



COPPE/UFRJ

APLICAÇÃO DE FUNÇÕES DE ENERGIA AO CÁLCULO DE LIMITES DE
INTERCÂMBIO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Alexandre Rodrigues Nunes

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: Djalma Mosqueira
Falcão

Tatiana Mariano Lessa
de Assis

Rio de Janeiro
Agosto de 2010

APLICAÇÃO DE FUNÇÕES DE ENERGIA AO CÁLCULO DE LIMITES DE
INTERCÂMBIO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

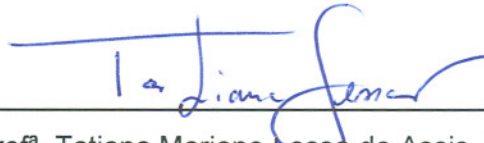
Alexandre Rodrigues Nunes

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.

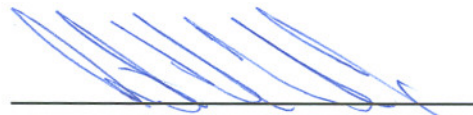
Examinada por:



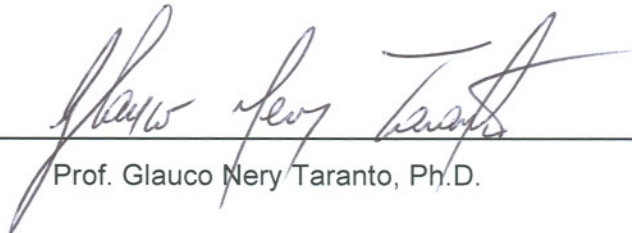
Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



Profª. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.



Prof. Antônio Carlos Zambroni de Souza, D.Sc.



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

AGOSTO DE 2010

Nunes, Alexandre Rodrigues

Aplicação de Funções de Energia ao Cálculo de Limites de Intercâmbios em Sistemas de Potência/
Alexandre Rodrigues Nunes. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

XIV, 125 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 117-118.

1. Estabilidade Eletromecânica. 2. Função de Energia.
3. Simulação Dinâmica. I. Falcão, Djalma Mosqueira *et al.*
II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

À minha Família.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por ter iluminado meu caminho e ter me dado o dom da perseverança e sabedoria.

Agradeço à minha família que sempre esteve ao meu lado, me dando apoio e incentivo para completar este grande desafio em todos os momentos.

Agradeço ao meu orientador Djalma Mosqueira Falcão, por ter acreditado no meu potencial e me orientado com dedicação.

Agradeço à minha também orientadora Tatiana Mariano Lessa de Assis, que acompanhou meu desenvolvimento acadêmico desde a graduação até o término do meu mestrado. Seu incentivo e sabedoria foram imprescindíveis para minha formação e sucesso.

Agradeço aos meus amigos do ONS, os engenheiros Leandro Dehon Penna, Carlos Alberto Neto e Maurício Campos Passaro, por estarem sempre prontos e dispostos a ajudar nos momentos que precisei. Sem sua contribuição a conclusão deste trabalho não seria possível.

Agradeço à COPPE e aos professores do Programa de Engenharia Elétrica, pelos ensinamentos durante o curso.

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

APLICAÇÃO DE FUNÇÕES DE ENERGIA AO CÁLCULO DE LIMITES DE INTERCÂMBIOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Alexandre Rodrigues Nunes

Agosto/2010

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

O cálculo de limites de intercâmbios entre áreas em sistemas de potência envolve o estudo de diversos cenários energéticos, configurações topológicas e condições de carga. Desta forma, a quantidade de pontos de operação estudados torna-se muito grande e cada um deles deve ser avaliado do ponto de vista da estabilidade transitória. A utilização de Funções de Energia pode acelerar parte das análises, fornecendo uma resposta qualitativa sobre a estabilidade do sistema.

Nesta dissertação é avaliada a aplicação de Funções de Energia no cálculo de limites de intercâmbios em sistemas de potência. A avaliação é feita através de estudos comparativos, tendo como referência o método de simulação passo-a-passo no domínio do tempo, atualmente adotado.

Estudos realizados em um sistema-teste fictício e também no Sistema Interligado Nacional mostraram a viabilidade da utilização dos métodos de Funções de Energia como uma segunda ferramenta de análise na determinação de limites de intercâmbio entre áreas.

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

APPLICATION OF ENERGY FUNCTION TO THE CALCULUS OF THE EXCHANGE
LIMITS IN POWER SYSTEMS

Alexandre Rodrigues Nunes

August/2010

Advisors: Djalma Mosqueira Falcão

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

The calculation of inter-areas exchange limits in power systems involves the analysis of several energetic scenarios, topological configurations and load conditions. By this mean, the amount of studied operation points becomes oversized and each of them must be assessed from the point of view transient stability. The use of Energy Functions can speed part of the analysis, providing a qualitative answer about the systems stability.

In this Dissertation the application of Energy Functions in the calculation of exchange limits in power systems is evaluated. The evaluation is done by comparative studies, using as reference the step-by-step time domain simulation, currently adopted.

Studies performed in a fictitious system as well as in the Nacional Interconnected System have shown the viability of the utilization of the Energy Function methods as a second hand analysis tool for the determination of inter-areas exchange limits.

ÍNDICE

Capítulo I Introdução.....	1
I.1 Introdução	1
I.2 Objetivo	2
I.3 Organização da Dissertação.....	3
Capítulo II Estabilidade de Sistemas de Potência	4
II.1 Definição.....	4
II.2 Critério das Áreas Iguais	6
II.2.1 Hipóteses	7
II.2.2 Interpretação	8
Capítulo III Método Convencional de Simulação no Domínio do Tempo.....	11
III.1 Introdução.....	11
III.2 Análise de Estabilidade – Simulação Completa.....	11
III.2.1 Máquina Síncrona.....	12
III.2.2 Sistema de Excitação	19
III.2.3 Sistema de Regulação Primária	22
III.2.4 Sistema de Transmissão	24
III.2.4 Transformadores.....	28
III.2.5 Modelagem de Carga.....	31
III.3 Método de Solução.....	33
III.3.1 Solução Particionada com Integração Explícita	34
III.3.2 Solução Simultânea com Integração Implícita	35
Capítulo IV Métodos Diretos.....	37
IV.1 Introdução.....	37
IV.2 Métodos Diretos	37
IV.3.1 Primeiro Método de Lyapunov	38
IV.3.1 Segundo Método de Lyapunov ou Método Direto	39
IV.3.3 Aplicação de Função de Lyapunov em Sistemas de Potência.....	41
IV.4 Função de Energia	42
IV.4.1 Função de Energia e o Critério das Áreas Iguais	42
IV.4.2 Método de Término Antecipado da Simulação Dinâmica	50
IV.4.2 Margem de Estabilidade	52
Capítulo V Estudos de Casos.....	55
V.1 Descrição da Ferramenta Computacional Utilizada.....	55
V.1.1 Critérios de Projeto	55

V.1.2 Metodologia	56
V.1.3 Funcionalidades	58
V.1.4 Tecnologia	58
V.1.5 Desempenho	59
V.2 Sistema Fictício (48 barras)	59
V.2.1 Análise Convencional do Sistema Fictício – Simulação Dinâmica Completa	61
V.2.2 Análise do Sistema Fictício por Métodos Diretos – Função de Energia.....	71
V.2.3 Análise do Sistema Fictício por Métodos Diretos – Margem de Estabilidade	76
V.2.3 Análise Comparativa das Simulações com Sistema Fictício.....	79
V.3 Sistema Interligado Nacional (SIN)	80
V.3.1 Análise Convencional do SIN – Simulação Dinâmica Completa.....	83
V.3.2 Análise do SIN por Métodos Diretos – Função de Energia	95
V.3.3 Análise do SIN por Métodos Diretos – Margem de Estabilidade.....	95
V.3.4 Análise Comparativa das Simulações com o SIN	110
Capítulo VI Conclusões	113
Capítulo VII Trabalhos Futuros.....	115
Referências Bibliográficas	117
Apêndice A Dados do Sistema-Teste	119
A.1 Dados de entrada da topologia do sistema Brazilian Birds	119
A.2 Arquivo com dados de máquinas (BNT1)	122
A.3 Dados Dinâmicos do Sistema-Teste.....	123

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Representação unifilar de um sistema máquina – barra infinita.....	7
Figura 2 – Relação potência x ângulo de um sistema máquina – barra infinita.....	9
Figura 3 – Característica de circuito aberto de uma máquina síncrona.....	21
Figura 4 – Relações de tensão e corrente de parâmetros distribuídos de uma linha de transmissão.	25
Figura 5 – Circuito π equivalente de uma linha de transmissão.	27
Figura 6 – Circuito equivalente padrão para um transformador.	29
Figura 7 – Representação de um transformador na forma π equivalente.	30
Figura 8 – Circuito equivalente simplificado na forma π	31
Figura 9 – Poço de energia.....	40
Figura 10 – Critério das Áreas Iguais para um sistema máquina – barra infinita.	45
Figura 11 – Resposta do produto interno para um sistema instável.....	47
Figura 12 – Resposta do produto interno para um sistema estável.	48
Figura 13 – Sistema máquina – barra infinita interligado por duas linhas de transmissão.	48
Figura 14 – Curva $P \times \delta$, Critério das Áreas Iguais.	49
Figura 15 – Curva Característica $P \times \delta$ de um sistema máquina – barra infinita – sistema estável.....	53
Figura 16 – Curva Característica $P \times \delta$ de um sistema máquina – barra infinita – sistema instável.	54
Figura 17 – Diagrama unifilar do sistema fictício de 48 barras.....	60
Figura 18 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Curió para o Caso 1.....	64
Figura 19 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió para o Caso 1.....	64
Figura 20 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Bicudo – Chopim para o Caso 1.....	65
Figura 21 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Arara para o Caso 1.....	66
Figura 22 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió (curto-circuito em Arara) para o Caso 1.	66
Figura 23 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Pelicano para o Caso 1.	67
Figura 24 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió para o Caso 2.....	68
Figura 25 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Curió para o Caso 2.....	68
Figura 26 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió para o Caso 3.....	69
Figura 27 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Curió para o Caso 3.....	69

Figura 28 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió para o Caso 4.....	70
Figura 29 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Curió para o Caso 4.....	71
Figura 30 – Apresentação de resultados de critérios pelo ORGANON.	72
Figura 31 – Apresentação da margem estabilidade da Função de Energia pelo ORGANON.	73
Figura 32 – Diagrama simplificado das interligações Norte – Sul, Norte – Nordeste e Sudeste Nordeste.	81
Figura 33 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte em relação ao Nordeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 1).	88
Figura 34 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação ao Sudeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 1).....	88
Figura 35 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte em relação ao Nordeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 2).	89
Figura 36 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação ao Sudeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (caso 2).....	90
Figura 37 – Comparação da resposta UHE Tucuruí 6 nos Casos 1 e 2 na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa.	91
Figura 38 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte em relação ao Nordeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 3).	92
Figura 39 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação ao Sudeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 3).....	92
Figura 40 – Comparação da resposta UHE Tucuruí 6 nos Casos 1, 2 e 3 na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa.	93
Figura 41 – Ângulo dos rotores das máquinas do Norte em relação ao Nordeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 4).	94
Figura 42 – Ângulo dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação ao Sudeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 4).	94
Figura 43 – Curva $P_{x\delta}$ para o sistema com e sem atuação de PPS.	106
Figura 44 – Trajetória do método de função de energia ao ponto limite de intercâmbio.	110
Figura 45 – Curva Potência elétrica x Delta da máquina 6425 para o Caso 1-2.....	112

