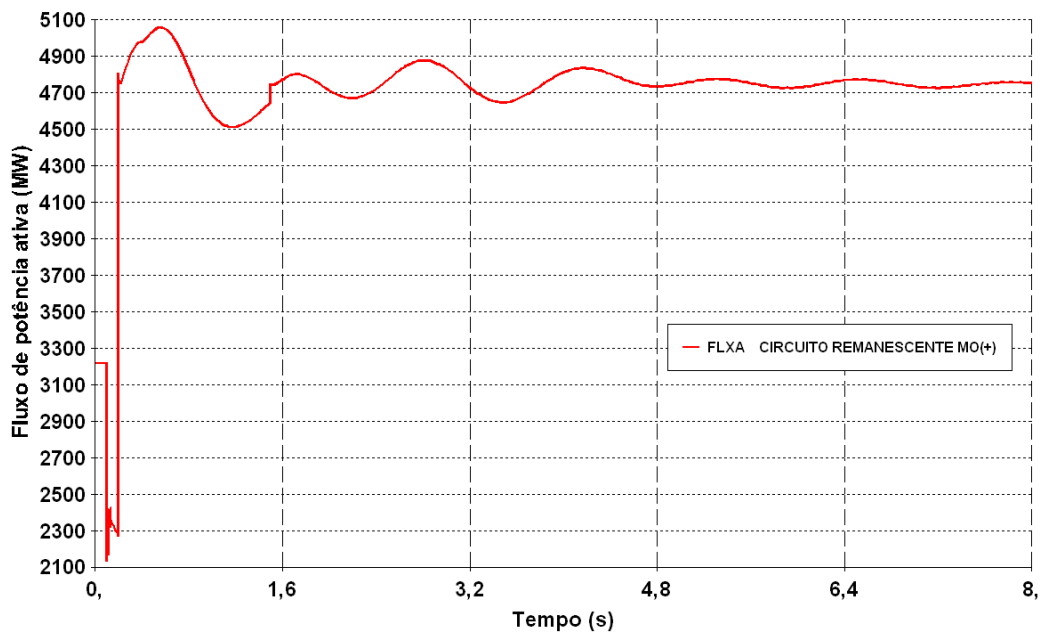


Figura 5-64 – MO (+) Fluxo de potência ativa (MW) em um dos circuitos remanescentes do tronco de transmissão

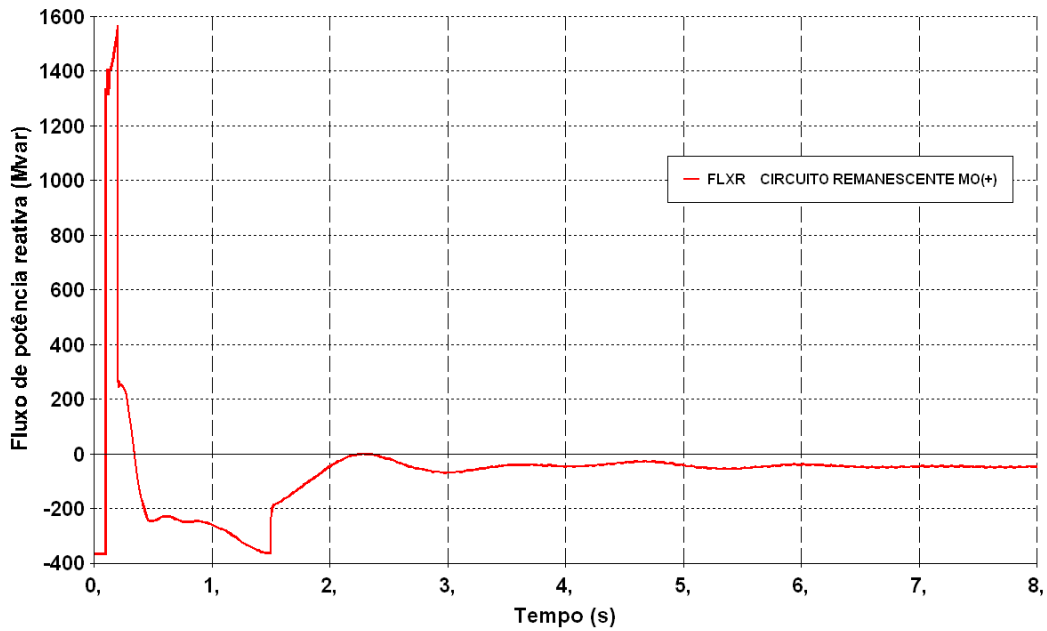


Figura 5-65 – MO (+) - Fluxo de potência reativa (Mvar) em um dos circuitos remanescentes do tronco de transmissão

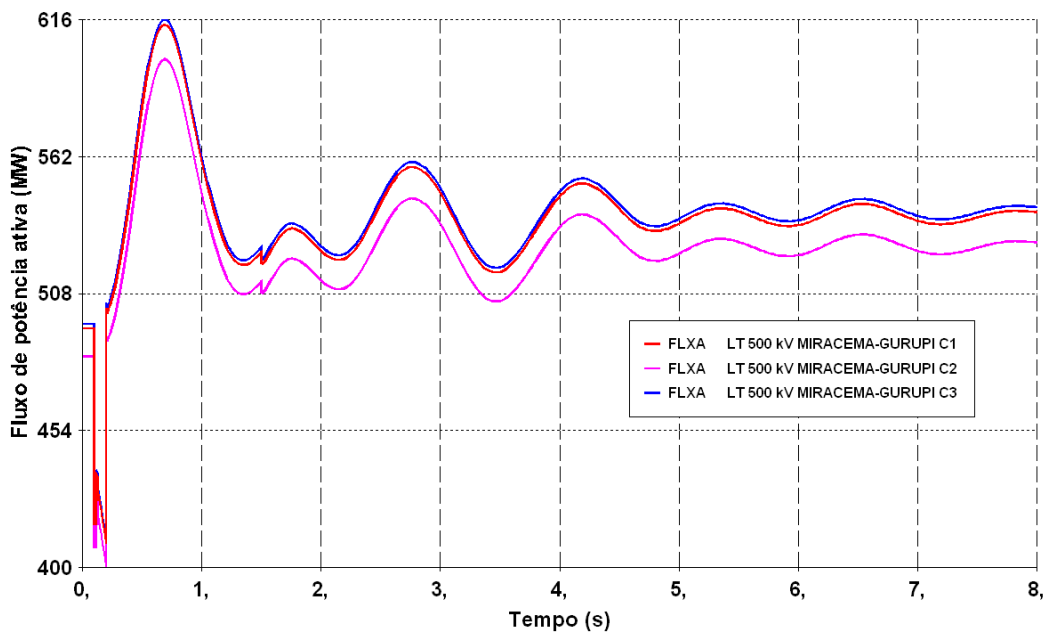


Figura 5-66 – MO (+) - Fluxo de potência ativa (MW) nos três circuitos da Norte-Sul

Nota-se que, num âmbito geral, o sistema de transmissão em meia onda (+) também apresentou um comportamento dinâmico bastante satisfatório frente a uma perturbação de grande impacto sistêmico.

O sistema não apresentou nenhum afundamento inferior a 0,8 pu no primeiro *swing* de tensão das barras do SIN mais próximas ao tronco, Figura 5-60, o que também indica uma boa performance do sistema no sentido de se reduzir a possibilidade de ocorrência de falhas de comutação em estações inversoras de sistemas HVDC existentes, próximos ao local da falta.

Após a estabilização do sistema, não houve nenhuma violação de tensão ao longo da linha de meia onda devido ao aumento abrupto do fluxo nas linhas remanescentes, Figura 5-61, isto porque na condição pré-falta a linha estava operando com as tensões terminais dentro da margem de segurança.

Pela Figura 5-64, percebe-se que não houve violação do limite de carregamento imposto pela potência característica da linha. Também se observa na Figura 5-65, que, no instante de 1,4 s, a atuação do controle automático de *tap* possibilitou a redução do fluxo de potência reativa transportado pelas linhas remanescentes.

Diferentemente do observado nas simulações do sistema de transmissão em meia onda (-), o carregamento dos três circuitos integrantes da interligação Norte-Sul aumenta após a perda de um dos circuitos do tronco, Figura 5-66. Tal comportamento é o naturalmente esperado se comparado a um sistema de transmissão CA convencional.