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Cenários estudados para o Sistema Fictício de 48 barras.	62
Tabela 2 – Lista de contingências simuladas para o Sistema Fictício de 48 barras.	62
Tabela 3 – Contingências e margem de estabilidade para um ponto de operação instável.....	74
Tabela 4 – Resultados da análise por função de energia para os casos do sistema fictício.	75
Tabela 5 – Contingências e margem de estabilidade para caso com Fab=100 MW.	76
Tabela 6 - Contingências e margem de estabilidade para caso com Fab=117 MW.	77
Tabela 7 – Contingências e margem de estabilidade para caso com Fab=134 MW.	77
Tabela 8 – Contingências e margem de estabilidade para caso com Fab=147 MW.	78
Tabela 9 – Características do SIN.	80
Tabela 10 – Descrição dos fluxos e intercâmbios utilizados.	81
Tabela 11 – Tabela com os despachos máximos das UHEs das regiões Norte e Nordeste para o estudo. .	84
Tabela 12 – Lista de contingências simuladas para o SIN.	84
Tabela 13 – Usinas hidrelétricas com geração fixada e variada utilizada nos casos de estudo.....	85
Tabela 14 – Geração e Intercâmbios utilizados na simulação com o SIN.	86
Tabela 15 – Resultados da análise por função de energia para os casos do SIN.	95
Tabela 16 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1.	96
Tabela 17 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1-1.	97
Tabela 18 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1-2.	97
Tabela 19 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1-3.	98
Tabela 20 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1-4.	98
Tabela 21 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 2.	99
Tabela 22 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 3.	100
Tabela 23 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4.	100
Tabela 24 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4-1.	101
Tabela 25 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4-2.	102
Tabela 26 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4-3.	103
Tabela 27 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4-4.	104
Tabela 28 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4 sem PPS.	107
Tabela 29 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4 sem PPS e 5061=1100 MW.	107
Tabela 30 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4 sem PPS redespachado pela margem.	108
Tabela 31 – Resultados da margem de estabilidade para o caso no limiar da instabilidade.	109

SIGLAS E ABREVIACÕES

SIN – Sistema Interligado Nacional

SE – Subestação

TR – Transformador

LT – Linha de transmissão

p.u. – Por unidade (grandeza normalizada por um valor base)

P – Potência ativa

Q – Potência reativa

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

UTE – Usina Termoelétrica

UHE – Usina Hidroelétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

COI – Centro de Inércia (Center of Inertia)

IEEE – Institute of Electrical and Electronic Engineers

PPS – Proteção de perda de sincronismo

SÍMBOLOS

δ_i – Ângulo do rotor de máquina i em relação a uma referência

V_i – Módulo da tensão na barra i

x_{ij} – Reatância de ligação entre a barra i e a barra j

H - Constante de inércia

P_{ac} - Potência Acelerante

P_m – Potência Mecânica

P_e – Potência Elétrica

e - Tensão de Estator

w – Velocidade Angular

r – Resistência

i – Corrente

L – Indutância

T_m – Torque Mecânico

T_e – Torque Elétrico

Y – Admitância

θ – Ângulo do Rotor

G – Condutância

V – Função de Energia

Capítulo I

Introdução

I.1 Introdução

Sistemas de potência de grande porte com alta disponibilidade de geração hidráulica, em territórios extensos com diversidade hidrológica, requerem um planejamento que considere a ocorrência de diversos cenários energéticos. Atualmente, é comum que os operadores sejam pressionados a maximizar as transferências de potência entre regiões do sistema e, como consequência, trabalhar em condições próximas aos limites de estabilidade. Assim, é importante que sejam analisadas várias condições operativas, envolvendo os vários cenários de transferência de energia entre subsistemas distantes, conectados por longas linhas de transmissão, de forma a garantir uma operação segura. Deste modo, é imprescindível a realização da avaliação dinâmica do sistema de potência. Uma operação dinâmica segura se caracteriza pela habilidade do sistema de suportar distúrbios e permanecer atendendo a demanda dentro de padrões de qualidade preestabelecidos.

No planejamento de sistemas de potência, a análise da segurança dinâmica compreende uma vasta quantidade de problemas, tais como obter os limites seguros de transferência de potência entre subsistemas e identificar as contingências mais severas em uma determinada área. Para auxiliar nos estudos, são necessárias ferramentas computacionais que forneçam respostas para a interpretação dos engenheiros de planejamento.

Dentre os principais aspectos da segurança dinâmica, está a análise da estabilidade transitória [1]. O método de análise da estabilidade transitória, tradicionalmente empregado, é baseado na simulação passo-a-passo no domínio do tempo, onde o comportamento transitório dos geradores após um distúrbio é observado, permitindo concluir sobre a estabilidade do sistema. Em contrapartida, a análise da estabilidade transitória a partir dos chamados “métodos diretos” é feita utilizando a comparação da

energia das máquinas imediatamente após a remoção do distúrbio com um valor de energia estimado para um ponto de operação limite de estabilidade [2].

Atualmente o Sistema Interligado Nacional (SIN) opera em grandes blocos de carga e geração e é dividido em quatro grandes subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro Oeste e Sul. Devido à grande área do território brasileiro, existem diferenças hidrológicas em toda sua extensão, de forma que, enquanto algumas regiões se encontram com hidrologia favorável, outras se apresentam em situações extremamente desfavoráveis. Assim, é importante que a energia possa ser transferida entre os subsistemas com segurança. Para que seja possível esta transferência com segurança são utilizadas parametrizações envolvendo fluxos, de forma a operar os intercâmbios entre áreas. As causas para estas limitações se devem a diversos fatores, podendo ser: capacidade nominal de equipamentos, desempenho dinâmico em uma contingência ou perda de interligação, tensão em um barramento crítico, oscilações, perda de estabilidade entre sistemas, etc. Normalmente, as parametrizações são elaboradas com base em critérios de segurança preestabelecidos definidos nos Procedimentos de Rede [3].

I.2 Objetivo

O principal objetivo deste trabalho é avaliar a aplicação de funções de energia no cálculo de limites de intercâmbio. Atualmente, os engenheiros de sistemas de potência determinam os limites de intercâmbio com base na avaliação da estabilidade transitória do sistema, considerando uma lista de contingências. As análises são realizadas utilizando métodos convencionais baseados na simulação no domínio do tempo. Assim, este trabalho avalia, através de testes em um sistema de potência fictício e no próprio Sistema Interligado Nacional, as vantagens, desvantagens e limitações das funções de energia, além da possibilidade de utilizá-las como uma ferramenta complementar de análise para o planejamento da operação de sistemas de potência.

I.3 Organização da Dissertação

Além do Capítulo I, que apresenta uma introdução e o objetivo da dissertação, este trabalho está organizado como se segue:

No Capítulo II são apresentadas definições de estabilidade de sistemas de potência, além de uma revisão da análise da estabilidade angular através do Critério das Áreas Iguais para uma melhor interpretação dos fenômenos envolvidos.

No Capítulo III é apresentado o método convencional para a análise da estabilidade transitória de sistemas de potência, o qual se baseia na solução, no domínio do tempo, de um conjunto de equações algébrico-diferenciais que modelam o sistema elétrico.

No Capítulo IV são introduzidas as características dos métodos diretos que alcançam os resultados de estabilidade de sistemas de potência sem a necessidade de solucionar as equações do sistema.

No Capítulo V são apresentadas análises, com foco no cálculo de limites de intercâmbio, utilizando o método convencional e um método direto baseado em funções de energia. Além disso, é apresentada uma comparação entre os resultados obtidos com os dois métodos. As análises realizadas consideram um sistema fictício e também o Sistema Interligado Nacional. O capítulo descreve ainda a ferramenta computacional utilizada nos estudos.

No Capítulo VI são apresentadas as principais conclusões do trabalho.

Finalmente, no capítulo VII são apresentadas as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo II

Estabilidade de Sistemas de Potência

II.1 Definição

A estabilidade pode ser definida, segundo Kundur [4], como sendo a propriedade de um sistema de potência de manter-se em um estado de equilíbrio operacional em condições normais de operação e restabelecer um estado aceitável de equilíbrio após ser submetido a um distúrbio qualquer.

Tradicionalmente, o problema de estabilidade em sistemas elétricos de potência é associado à estabilidade transitória angular do rotor, ou seja, à capacidade de manter o sincronismo entre as máquinas de um sistema interligado. Entretanto, a instabilidade pode se manifestar de diversas formas e, atualmente, pode-se classificar os problemas de estabilidade em alguns grupos conforme apresentado a seguir [1]:

- Estabilidade Angular: envolve o estudo das oscilações eletromecânicas das máquinas síncronas, onde a questão fundamental é a maneira pela qual as máquinas mantêm o balanço de potência quando ocorrem variações nos torques e oscilações no rotor. Em função da perturbação, a estabilidade angular pode ser dividida em duas categorias:
 - ✓ Estabilidade a Pequenas Perturbações: é a habilidade que um sistema elétrico de potência possui de permanecer em sincronismo após um pequeno distúrbio (pequenas variações de carga, geração, etc.). Como são consideradas apenas pequenas perturbações, é possível realizar a análise por meio da linearização das equações que modelam o sistema;
 - ✓ Estabilidade Transitória: é a habilidade de um sistema elétrico de potência de manter o sincronismo quando submetido a um distúrbio severo (curto-circuito, desligamento de um grande gerador, etc.). A resposta do sistema envolve grandes variações nos ângulos dos geradores, devendo ser analisada por meio da relação não linear potência - ângulo.

- Estabilidade de Tensão: é a habilidade que um sistema elétrico de potência possui de manter níveis aceitáveis de tensão em todas as barras do sistema em condições normais de operação e de retornar a um ponto de equilíbrio aceitável após ter sido submetido a um distúrbio. Um sistema entra em estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio ou mudanças nas condições de operação do sistema causam uma progressiva e descontrolada queda de tensão. A principal causa associada a essa condição de operação é a incapacidade do sistema de manter o balanço de potência reativa adequado para as condições de operação a que está submetido. Em função da perturbação, a estabilidade de tensão também pode ser dividida em duas categorias:

- ✓ Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações: é a habilidade que o sistema elétrico de potência possui de manter as tensões de operação aceitáveis após um grande distúrbio, por exemplo, um curto-circuito seguido da abertura de uma linha de transmissão. O fenômeno é determinado pelas características de carga, pela interação entre os dispositivos de controle de ação contínua ou discreta e pela ação dos sistemas de proteção.
- ✓ Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações: é a habilidade que o sistema elétrico de potência possui de manter níveis aceitáveis de tensão após um pequeno distúrbio, como por exemplo, uma mudança incremental de carga. Esse fenômeno é influenciado pelas características dinâmicas do sistema, ou seja, o comportamento da carga e dos controles contínuos e discretos num dado instante de tempo. Em geral, os processos envolvidos na estabilidade de tensão a pequenas perturbações podem ser analisados por técnicas de regime permanente.

O horizonte de tempo de interesse em problemas de estabilidade de tensão pode variar de poucos segundos até dezenas de minutos. Assim, a estabilidade de tensão também pode ser classificada como um fenômeno de curto-prazo ou longo-prazo, conforme descrição a seguir.