5.5.3 Análise geral

Portanto, diante das análises de transitório eletromecânico envolvendo os sistemas de transmissão em meia onda (-) e meia onda (+), conclui-se que dentro de um contexto de sistema interligado ambos os sistemas apresentam um comportamento dinâmico bastante satisfatório frente a uma perturbação de grande porte.

5.6 Equipamentos recomendados para a integração com o SIN

De acordo com os resultados e análises das simulações envolvendo regime permanente, transitórios eletromecânicos e curto-circuito, para transmissões de grandes blocos de energia, num contexto de sistema interligado, é recomendável que o sistema de transmissão em meia onda seja constituído minimamente dos seguintes elementos:

- Linha de transmissão trifásica, CA, potência natural elevada e tensão igual ou superior a 750 kV;
- Transformador defasador com faixa de variação angular sob carga ou equipamento FACTS (Flexible AC Transmission Systems) com funções equivalentes;
- Transformador com LTC ou regulador série;
- Sistema de controle automático de tensão para minimização de perdas e redução de fluxo de potência reativa circulante;
- Sistema de controle automático de fase para ajuste de carregamento e eficiência operativa nos troncos CA em paralelo.

O diagrama esquemático da Figura 5-67 mostra, de forma simplificada, o sistema de transmissão em meia onda.

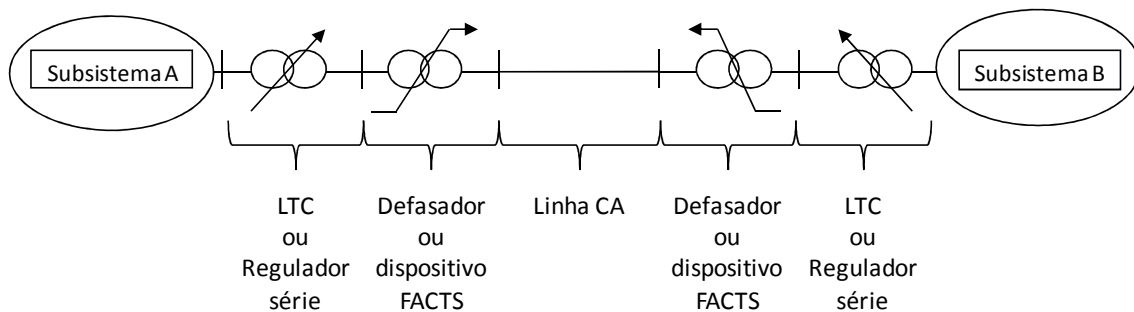


Figura 5-67 – Esquemático do tronco de transmissão em meia onda inserido no sistema interligado

Cabe ressaltar que estudos mais detalhados de desempenho em transitórios eletromecânicos, transitórios eletromagnéticos e curto-circuito poderão identificar a necessidade de outros equipamentos de controle/proteção, ou mesmo da retirada de alguns dos que foram propostos neste trabalho.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

Em consonância com o atual modelo do sistema elétrico brasileiro, o planejamento dos troncos de transmissão em longa distância que servem para o escoamento da geração de grandes usinas afastadas dos centros de cargas não deve considerar alternativas com características radiais, isto porque os custos associados às linhas de conexão são de inteira responsabilidade do agente de geração. Em função disto, os empreendedores de geração buscam o seu ponto de conexão com a Rede Básica o mais próximo possível de sua planta.

Embora a transmissão em meia onda venha sendo estudada há algumas décadas, as análises sempre foram voltadas para conexões radiais, daí a necessidade de aprofundamento das avaliações deste tipo de transmissão operando num contexto de sistema interligado.

Este trabalho apresenta uma análise do comportamento elétrico de um sistema de transmissão em meia onda inserido no sistema interligado sob alguns aspectos de regime permanente, transitório eletromecânico e curto-circuito. Essas análises permitiram a identificação de alguns requisitos necessários para que o sistema de transmissão em meia onda possa apresentar um bom desempenho frente às perturbações do sistema. Os requisitos podem ser equipamentos complementares ou mesmo sistemas especiais de controle associados às diferentes condições operativas nas quais o sistema de transmissão em meia onda poderá ser submetido quando integrado ao SIN.