- ✓ Estabilidade de Tensão de Curto-Prazo: envolve a ação de componentes rápidos da carga, tais como motores de indução, cargas eletronicamente controladas, entre outros. A forma de análise é similar

àquela empregada nos estudos de estabilidade transitória. A faixa de tempo de interesse é de alguns segundos.

- ✓ Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo: envolve a ação de dispositivos de ação lenta e/ou discreta, tais como os transformadores com controle automático de tape, cargas controladas por termostatos e limitadores de corrente dos geradores síncronos. A faixa de tempo de interesse pode se estender até muitos minutos. Em muitos casos, análises estáticas podem ser utilizadas para estimar a margem de estabilidade. Em situações onde o comportamento dos elementos dinâmicos ao longo do tempo seja importante, pode-se adotar a abordagem *quasi*-estática [5].
- Estabilidade de frequência: Refere-se à habilidade do sistema de manter ou restaurar a frequência após um distúrbio severo que resulte em um desbalanço significativo entre carga e geração. Assim como a instabilidade de tensão, a instabilidade de frequência pode surgir a partir de fenômenos de curto-prazo e longo-prazo [1].

Neste trabalho, a avaliação da estabilidade é feita como foco na estabilidade angular transitória, ou seja, para grandes perturbações.

Segundo a definição do IEEE [6], um sistema de potência é estável do ponto de vista da estabilidade transitória, para uma condição de operação particular e para uma dada grande perturbação se, após a ocorrência da perturbação, o sistema é capaz de alcançar uma condição de operação aceitável. Para um melhor entendimento do fenômeno, a seção seguinte revisa o conhecido “Critério das Áreas Iguais” para análise da estabilidade transitória.

II.2 Critério das Áreas Iguais

O “Critério das Áreas Iguais” é uma técnica de análise que permite um entendimento dos fenômenos físicos envolvidos nos problemas de estabilidade transitória através de sua representação gráfica. Considera-se um sistema formado por duas máquinas ou por uma máquina conectada a uma barra infinita através de uma linha de transmissão, conforme ilustrado na Figura 1. Como mostrado nas seções seguintes, através do Critério das Áreas Iguais, é possível concluir sobre a estabilidade transitória a partir do comportamento das máquinas após a primeira oscilação dos rotores.

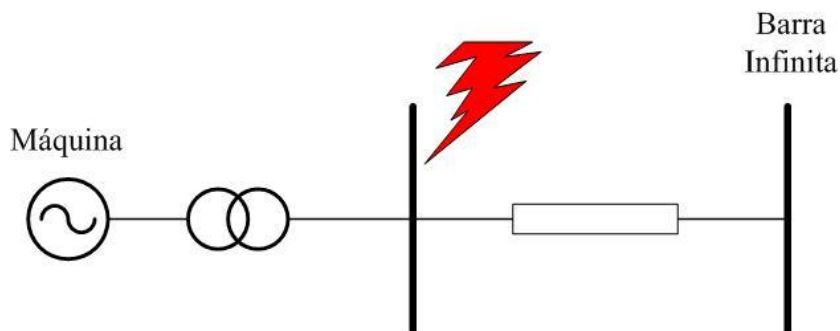


Figura 1 – Representação unifilar de um sistema máquina – barra infinita.

II.2.1 Hipóteses

No que diz respeito à representação das máquinas, o Critério das Áreas Iguais baseia-se nas seguintes hipóteses:

- A potência mecânica de entrada das máquinas é suposta constante;
- As máquinas síncronas são representadas por uma fonte de tensão constante atrás de sua reatância transitória;
- O amortecimento das máquinas, assim como outras fontes de amortecimento (resistência da armadura, resistência das linhas de transmissão), é desconsiderado.

As hipóteses acima são justificáveis pelos motivos que serão apresentados a seguir. A potência mecânica é considerada constante já que suas variações ocorrem de acordo com a ação dos reguladores de velocidade dos geradores. Esta ação não é percebida no intervalo de tempo da primeira oscilação, pois as constantes de tempo dos reguladores de velocidade e das turbinas são muito altas para permitir a variação de potência mecânica em intervalos de tempo tão curtos.

A consideração de amortecimento próximo de zero é uma hipótese conservadora, já que o amortecimento tende a reduzir a amplitude das oscilações eletromecânicas. Assim, se a aplicação do Critério das Áreas Iguais indicar que o sistema permanece estável após a primeira oscilação, considera-se que os torques de amortecimento devidos aos enrolamentos amortecedores, sinais estabilizadores, resistências, etc., provocarão a redução da amplitude das oscilações subsequentes favorecendo, portanto, a manutenção da estabilidade.

Outra consideração tomada é que a tensão das máquinas permanece constante atrás da reatância transitória. Após a ocorrência de um curto-circuito, a corrente de campo do gerador aumenta, para contrabalançar o efeito desmagnetizante da reação da armadura decorrente do curto, ou seja, de modo a garantir que os enlaces de fluxo com o enrolamento do campo permaneçam aproximadamente constantes logo após o defeito. Decorridos alguns instantes, o fluxo tende de fato a cair (o mesmo acontecendo com a tensão atrás da reatância transitória), mas o regulador de tensão já estará iniciando sua atuação, em resposta à queda da tensão terminal da máquina que se segue ao curto-circuito. A combinação dos dois efeitos (aumento da corrente de campo e ação do regulador de tensão) justifica a hipótese de tensão constante durante os primeiros momentos após o defeito.

II.2.2 Interpretação

Considerando um sistema de uma máquina conectada a uma barra infinita por uma linha de transmissão, pode-se escrever a equação de oscilação da máquina ou equação *swing* (1). Quando ocorre um desbalanço entre a potência mecânica e a elétrica, isto é, entre os torques mecânico e elétrico (lado direito da igualdade na equação) a consequência é aceleração ou desaceleração da máquina, conforme pode ser notado no lado esquerdo da igualdade em (1).

$$\frac{2H}{\omega_R} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \text{ em pu} \quad (1)$$

Onde:

- H é a constante de inércia;
- ω_R é a velocidade angular do rotor;
- δ é o deslocamento angular do rotor, a partir do eixo de referência da rotação síncrona;
- P_a é a potência acelerante;
- P_m é a potência mecânica;
- P_e é a potência elétrica;

A Figura 2 mostra a relação potência x ângulo considerando que não há perdas no sistema.

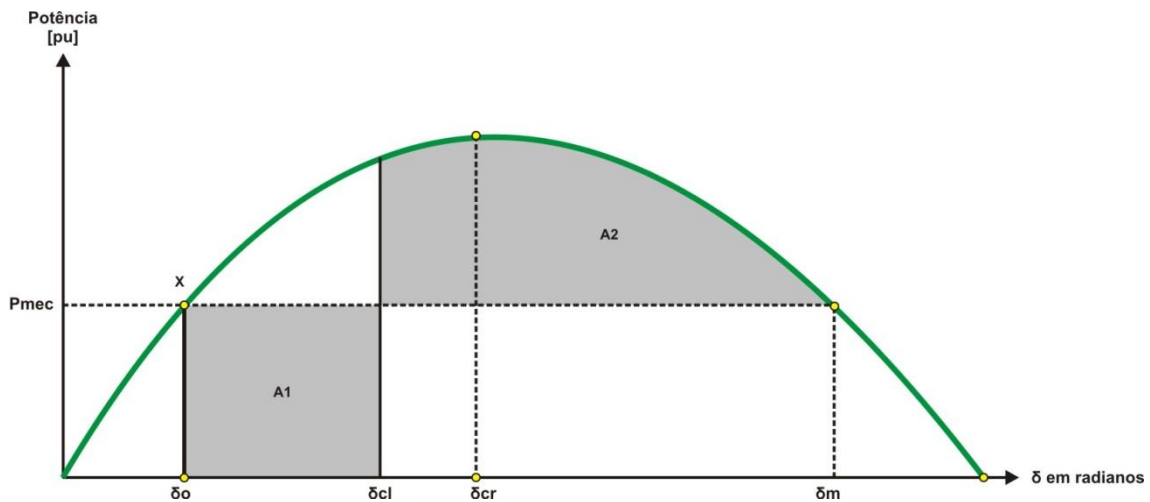


Figura 2 – Relação potência x ângulo de um sistema máquina – barra infinita.

Considera-se que, inicialmente, o sistema opera em equilíbrio e as potências elétrica e mecânica são iguais (ponto x). A ocorrência de um curto-circuito trifásico nos terminais da máquina faz com que a potência elétrica seja nula, provocando a aceleração do rotor, conforme (1). Esta aceleração do rotor causa acúmulo de energia cinética até que o curto-circuito seja eliminado (para $\delta = \delta_{cl}$). Assim, a área A1 (Figura 1) corresponde à área de aceleração do rotor.

Quando o defeito é eliminado, a máquina volta a fornecer potência elétrica e o rotor começa a desacelerar, transformando a energia cinética acumulada em energia potencial. A desaceleração acontece até δ_m . Assim, a área A2 (Figura 1) corresponde à área de desaceleração do rotor. Como não são consideradas quaisquer perdas, toda energia acumulada deverá ser dissipada. Desta forma, as áreas A1 e A2 deverão ser iguais.

De acordo com a Figura 2, a área A1 é dependente do tempo necessário para eliminar o defeito. Quanto maior o atraso na eliminação do defeito, maior será o ângulo δ_{cl} e, conseqüentemente, maior será a área de aceleração (A1). Note-se que, caso a área A2 não iguale a área A1 antes de o ângulo atingir o valor δ_m , a potência elétrica voltará a ficar menor do que a potência mecânica, provocando novamente a aceleração do rotor e o crescimento do ângulo. Neste caso, o ponto de equilíbrio não será restaurado e o sistema será instável.

O tempo máximo de eliminação do defeito que garanta a condição de estabilidade ($A1 = A2$) está associado a um ângulo crítico δ_{cr} , que pode ser calculado como [7]:

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}[(\pi - 2\delta_0)\text{sen}\delta_0 - \cos\delta_0] \quad (2)$$

Embora o Critério das Áreas Iguais seja útil para o entendimento do fenômeno físico, sua aplicação é restrita a um sistema de duas máquinas (ou máquina x barra infinita). Neste caso, é possível avaliar a estabilidade sem efetivamente resolver a equação de oscilação (1). Os capítulos seguintes apresentam métodos de análise de sistemas multimáquinas.

Capítulo III

Método Convencional de Simulação no Domínio do Tempo

III.1 Introdução

Este capítulo apresenta a metodologia convencional para análise da estabilidade transitória baseada em simulações no domínio do tempo.

III.2 Análise de Estabilidade – Simulação Completa

Numa simulação dinâmica, o modelo do sistema elétrico é descrito pelo conjunto de equações algébrico-diferenciais abaixo:

$$y' = f(y, x, t) \quad (3)$$

$$0 = g(y, x, t) \quad (4)$$

Onde:

- f é a função vetorial que define as equações diferenciais dos elementos dinâmicos do sistema (geradores e os respectivos controles, elos de corrente contínua, motores de indução, etc.);
- g é a função vetorial que define as equações algébricas da rede elétrica;
- y é o vetor das variáveis de estado associadas aos modelos dinâmicos dos elementos de controle da rede (máquinas síncronas, reguladores de tensão, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, transformadores com comutação automática em carga (OLTC), etc.);
- x é o vetor de variáveis de estado da rede elétrica (módulo e ângulo das tensões das barras não controladas do sistema);
- t é o tempo.

A seguir serão apresentados os modelos matemáticos dos principais equipamentos que influenciam o comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência e que são usualmente utilizados na análise da estabilidade transitória.

III.2.1 Máquina Síncrona

Os modelos matemáticos utilizados para representar uma máquina síncrona estão detalhados em [4]. Estes modelos são derivados do modelo geral de Park para máquinas síncronas, onde é assumido um sistema de coordenadas que gira na mesma velocidade do rotor da máquina, definindo um eixo em fase com os pólos do rotor, eixo direto ou eixo d , e outro, 90° elétricos atrasado em relação ao primeiro, eixo em quadratura ou eixo q .

Considerando o modelo da máquina com um enrolamento amortecedor no eixo d e um enrolamento amortecedor no eixo q , pode-se obter as expressões para as tensões do estator em valores por unidade (p.u.) de tensão, ou seja [4]:

$$\begin{aligned} e_d &= \dot{\Psi}_d - w_r \Psi_d - R_a i_d \\ e_q &= \dot{\Psi}_q - w_r \Psi_q - R_a i_q \\ e_0 &= \dot{\Psi}_0 - R_a i_0 \end{aligned} \quad (5)$$

Onde:

- e_d , e_q e e_0 são as tensões do estator de eixo direto, em quadratura e zero;
- Ψ_d , Ψ_q e Ψ_0 são os fluxos concatenados de eixo direto, em quadratura e zero;
- w_r é a velocidade angular do rotor;
- R_a é a resistência de armadura;
- i_d , i_q e i_0 são as correntes de eixo direto, em quadratura e zero.

As equações de tensão do rotor são dadas por [4]:

$$\begin{aligned} e_{fd} &= \dot{\Psi}_{fd} + R_{fd} i_{fd} \\ e_q &= \dot{\Psi}_{1d} + R_{1q} i_{1d} \\ 0 &= \dot{\Psi}_{1q} + R_{1q} i_{1q} \end{aligned} \quad (6)$$

Onde:

- e_{fd} é a tensão de campo em relação ao eixo direto ;
- Ψ_{fd} é o fluxo concatenado do rotor em relação ao eixo direto;

- R_{fd} é a resistência de campo em relação ao eixo direto;
- i_{fd} é a corrente de campo em relação ao eixo direto;
- Ψ_{1d} é o fluxo concatenado do circuito de amortecimento em relação ao eixo direto;
- R_{1d} é a resistência do circuito de amortecimento em relação ao eixo direto;
- i_{1d} é a corrente do circuito de amortecimento em relação ao eixo direto;
- Ψ_{1q} é o fluxo concatenado do circuito de amortecimento em relação ao eixo em quadratura;
- R_{1q} é a resistência do circuito de amortecimento em relação ao eixo em quadratura;
- i_{1q} é a corrente do circuito de amortecimento em relação ao eixo em quadratura.

As equações de fluxo concatenado do estator por unidade de fluxo podem ser expressas por [4]:

$$\begin{aligned}\Psi_d &= -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} + L_{ad} i_{1d} \\ \Psi_q &= -L_q i_q + L_{aq} i_{1q} \\ \Psi_0 &= -L_0 i_0\end{aligned}\tag{7}$$

Cabe ressaltar que $L_d = L_{ad} + L_l$ e $L_q = L_{aq} + L_l$, onde L_l é a indutância de dispersão dos circuitos de eixo d e q .

Finalmente, as equações de fluxo concatenado do rotor são:

$$\begin{aligned}\Psi_{fd} &= -L_{ffd} i_{fd} + L_{f1d} i_{1d} + L_{ad} i_d \\ \Psi_{1q} &= -L_{f1d} i_{fd} + L_{11d} i_{1d} - L_{ad} i_d \\ \Psi_{1q} &= L_{11q} i_{1q} - L_{aq} i_q\end{aligned}\tag{8}$$

Onde:

- L_{ffd} é a indutância própria do circuito de campo em relação ao eixo direto;
- L_{f1d} é a indutância mútua do circuito de campo em relação ao circuito de amortecimento de eixo direto;
- L_{ad} é a indutância mútua do estator em relação ao rotor em eixo direto;
- L_{11d} é a indutância própria do circuito de amortecimento de eixo direto;
- L_{11q} é a indutância própria do circuito de amortecimento de eixo em quadratura;

- L_{1q} é a indutância do circuito de amortecimento de eixo em quadratura.

Considerando a operação em regime permanente equilibrado, a aplicação da transformada de Park para as tensões e correntes balanceadas da armadura, resulta na obtenção de corrente contínua nos circuitos de eixo d e q . O mesmo ocorre para as tensões do estator de fluxos concatenados. Considerando que as quantidades associadas ao rotor são também constantes em regime permanente, todos os termos que contêm derivadas no tempo nos grupos de equações (5) e (6) são nulos. Além disso, as componentes de sequência zero não existem.

Com o termo $\dot{\Psi}$ nulo em (6), tem-se que $R_{1d}i_{1d} = R_{1q}i_{1q} = 0$ e, conseqüentemente, todas as correntes nos enrolamentos amortecedores são iguais a zero.

Desta forma, chega-se às equações, em *p.u.*, da máquina síncrona em regime permanente equilibrado. As equações de tensão do estator estão representadas a seguir:

$$\begin{aligned} e_d &= -w_r \Psi_q - R_a i_d \\ e_q &= w_r \Psi_d - R_a i_q \end{aligned} \quad (9)$$

A equação de tensão do rotor é dada por:

$$e_{fd} = R_{fd} i_{fd} \quad (10)$$

Já as equações de fluxos concatenado do estator são:

$$\begin{aligned} \Psi_d &= -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} \\ \Psi_q &= -L_q i_q \end{aligned} \quad (11)$$

E finalmente as equações de fluxo concatenado do rotor:

$$\begin{aligned} \Psi_{fd} &= L_{ffd} i_{fd} - L_{ad} i_d \\ \Psi_{1q} &= L_{f1d} i_{fd} - L_{ad} i_d \\ \Psi_{1q} &= -L_{aq} i_q \end{aligned} \quad (12)$$

Considerando que, em regime permanente, o valor da reatância em *p.u.* é igual ao valor da indutância também em *p.u.*, ou seja, $X_d = L_d$ e, substituindo o grupo de equações (11) em (9), obtém-se:

$$\begin{aligned} e_d &= X_q i_q - R_a i_d \\ e_q &= -X_d i_d - R_a i_q + X_{ad} i_f \end{aligned} \quad (13)$$

Onde X_d e X_q são as reatâncias síncronas de eixo direto e de eixo de quadratura, respectivamente, e X_{ad} é a reatância mútua de acoplamento entre as correntes de eixo direto do estator e do rotor.

Para a operação em regime permanente, é importante estabelecer uma representação fasorial das grandezas do estator da máquina síncrona utilizando os eixos *d* e *q*. Desta forma, é possível obter um vetor tensão gerada no estator, ou tensão terminal da máquina, considerando um par de eixos real e imaginário coincidentes com os eixos direto e em quadratura da máquina.

Partindo da equação (13),

$$\begin{aligned} e_d + j e_q &= X_q i_q - R_a i_d + j(-X_d i_d - R_a i_q + X_{ad} i_f) \\ e_d + j e_q &= -R_a (i_d + j i_q) - j X_q (i_d + j i_q) + j [X_{ad} i_f - (X_d - X_q) i_d] \\ e_d + j e_q &= -(R_a + j X_q) (i_d + j i_q) + j [X_{ad} i_f - (X_d - X_q) i_d] \end{aligned} \quad (14)$$

Definindo:

Tensão terminal da máquina: $\vec{V}_t = e_d + j e_q$

Corrente da máquina: $\vec{I} = i_d + j i_q$

Tensão proporcional à corrente de campo: $E_{fd} = X_{ad} i_f$

E considerando as grandezas abaixo:

$$\begin{aligned} E_q &= X_{ad} i_f - (X_d - X_q) i_d \\ E_d &= E_{fd} - (X_d - X_q) i_d \end{aligned} \quad (15)$$

Reescrevendo o grupo de equações (14) chega-se a:

$$\vec{V}_t = -(R_a + jX_q)\vec{I} + jE_q \quad (16)$$

Agora, fazendo $\vec{E}_q = jE_q$ para obter uma expressão fasorial independente do sistema de eixos, tem-se:

$$\vec{V}_t = -(R_a + jX_q)\vec{I} + \vec{E}_q \quad (17)$$

A equação (17) representa uma máquina síncrona em regime permanente com tensão interna \vec{E}_q atrás de uma impedância síncrona. De acordo com a equação (16) e a definição do fasor \vec{E}_q , essa tensão tem a direção do eixo imaginário, ou seja, a do eixo de quadratura q .

As expressões apresentadas até o momento para representação de uma máquina síncrona em regime permanente estão referenciadas a um par de eixos perpendiculares coincidentes com os eixos direto e em quadratura do rotor da máquina. Já as grandezas do sistema de transmissão estão relacionadas a um sistema de referência complexo (real e imaginário). Ambos os sistemas de referência giram em velocidade síncrona, porém defasados de um ângulo δ . Desta forma, para realizar o acoplamento das equações da máquina síncrona com as equações da rede de transmissão, é necessário definir um sistema de equações adicionais que representa uma transformação de coordenadas por rotação de eixos.

Estas equações são:

$$\begin{aligned} e_d &= -V_r \text{sen} \delta + V_m \text{cos} \delta \\ e_q &= V_r \text{cos} \delta + V_m \text{sen} \delta \end{aligned} \quad (18)$$

Para completar o conjunto de equações que regem o comportamento dinâmico de uma máquina síncrona, torna-se necessário apresentar as equações responsáveis pelo movimento da máquina, tendo novamente como base o modelo geral de Park, conforme a seguir. Considerando o torque de entreferro [4]:

$$T_e = \Psi_d i_d - \Psi_q i_q \quad (19)$$

E considerando a equação de movimento ou *swing* abaixo:

$$\dot{\omega} = \omega_R \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (20)$$

Onde:

- T_m é o torque mecânico;
- T_e é o torque elétrico;

Considerando que em regime permanente a velocidade de referência ω_r é igual a 1,0 p.u. e o valor da potência elétrica é igual ao valor do torque elétrico, tem-se que a potência elétrica:

$$P_e = T_e = e_d i_d + e_q i_q \quad (21)$$

A equação do movimento fica:

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (22)$$

É importante lembrar que as equações apresentadas acima representam uma máquina síncrona com um enrolamento amortecedor no eixo d e um enrolamento amortecedor no eixo q .

A análise do comportamento dinâmico das máquinas síncronas é realizada tradicionalmente, em uma sequência de três períodos de tempo distintos: subtransitório, transitório e regime permanente. Para cada período, a máquina é representada por uma fonte de tensão em série com uma reatância. No período transitório (inferior a um segundo), pode-se considerar que a força eletromotriz produzida pelo enrolamento de campo na armadura permanece constante, sendo chamada de tensão transitória. A reatância transitória de eixo direto é a reatância do circuito da armadura logo após o distúrbio, que é bastante reduzida devido ao caminho de alta relutância no entreferro, percorrido pelo fluxo produzido pelas correntes de armadura. Para o período transitório a presença dos enrolamentos de campo é determinante. Já para o período subtransitório, as equações devem-se principalmente a consideração dos enrolamentos amortecedores, onde também são induzidas correntes, que ajudam a manter o enlace de fluxo constante. Assim, pode-se também determinar uma reatância subtransitória e uma tensão subtransitória para considerar

os efeitos dos enrolamentos amortecedores, que acontece neste período de tempo relativamente curto chamado de período subtransitário.