A representação da linha de transmissão em meia onda a partir do modelo de 35π mostrou-se bastante adequada para as simulações em programas de análise de fluxo de potência e transitório eletromecânico.

O fechamento de anel a partir de uma linha de transmissão em meia onda entre duas barras do sistema cuja defasagem é pequena poderá levar o sistema à condição de instabilidade eletromecânica, isto porque a linha tenderá a afastar estes dois subsistemas para um ângulo próximo a 180° , impactando drasticamente os ângulos de todas as máquinas sincronizadas com o sistema.

Uma possibilidade para a integração do sistema de transmissão em meia onda com o SIN seria com o uso de transformadores defasadores, cujo valor especificado de defasagem seja suficiente para compensar a abertura angular natural entre os terminais da linha.

Devido às suas características elétricas, o tronco de transmissão em meia onda tende a transportar um fluxo maior do que os demais troncos em CA que operam em paralelo, tornando necessário o uso de transformadores defasadores com variação automática de fase ou equipamento FACT para propiciar maior controlabilidade de fluxos.

A eficiência da transmissão em meia onda é máxima (mínimas perdas) se estiver operando com um carregamento igual à potência característica, e muito baixa se estiver operando com carregamentos abaixo deste valor. Pode-se buscar a minimização das perdas com a implantação de um sistema de controle automático de tensão que reduza a potência característica da linha nas situações de baixo carregamento. Assim, para uma redução significativa das perdas, os equipamentos controladores de tensão, sejam LTC's ou reguladores série, ligados aos terminais da linha deverão trabalhar, ao menos, na faixa de 0,5 a 1,0 pu de tensão.

No entanto, para se operar um tronco de transmissão em meia onda dentro de uma margem de segurança, a tensão terminal deverá ser ajustada de forma que se evite a ocorrência de sobretensão no meio da(s) linha(s) remanescente(s) após a emergência de um dos circuitos.

A linha de transmissão em meia onda, apesar de praticamente não gerar ou absorver potência reativa, quando utilizada para interligar dois subsistemas distintos estará sujeita a transferência de potência reativa de um subsistema para o outro. A circulação de fluxo de potência reativa na linha acarreta no deslocamento da região onde há a ocorrência da máxima tensão, sendo definido de acordo com o sentido deste

fluxo. Uma possível medida de controle para evitar tal ponto de operação consiste no ajuste da relação entre as tensões terminais com o uso de transformadores com LTC's ou reguladores série em ambas as extremidades da linha.

No sistema de transmissão em meia onda exata, o transporte de potência reativa é bastante sensível à relação entre as tensões terminais, tal comportamento pode impor sérias restrições operativas na integração do sistema de transmissão em meia onda exata ao sistema interligado. Diante deste fato, pode-se afirmar que não é recomendável a utilização do sistema de transmissão em meia onda exata dentro de um sistema interligado.

As faltas trifásicas ocorridas próximas aos terminais da linha de transmissão em meia onda são as mais severas, quer do ponto de vista da corrente de curto-circuito como da sobretensão no meio da linha. Sugere-se a instalação de *gaps* em alguns trechos da linha ou reatores-série de rápida inserção em ambas as extremidades para a eliminação ou minimização dos efeitos de sobretensão nos isoladores da linha, porém, deve ser realizado um estudo criterioso envolvendo os fenômenos de transitórios eletromagnéticos durante a ocorrência de faltas, de tal sorte que se verifique se estas soluções atendem aos requisitos de rápida atuação.

Existem poucos estudos ou análises de proteção envolvendo o sistema de transmissão em meia onda, o que torna necessária a realização de estudo desta natureza envolvendo sistemas com linhas em meia onda.

Pelas análises de transitórios eletromecânicos envolvendo os sistemas de transmissão em meia onda (-) e meia onda (+), conclui-se que, dentro de um contexto de sistema interligado, ambos os sistemas apresentam um comportamento dinâmico adequado frente a uma perturbação de grande porte. No entanto, ressalta-se que no caso do sistema de transmissão em meia onda (-), análises complementares de transitórios eletromagnéticos deverão ser realizadas para se investigar a possibilidade de ocorrência do fenômeno de ressonância subsíncrona devido ao seu comportamento elétrico ser similar ao de um capacitor-série. Portanto, numa avaliação geral, para viabilizar tecnicamente a implantação de um tronco de transmissão em meia onda no sistema interligado, sistemas de controles especiais e equipamentos complementares podem vir a ser utilizados para evitar condições operativas críticas.