As constantes de tempo associadas às mudanças nas magnitudes das correntes, durante as condições transitórias e subtransitórias são T'_{do} e T''_{do} , respectivamente. As constantes de tempo de circuito aberto são aquelas identificadas com o índice zero. O sistema visto por uma máquina síncrona durante um transitório causa variação na sua tensão terminal, no ângulo do rotor e na frequência. As mudanças repentinas nas correntes de armadura causam:

- correntes induzidas nos enrolamentos amortecedores – “efeitos subtransitórios” (constantes de tempo da ordem de até 0,1 segundo);
- correntes induzidas no enrolamento de campo devido às mudanças bruscas nas correntes de armadura – “efeitos transitórios” (constantes de tempo da ordem de segundos);
- mudanças nas tensões induzidas no estator pelo enrolamento de campo.

De acordo com [4], as equações apresentadas anteriormente podem ser resumidas como apresentado abaixo, onde o modelo não considera a reatância de dispersão da máquina síncrona X_l e despreza a derivada da tensão transitória, uma vez que sua constante de tempo é muito maior quando comparada com a constante de tempo da parte subtransitória.

Além disso, na equação das tensões transitórias, as tensões subtransitórias são escritas em função das tensões transitórias, considerando a equação de regime permanente da tensão subtransitória.

$$\begin{aligned}
 \frac{dE'_q}{dt} &= \frac{1}{T'_{do}} (E_{fd} + (X_d - X'_d)I_d - E'_q) \\
 \frac{dE''_q}{dt} &= \frac{1}{T''_{do}} (E'_q + (X'_d - X''_d)I_d - E''_q) \\
 \frac{dE''_d}{dt} &= \frac{1}{T''_{qo}} (-(X'_d - X''_d)I_d - E''_d) \\
 \frac{dw}{dt} &= \frac{w_r}{2H} (P_m - P_e - D(w - w_r)) \\
 \frac{d\delta}{dt} &= w - w_r
 \end{aligned} \tag{23}$$

Onde:

- E'_q é a tensão transitória de eixo em quadratura;
- X'_d é a reatância transitória de eixo direto;
- E''_q é a tensão subtransitória de eixo em quadratura;
- X''_d é a reatância subtransitória de eixo direto;
- T'_{do} é a constante de tempo transitória de eixo direto;
- T''_{do} é a constante de tempo subtransitória de eixo direto;
- T''_{qo} é a constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura.

III.2.2 Sistema de Excitação

O objetivo de um sistema de excitação é prover corrente contínua para o circuito de campo da máquina síncrona. Além disso, o sistema de excitação realiza uma série de funções de controle e proteção. Dentre as funções de controle destacam-se o controle da tensão terminal, o controle da potência reativa e a melhoria da estabilidade do sistema. Já as funções de proteção visam assegurar que os limites de capacidade de máquina síncrona, do sistema de excitação e de outros equipamentos não sejam superados. De acordo com [4], os principais componentes do sistema de excitação são:

- Excitatriz: fornece potência em corrente contínua ao campo da máquina síncrona, constituindo o estágio de amplificação de potência do sistema de excitação;
- Regulador de Tensão: processa e amplifica os sinais de entrada a um nível e forma apropriados para o controle da excitatriz;
- Transdutor de tensão terminal e compensador de carga: tem como objetivo medir, retificar e filtrar a tensão terminal e comparar com a referência de tensão desejada. O compensador de carga é usado para compensar a queda de tensão no transformador;
- Estabilizador do sistema de potência: visa amortecer as oscilações eletromecânicas, introduzindo amortecimento adicional ao sistema;
- Limites e circuitos de proteção: incluem as funções de controle e proteção, como por exemplo, os limitadores de sub e sobre-excitação, limitador V/Hz e limitador de tensão terminal.

Os sistemas de excitação podem ser classificados em três categorias básicas, sendo diferenciados através do tipo de fonte usada para excitação, ou seja:

- Excitação do tipo CC: utiliza um gerador de corrente contínua para fornecer corrente ao campo da máquina síncrona através de anéis coletores. Este sistema é mais antigo e tende a desaparecer;
- Excitação tipo CA: é utilizado um gerador de corrente alternada para alimentar o campo da máquina síncrona. A corrente alternada na saída do gerador é convertida para corrente contínua através de um retificador que pode ser controlado ou não controlado. Esses retificadores são estacionários ou rotativos. Os sistemas de excitação CA foram desenvolvidos para substituir os sistemas CC, mas logo foram superados por sistemas de excitação estática;
- Excitação do tipo Estática: é utilizado um retificador alimentado a partir da barra terminal do gerador ou uma barra auxiliar por meio de um transformador abaixador para alimentar em corrente contínua o campo da máquina síncrona. Este sistema apresenta uma resposta muito rápida e atualmente são os mais utilizados.

A modelagem correta do sistema de excitação, incluindo as funções de controle de proteção, é essencial para os estudos de operação e planejamento de um sistema elétrico de potência. Em função do objetivo de cada estudo, determinadas funções do sistema de excitação podem ser ou não representadas. Nos estudos de estabilidade transitória devem ser representados o regulador de tensão, os estabilizadores e o controle do sistema de excitação.

Considerando uma máquina síncrona operando em vazio, tem-se que $i_d = i_q = 0$.

Fazendo a substituição em (9):

$$\begin{aligned} e_d &= -\Psi_q = -L_q i_q = 0 \\ e_q &= \Psi_d - L_{ad} i_{fd} \end{aligned} \tag{24}$$

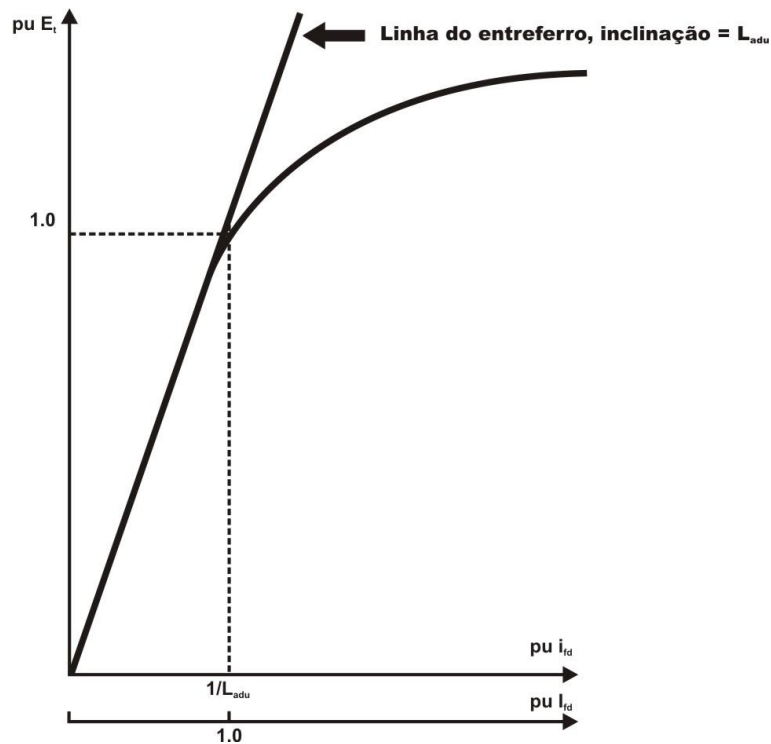


Figura 3 – Característica de circuito aberto de uma máquina síncrona.

Considerando a Figura 3, que é a característica de uma máquina síncrona em circuito aberto, a corrente de campo requerida para produzir 1,0 p.u. de tensão terminal do estator no entreferro (uma reta de inclinação L_{adu}) determinada por:

$$E_t = e_q = L_{adu} i_{fd} = 1,0 \text{ pu} \quad (25)$$

Onde:

- L_{adu} é a inclinação dada pela linha do entreferro;

Então, a corrente de campo i_{fd} necessária para gerar tensão terminal nominal do estator no entreferro é dada por:

$$i_{fd} = \frac{1}{L_{adu}} \text{ pu} \quad (26)$$

E a correspondente tensão de campo é

$$e_{fd} = R_{fd} i_{fd} = \frac{R_{fd}}{L_{adu}} \text{ pu} \quad (27)$$

Por definição, o valor correspondente da corrente de saída da excitatriz I_{fd} é igual a 1,0 pu. Então,

$$I_{fd} = L_{adu} \dot{i}_{fd} \quad (28)$$

E a correspondente tensão de saída da excitatriz é

$$E_{fd} = \frac{L_{adu}}{R_{fd}} e_{fd} \quad (29)$$

Em condições de regime permanente, os valores por unidade de E_{fd} e I_{fd} são iguais. Entretanto, durante regime transitório E_{fd} e I_{fd} são diferentes, de forma que E_{fd} é determinado pelo sistema de excitação e I_{fd} pelas dinâmicas dos circuitos de campo.

III.2.3 Sistema de Regulação Primária

O sistema de regulação primária, também chamado de regulador automático de velocidade, tem como função controlar a velocidade do conjunto turbina – gerador e conseqüentemente o torque mecânico da turbina, possibilitando que a potência elétrica gerada se adapte às variações de carga.

Quando ocorre uma mudança de carga, ela é refletida instantaneamente como uma variação no torque elétrico (T_e) ou na potência elétrica do gerador (P_e). Essa mudança provoca uma diferença entre o torque elétrico e o torque mecânico (T_m) o que resulta em variação na velocidade da máquina que é determinada através da equação de movimento (22). A variação de velocidade origina um sinal de controle na saída do regulador de velocidade que irá atuar nas comportas do distribuidor das turbinas hidráulicas ou nas válvulas de suprimento de gás para unidades de geração térmica. O sinal de controle na saída do regulador de velocidade é no sentido de restabelecer a velocidade da máquina e, conseqüentemente, a frequência do sistema.

Existem basicamente dois tipos de reguladores de velocidade, os isócronos e os com queda de velocidade ou estatismo. O regulador de velocidade do tipo isócrono é indicado para operação isolada ou quando um único gerador do sistema é o

responsável pelo controle da frequência, pois sua atuação é no sentido de restabelecer a velocidade para o valor nominal ou de referência.

Para operação em paralelo com controle do tipo isócrona, é impossível estabelecer e manter valores de referência idênticos nos diversos reguladores automáticos de velocidade do sistema. A implementação deste tipo de controle promove uma disputa entre as unidades no sentido de cada um buscar estabelecer para o sistema, a frequência definida no seu próprio valor de referência. Como a frequência é única em todo sistema, o processo tenderia ao colapso, com algumas unidades tendendo ao despacho máximo enquanto outras tenderiam ao despacho mínimo.

Para equacionar as dificuldades de divisão estável da carga entre dois ou mais unidades geradores operando em paralelo, foram desenvolvidos os reguladores com queda de velocidade ou com estatismo. Esses reguladores possuem como característica, a variação de velocidade em função da carga.

Em estudos onde é importante a variação da carga em relação à frequência, é preferível expressar as equações em função de potência mecânica e elétrica do que em função do torque. Desta forma, utiliza-se a relação entre as duas grandezas, ou seja:

$$P = w_r T \quad (30)$$

Considerando que uma pequena variação (denotado por Δ) dos valores iniciais (denotado pelo subscrito 0), pode-se escrever:

$$\begin{aligned} P &= P_0 + \Delta P \\ T &= T_0 + \Delta T \\ w_r &= w_0 + \Delta w_r \end{aligned} \quad (31)$$

Da equação (30),

$$P_0 + \Delta P = (w_0 + \Delta w_r)(T_0 + \Delta T) \quad (32)$$

Desprezando o termo $\Delta w_r \cdot \Delta T$, pode-se escrever:

$$\Delta P = w_0 \Delta T + T_0 \Delta w_r \quad (33)$$

Então,

$$\Delta P_m - \Delta P_e = w_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0}) \Delta w_r \quad (34)$$

Desde que, em regime permanente, os torques mecânico e elétrico sejam iguais, $T_{m0} = T_{e0}$ e $w_0 = 1$ p.u., tem-se:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (35)$$

Dentro do alcance da variação de velocidade na qual interessa, a potência mecânica da turbina é essencialmente uma função da válvula ou posição de abertura da comporta.

III.2.4 Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão pode ser representado utilizando a matriz admitância nodal na formulação de injeções de correntes, como mostrado na equação (36):

$$I(E, V) = YV \quad (36)$$

Onde:

- I é o vetor de injeções de correntes nodais;
- Y é a matriz admitância nodal;
- V é o vetor de tensões nodais;
- E é o vetor de variáveis de estado.

O sistema de equações apresentado em (36), normalmente é não linear podendo ser representado na sua forma complexa ou forma expandida, quando os vetores I e V são representados nas parcelas real e imaginária de cada elemento.

Quando representado na forma complexa, o sistema de equações (36) é resolvido através da fatoração LU de Y . Já para representação na forma expandida, pode-se utilizar o método de Newton para solução, onde I é o vetor de injeções de correntes

nodais e V é o vetor de tensões nodais expandidas nas parcelas real e imaginária de seus elementos.

A forma de representação de linhas de transmissão para estudos de fluxo de potência ou estabilidade, e que é utilizada em (36) é o modelo π equivalente, que é analisado a seguir.

A Figura 4 ilustra uma seção infinitesimal de uma linha de transmissão com parâmetros distribuídos, onde:

- A impedância série por unidade de comprimento por fase é $z = R + j\omega L$;
- A admitância shunt por unidade de comprimento por fase é $y = G + j\omega C$;
- O comprimento de uma linha de transmissão é l .

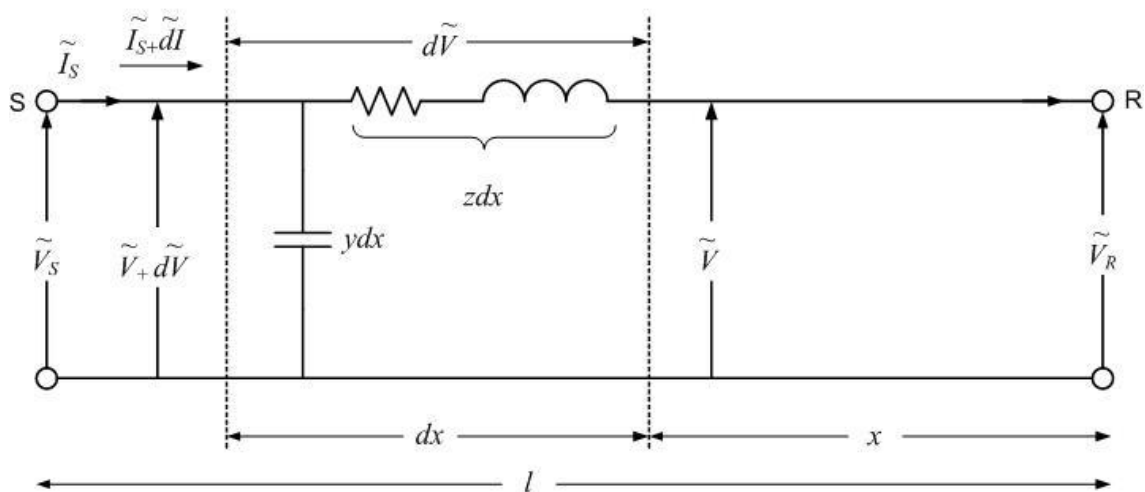


Figura 4 – Relações de tensão e corrente de parâmetros distribuídos de uma linha de transmissão.

Considerando uma seção diferencial ilustrada com comprimento dx a uma distância x do terminal receptor (R), a tensão diferencial por esta seção de comprimento é dada por (Figura 4):

$$d\tilde{V} = \tilde{I}(zdx) \quad (37)$$

Conseqüentemente,

$$\frac{d\tilde{V}}{dx} = \tilde{I}z \quad (38)$$

A corrente diferencial na admitância ydx é

$$d\tilde{I} = \tilde{V}(ydx) \quad (39)$$

Consequentemente,

$$\frac{d\tilde{I}}{dx} = \tilde{V}y \quad (40)$$

Derivando as equações (38) e (40) em relação à x , obtém-se

$$\frac{d^2\tilde{V}}{dx^2} = \frac{zd\tilde{I}}{dx} = yz\tilde{V} \quad (41)$$

e

$$\frac{d^2\tilde{I}}{dx^2} = y \frac{d\tilde{V}}{dx} = yz\tilde{I} \quad (42)$$

Assumindo como condições de contorno que a tensão V_R e a corrente I_R são conhecidas no terminal receptor (onde $x=0$). A solução das equações (41) e (42) para tensão e corrente a uma distância x do terminal receptor é:

$$\tilde{V} = \frac{\tilde{V}_R + Z_C \tilde{I}_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{\tilde{V}_R - Z_C \tilde{I}_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (43)$$

$$\tilde{I} = \frac{\tilde{V}_R/Z_C + \tilde{I}_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{\tilde{V}_R/Z_C - \tilde{I}_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (44)$$

Onde:

- A constante Z_C é chamada de impedância característica e $Z_C = \sqrt{z/y}$;
- A constante γ é chamada de constante de propagação, é $\gamma = \sqrt{yz} = \alpha + j\beta$;
- α é a constante de atenuação;
- β é a constante de fase.

O termo exponencial $e^{\gamma x}$ pode ser expresso como a seguir:

$$e^{\gamma x} = e^{(\alpha + j\beta)x} = e^{\alpha x}(\cos\beta x + j\sin\beta x) \quad (45)$$

$$e^{-\gamma x} = e^{-\alpha x}(\cos\beta x - j\sin\beta x) \quad (46)$$

As equações (43) e (44) fornecem uma descrição completa do desempenho de linhas de transmissão. Mas para estudos que envolvem interligações com outros elementos do sistema, é mais conveniente a utilização de circuitos equivalentes que representam apenas o desempenho de linhas de transmissão em seus terminais.

Considerando $x = l$ na equação (43) tem-se:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_S &= \tilde{V}_R \frac{e^{\gamma l} + e^{-\gamma l}}{2} + Z_C \tilde{I}_R \frac{e^{\gamma l} - e^{-\gamma l}}{2} \\ \tilde{V}_S &= \tilde{V}_R \cosh(\gamma l) + Z_C \tilde{I}_R \sinh(\gamma l) \end{aligned} \quad (47)$$

Da mesma forma para a equação (44),

$$\tilde{I}_S = \tilde{I}_R \cosh(\gamma l) + \frac{\tilde{V}_R}{Z_C} \sinh(\gamma l) \quad (48)$$

Na Figura 5 são apresentados os parâmetros do circuito π equivalente, que pode ser utilizado para representar as relações a seguir.

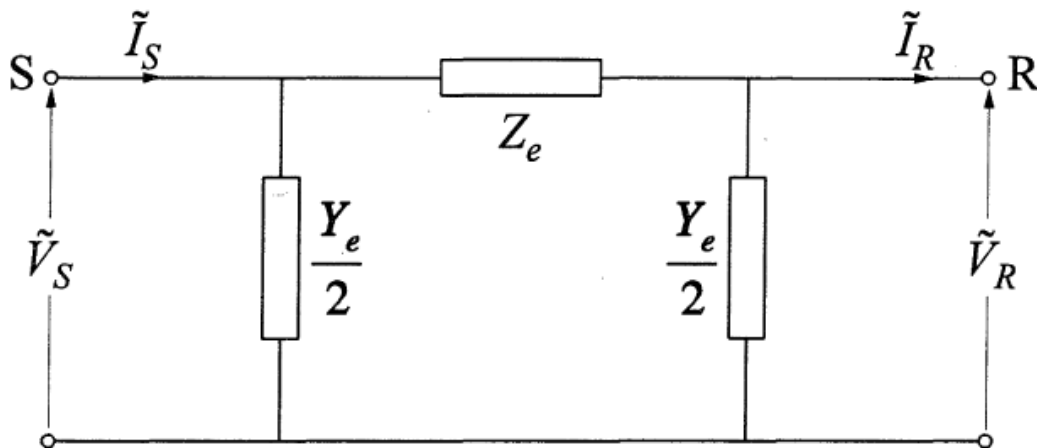


Figura 5 – Circuito π equivalente de uma linha de transmissão.

A partir do circuito equivalente, a tensão do terminal receptor (R) é

$$\begin{aligned}\tilde{V}_S &= Z_e \left(\tilde{I}_R \frac{Y_e}{2} \tilde{V}_R \right) + \tilde{V}_R \\ &= \left(\frac{Z_e Y_e}{2} + 1 \right) \tilde{V}_R + Z_e \tilde{I}_R\end{aligned}\quad (49)$$

Comparando a equação (49) com (47) chega-se a:

$$Z_e = Z_c \sinh(\gamma l) \quad (50)$$

$$\frac{Z_e Y_e}{2} + 1 = \cosh(\gamma l) \quad (51)$$

Portanto,

$$\frac{Y_e}{2} = \frac{1}{Z_c} \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{\sinh(\gamma l)} \quad (52)$$

$$= \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (53)$$

As equações (50) e (53) são as definições dos elementos do circuito π equivalente (Figura 5). Estes elementos definem exatamente a relação de tensão e corrente dada pelas equações (47) e (48).

III.2.4 Transformadores

Para representação dos transformadores será considerado o circuito padrão da Figura 6, onde \bar{n} é a relação de transformação em por unidade. Esta representação é muito utilizada para representação de transformadores de dois enrolamentos em estudos de fluxo de potência e estabilidade.

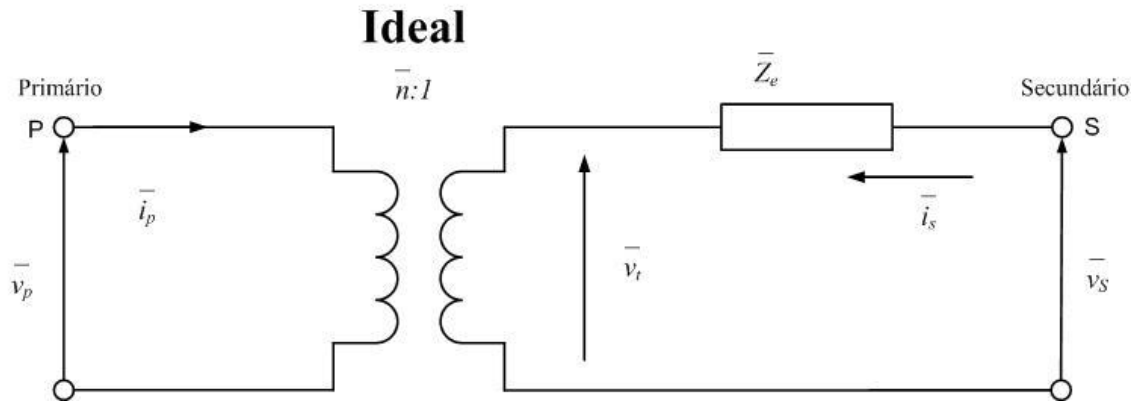


Figura 6 – Circuito equivalente padrão para um transformador.