6.1 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, são feitas as seguintes sugestões de estudos relacionados ao sistema de transmissão em meia onda:

- Simulações e análises envolvendo os fenômenos de transitórios eletromagnéticos durante a ocorrência de faltas, de tal sorte que se verifique se estas soluções atendem aos requisitos de rápida atuação e verificação do perfil de tensão ao longo do circuito;
- Realização de estudo criterioso para definir o sistema de proteção mais adequado para uma linha de transmissão em meia onda;
- Estudo específico para definição e ajustes dos sistemas especiais de controle associados à minimização de perdas e redução do fluxo de potência reativa;
- Simulações e análises de transitórios eletromagnéticos para verificar a possibilidade de ocorrência do fenômeno de ressonância subsíncrona devido às características elétricas de um sistema de transmissão em meia onda (-);
- Análise de viabilidade econômica criteriosa, com pesquisa junto aos fabricantes sobre os custos associados aos equipamentos complementares de características especiais, tais como transformadores defasadores com variação automática de fase e ângulo de partida em 180°, reguladores de tensão com boa margem de atuação, reatores-série de rápida inserção, ou mesmo algum dispositivo FACT que eventualmente possa cumprir papel similar a estes equipamentos anteriormente descritos.

Referências Bibliográficas

- [1] MME/EPE, *Plano Decenal de Expansão 2020*, EPE, 2011.
- [2] Prabhakara, F. S. *et al.* “Analysis of natural half-wave-length power transmission lines”, *IEEE Winter Power Meeting*, 1969
- [3] Hubert, F.J.; Gent, M.R., “Half-Wavelength Power Transmission Lines”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol 84, no. 10, pp. 966-973, Outubro 1965.
- [4] Hesse, M. H. – “Electromagnetic and Electrostatic Transmission-Line Parameters by digital computer”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 82, issue 66, June 1963.
- [5] Fuchs, R. D., *Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas*, Livros Técnicos e Científicos; Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1979.
- [6] Stevenson Jr., William D. – *Elementos de análise de sistemas de potência*, Editora McGraw-Hill do Brasil Ltda., 1974.
- [7] Portela, C.; Alvim, M. "Soluções não Convencionais em CA Adequadas para Transmissão a Distância muito Longa – Uma Alternativa para o Sistema de Transmissão da Amazônia"; *Seminário: Transmissão de Energia Elétrica a Longa Distância*, Recife, PE, Outubro, 2007.
- [8] Portela, C. M. Portela, Azevedo, M. R. D., Alvim, M. G., Tavares, M. C., “Transmissão EAT-CA Competitiva para Amazônia” - *XX SNTPEE*, Recife, PE, 2009.
- [9] Kundur, P., *Power system Stability and Control*, McGraw Hill, 1994.
- [10] Aquino, A. F. C., Silva, B. A. S., Massaud, A. G., Oliveira, S. E. M. de, “Um Critério para Estudos de Estabilidade Transitória Frente a Curtos Monofásicos, na Ausência de Informações Sobre a Rede de Seqüência Zero”, *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Belém, PA, 2010.

- [11] Iliceto, F.; Cinieri, E. “Analysis of Half-Wave Length Transmission Lines With Simulation of Corona Losses”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, No. 4, pp. 2081-2091, Outubro 1988.
- [12] Gatta, F.M.; Iliceto, F., “Analysis of some operation problems of half wave length power transmission lines”. *IEEE AFRICON'92 Proc. Conference*, Setembro 1992.
- [13] Souza, H. Moss ; Coutinho, Carlos Eduardo. “Avaliação da Tecnologia de Meio Comprimento de Onda para a Transmissão da Amazônia”. *XI SNPTEE*, Rio de Janeiro, RJ, 1991.
- [14] Prabhakara, F.S.; Parthasarathy, K; Ramachandra Rao , H.N., “Performance of Tuned half –wave-length Power Transmission Lines”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol 88, pág. 1795, Dezembro 1969.