Assim, tem-se como equações principais do transformador,

$$\bar{n} = \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} = \frac{n_p n_{s0}}{n_{p0} n_s} \quad (54)$$

$$\begin{aligned} \bar{Z}_e &= \bar{n}_s^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}) \\ &= \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}) \end{aligned} \quad (55)$$

Onde

- n_{p0} e n_{s0} são o número de espiras do enrolamento primário e secundário, respectivamente, na posição nominal do *tap* do transformador;
- n_p e n_s são o número de espiras dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente;
- \bar{Z}_{p0} e \bar{Z}_{s0} são as impedâncias do primário e secundário, respectivamente, na posição nominal do *tap* do transformador;
- \bar{Z}_e é a impedância equivalente do transformador rebatida ao secundário.

A representação da Figura 6 para transformadores ainda pode ser reduzida para a forma equivalente π , representada pela Figura 7.

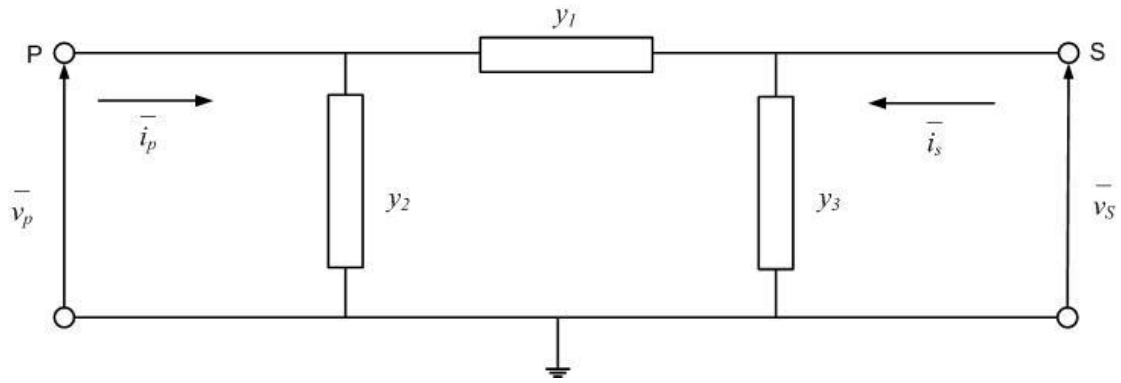


Figura 7 – Representação de um transformador na forma π equivalente.

Da Figura 6, a corrente terminal do nó P é

$$\begin{aligned}
 \bar{i}_p &= (\bar{v}_t - \bar{v}_s) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}} \\
 &= \left(\frac{\bar{v}_p}{\bar{n}} - \bar{v}_s \right) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}} \\
 &= (\bar{v}_p - \bar{n}\bar{v}_s) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}}
 \end{aligned} \tag{56}$$

Onde

- \bar{i}_p é a corrente terminal do nó P;
- \bar{v}_p , \bar{v}_t e \bar{v}_s são as tensões terminais nos nós P, terra e s respectivamente;
- $\bar{Y}_e = 1/\bar{Z}_e$ é a admitância equivalente.

Da mesma forma, a corrente terminal no nó S é

$$\bar{i}_s = (\bar{n}\bar{v}_s - \bar{v}_p) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}} \tag{57}$$

As correntes terminais correspondentes para a representação na forma π de um transformador (Figura 7) são:

$$\bar{i}_p = y_1(\bar{v}_p - \bar{v}_s) + y_2\bar{v}_p \tag{58}$$

$$\bar{i}_s = y_1(\bar{v}_s - \bar{v}_p) + y_3\bar{v}_s \tag{59}$$

Equacionando as correspondentes admitâncias nas equações (56) e (57) chega-se a:

$$y_1 = \frac{1}{\bar{n}} \bar{Y}_e = c \bar{Y}_e \quad (60)$$

$$y_2 = \left(\frac{1}{\bar{n}^2} - \frac{1}{\bar{n}} \right) \bar{Y}_e = (c^2 - c) \bar{Y}_e \quad (61)$$

Onde $c = \frac{1}{\bar{n}}$. Da mesma forma, das equações (57) e (59) tem-se

$$y_3 = (1 - c) \bar{Y}_e \quad (62)$$

O circuito equivalente de um transformador na forma π , com os parâmetros utilizando os termos das equações anteriores são apresentados na Figura 8.

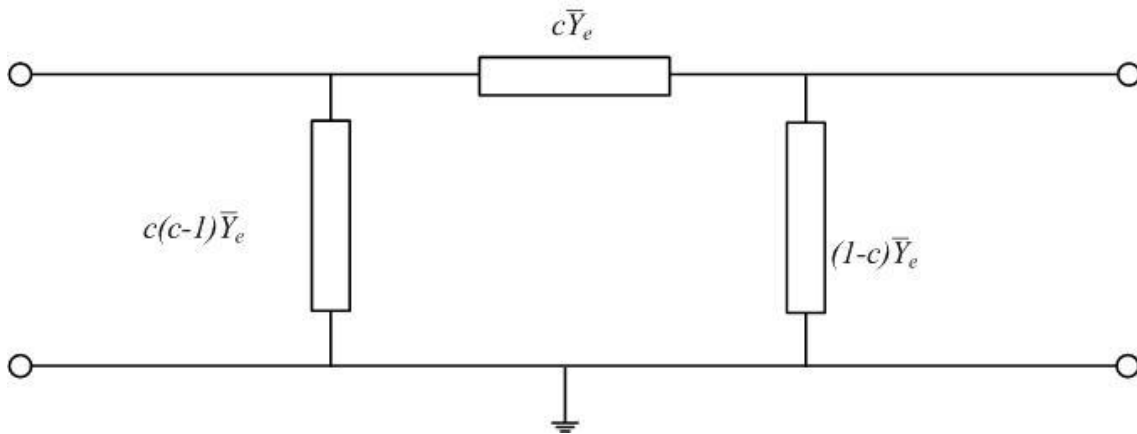


Figura 8 – Circuito equivalente simplificado na forma π .

Onde $\bar{Y}_e = 1/\bar{Z}_e$ e $c = 1/\bar{n}$.

III.2.5 Modelagem de Carga

A carga é provavelmente um dos elementos que mais tem influência no comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência, principalmente com relação à variação de tensão.

Em geral, as cargas podem ser representadas considerando o seu comportamento para variações de tensão traduzidas por equações puramente algébricas. A representação pode incluir uma combinação de parcelas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante.

Para representação das cargas estáticas normalmente é utilizada uma função do tipo polinômio de segundo grau denominado modelo *ZIP* e definido de acordo com as equações abaixo:

$$P = P_0 \left[1 - A - B + A \left(\frac{V}{V_0} \right) + B \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (63)$$

$$Q = Q_0 \left[1 - C - D + C \left(\frac{V}{V_0} \right) + D \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (64)$$

Onde:

- P é a parcela ativa da carga, em *p.u.*;
- Q é a parcela reativa de carga, em *p.u.*;
- V é o módulo da tensão, em *p.u.*;
- V_0 é o módulo da tensão para a qual se conhece o valor da carga em *p.u.*;
- P_0 é a parcela ativa da carga para $V = V_0$, em *p.u.*;
- Q_0 é a parcela reativa da carga para $V = V_0$, em *p.u.*;
- A é a parcela ativa da carga que varia linearmente com a tensão (corrente constante), em *p.u.*;
- B é a parcela ativa da carga que varia com o quadrado da tensão (impedância constante), em *p.u.*;
- C é a parcela reativa da carga que varia linearmente com a tensão (corrente constante), em *p.u.*;
- D é a parcela reativa da carga que varia com o quadrado da tensão (impedância constante), em *p.u.*.

Esse tipo de modelagem tem como característica a utilização de um determinado valor de tensão, abaixo do qual as cargas passam a ser representadas por meio do modelo de impedância constante. Esse recurso é utilizado para evitar valores elevados de corrente durante situações de curto-circuito, o que não ocorre em um sistema real.

III.3 Método de Solução

A análise da estabilidade de sistemas de potência envolve o cálculo da resposta dinâmica não linear para grandes perturbações, geralmente um defeito na rede de transmissão, seguido da retirada do elemento que estava sob defeito.

O sistema de equações a ser resolvido, incluindo as equações diferenciais (3) para todos os equipamentos e as equações algébricas (4) combinadas para os equipamentos e a rede podem ser reescritas e expressas de uma forma geral que consiste em uma equação diferencial de primeira ordem,

$$\dot{x} = f(x, V) \quad (65)$$

e um grupo de equações algébricas

$$I(x, V) = Y_N V \quad (66)$$

Com um grupo de condições iniciais conhecidas (x_0, V_0) , onde:

- x é um vetor de estado do sistema;
- V é um vetor de tensões de barra;
- I é um vetor de corrente injetada.

Para solução das equações (65) e (66), o tempo t não aparece explicitamente. Assim, para sua solução são utilizadas várias aproximações, dependendo do método numérico e do detalhamento da modelagem utilizada [8]. Os possíveis esquemas para solução das equações (65) e (66) são caracterizados pelos seguintes fatores:

- A maneira de interface entre as equações diferenciais e as algébricas, assim como também a utilização de uma aproximação particionada ou uma aproximação simultânea;
- O método de integração utilizado, isto é, método implícito ou explícito [4];
- O método utilizado para solução das equações algébricas. Como no caso do fluxo de potência, os métodos usados podem ser o método de Gauss-Seidal [4], [7], baseado na formulação da matriz de admitância; ou uma solução direta

utilizando a fatoração triangular esparsa-orientada [4], [9]; ou ainda, uma solução iterativa utilizando o método de Newton-Raphson [4], [7], [10].

III.3.1 Solução Particionada com Integração Explícita

Nesta aproximação, as equações diferenciais e algébricas são solucionadas separadamente. Inicialmente, num instante $t = 0^-s$, os valores das variáveis de estado e da rede são conhecidos, isto é, são os valores de regime permanente e, portanto, as derivadas no tempo são iguais à zero.

Em um distúrbio, geralmente um defeito na rede, as variáveis de estado x não podem mudar instantaneamente. As equações algébricas são solucionadas primeiro, determinando os valores de V e I , e os correspondentes fluxos de potência, assim como outras variáveis de interesse em $t = 0^+s$. Então as derivadas no tempo são calculadas usando os valores conhecidos (x e y). Estes então podem ser utilizados para iniciar a solução das variáveis de estado x usando qualquer método de integração explícita.

Sabendo que a solução das equações diferenciais utiliza apenas os valores da rede e das variáveis de estado do passo anterior, as equações diferenciais associadas a cada equipamento podem ser solucionadas independentemente.

Para solução de redes associadas com grandes sistemas interligados, o método mais eficiente é a fatorização triangular esparsa-orientada. A aproximação particionada com integração explícita é a aproximação tradicional mais utilizada em programas de estabilidade. As suas vantagens são a flexibilidade de programação e simplicidade, confiabilidade e robustez. Sua principal desvantagem é a suscetibilidade à instabilidade numérica. Para um sistema robusto, é necessário um passo de integração pequeno durante o período de solução, determinado pela menor constante de tempo (ou autovalor).

III.3.2 Solução Simultânea com Integração Implícita

Nesta aproximação, as variáveis de estado e da rede são solucionadas simultaneamente. A seguir será utilizada a regra trapezoidal para ilustrar esta aproximação.

Com $x = x_n$ e $V = V_n$ em $t = t_n$, a solução de x em $t = t_{n+1} = t_n + \Delta t$ é dada pela aplicação da regra trapezoidal para solução da equação (65):

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2} [f(x_{n+1}, V_{n+1}) + f(x_n, V_n)] \quad (67)$$

Já para a equação (66), a solução de V em $t = t_{n+1}$ é:

$$I(x_{n+1}, V_{n+1}) = Y_N V_{n+1} \quad (68)$$

Os vetores x_{n+1} e V_{n+1} são conhecidos. Seja:

$$F(x_{n+1}, V_{n+1}) = x_{n+1} - x - \frac{\Delta t}{2} [f(x_{n+1}, V_{n+1}) + f(x_n, V_n)] \quad (69)$$

e

$$G(x_{n+1}, V_{n+1}) = Y_N V_{n+1} - I(x_{n+1}, V_{n+1}) \quad (70)$$

Para solução,

$$F(x_{n+1}, V_{n+1}) = 0 \quad (71)$$

$$G(x_{n+1}, V_{n+1}) = 0 \quad (72)$$

As equações (71) e (72) são algébricas não lineares. Assim, as equações diferenciais foram tornadas algébricas pela utilização de uma fórmula implícita. As matrizes são muito esparsas, e é possível tomar vantagem desta estrutura especial através de eficiência computacional. A partir deste ponto poderá ser utilizado o método de Newton-Rapshon [4], [7], [10].

A solução passo-a-passo no domínio do tempo tem como desvantagem o alto custo computacional. Como agravante, está a necessidade de análise de um grande número de cenários associados a uma lista de contingências extensa.

Capítulo IV

Métodos Diretos

IV.1 Introdução

Os métodos diretos são aqueles que determinam a estabilidade diretamente baseados em funções de energia, ou seja, sem a necessidade de solução das equações diferenciais (3). Estes métodos calculam a energia cinética das máquinas síncronas quando ocorre um defeito no sistema que se encontrava em um ponto estável. Assim, o sistema acumula energias potencial e cinética durante o defeito e se move em relação ao ponto de estabilidade em que se encontrava. Após a eliminação do defeito, a energia cinética acumulada é transformada em potencial. Assim, para que não ocorra instabilidade, o sistema deve ser capaz de absorver toda energia potencial (transformada a partir da cinética), de forma a alcançar um novo ponto de equilíbrio.

Os métodos diretos determinam se o sistema se manterá estável, pela comparação da energia do sistema (quando o defeito é isolado) com um valor crítico de energia, na qual o sistema é capaz de absorver. A utilização de métodos diretos e Função de Energia tiveram como primeiros estudiosos Magnusson (1947), Aylett (1958), Gless (1966) e El-Abiad e Nagappan (1966) e foram estudados com mais detalhes após 1966, quando passaram a ser bem documentados por Foaud (1975), Ribbens-Pavella e Evans (1985), Varaiya, Wu e Chen (1987) e Pai (1981) [11], [12].

IV.2 Métodos Diretos

Os métodos tradicionais de análise de estabilidade transitória determinam o comportamento pós-distúrbio do sistema de potência por integrações numéricas. Por outro lado, os métodos diretos assumem que o sistema de potência pós-distúrbio tem um ponto de equilíbrio estável (X_s) que satisfaz a um ponto de operação de regime permanente aceitável. Em seguida, é verificado se o ponto inicial da trajetória pós-

distúrbio encontra-se na região de estabilidade de um estado aceitável de ponto de equilíbrio. Isso é feito através das chamadas funções de energia, que são discutidas na Seção IV.4. Se a sentença anterior for verdadeira, os métodos diretos declaram que a trajetória pós-distúrbio resultante irá convergir para X_S , sem nenhuma informação sobre os comportamentos transitórios da trajetória pós-distúrbio [11].

Os métodos diretos baseados na teoria de Lyapunov [13] permitem a determinação da região de estabilidade de um sistema dinâmico sem solucionar as equações diferenciais do sistema. Sua aplicação associada com sensibilidades ou análise de autovalores tem mostrado grande potencial e pode ser uma ferramenta poderosa para avaliação da estabilidade transitória e determinação de ações preventivas [14], [15].

IV.3.1 Primeiro Método de Lyapunov

O primeiro método de Lyapunov permite investigar a estabilidade local de um sistema não linear através de seu modelo linearizado. Assim, são calculadas as raízes da equação característica do sistema de primeiras aproximações obtido por truncamento da série de Taylor. As raízes da equação característica são os autovalores da matriz de estados do sistema.

Assim [13]:

- i. Quando os autovalores têm partes reais negativas, o sistema é assintoticamente estável;
- ii. Quando pelo menos um dos autovalores tem parte real positiva, o sistema é instável;
- iii. Quando os autovalores têm partes reais iguais à zero, não é possível, em uma primeira aproximação, dizer qualquer coisa.

A estabilidade global do sistema pode ser estudada pela solução explícita das equações diferenciais não lineares usando computadores digitais ou analógicos, conforme descrito no Capítulo III. Entretanto, o Segundo Método de Lyapunov permite que o estudo da estabilidade global seja feito de forma direta.

IV.3.1 Segundo Método de Lyapunov ou Método Direto

O segundo método é uma tentativa de determinar a estabilidade diretamente pelo uso de funções que são definidas no espaço de estados. O sinal da função de Lyapunov e o sinal da derivada em relação às equações de estado do sistema são considerados.

Seja a equação de estado a seguir:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (73)$$

Onde:

- x é o vetor de estado;
- u é o vetor de entradas do sistema.

O equilíbrio da equação (73) é estável se existir uma função definida positiva $V(x_1, x_2, \dots, x_n)$ tal que a sua derivada total \dot{V} em relação à equação (73) é não positiva.¹

O equilíbrio da equação (73) é assintoticamente estável se existir uma função definida positiva $V(x_1, x_2, \dots, x_n)$ tal que a sua derivada total \dot{V} em relação à equação (73) é negativa definida.

O sistema é estável naquela região na qual \dot{V} é negativa semidefinida, e assintoticamente estável se $\dot{V} < 0$.²

Explicando de uma forma mais simples, o segundo método de Lyapunov se baseia no seguinte raciocínio [2][16]: “se a relação $\frac{dE}{dt}$ da energia $E(x)$ de um sistema físico isolado é negativa para todo estado possível x , exceto para um único estado de equilíbrio estável x_s , então a energia decrescerá continuamente até atingir seu valor mínimo $E(x_s)$.” Se, para esse sistema, for possível encontrar uma função escalar $V(x)$

¹ Uma função é chamada positiva definida em um domínio D de espaço de estado se tiver o mesmo sinal para todo x de D e desaparece para $x=0$. Exemplo: $V(x_1, x_2, x_3) = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2$, é positivo definido.

² Uma função é chamada semidefinida em um domínio D de espaço de estado se tiver o mesmo sinal ou for zero para todo x de D . Exemplo: $V(x_1, x_2, x_3) = (x_1 - x_2)^2 + x_3^2$ é positivo semidefinido desde que seja zero para $x_1 = x_2, x_3 = 0$.

tal que ela seja sempre positiva, exceto para $x = x_s$, onde é zero, e sua derivada $\dot{V}(x) < 0$, exceto para $x = x_s$, onde é zero, então, o sistema retorna ao ponto x_s ao sofrer um distúrbio. A função $V(x)$ é denominada de Função de Lyapunov.

No acontecimento de um grande distúrbio no sistema é fornecida uma energia inicial ao mesmo. Se esta energia for menor do que a energia de um ponto de equilíbrio instável (x_u) de menor energia do sistema pós-distúrbio, o sistema retornará para o ponto de equilíbrio pós-falta. O método pode ser explicado fazendo-se a analogia de uma bola no fundo de um poço com bordas irregulares, conforme Figura 9.

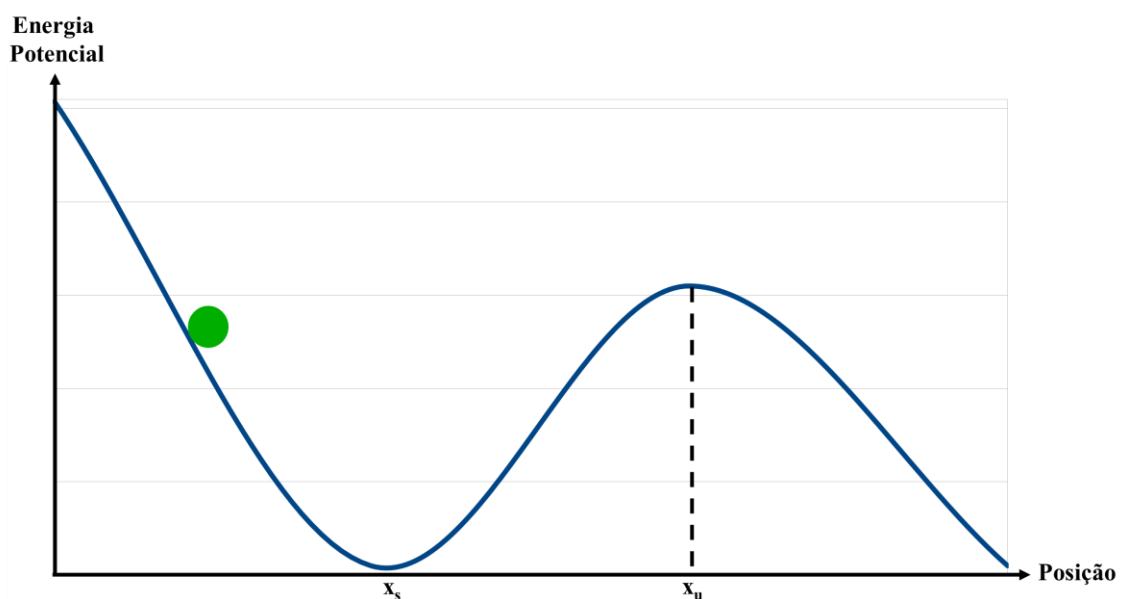


Figura 9 – Poço de energia.

O poço tem um ponto de equilíbrio assintoticamente estável x_s no ponto de mínimo da função de energia potencial, e um ponto de equilíbrio instável, x_u no ponto de máximo. Assume-se que a bola está inicialmente no ponto x_s e é deslocada deste ponto por um distúrbio. O problema é determinar se, após o distúrbio, a bola retornará ao ponto x_s . Neste exemplo, o ponto máximo que a bola poderá alcançar é o ponto associado àquele de mesma energia que o ponto x_u .

IV.3.3 Aplicação de Função de Lyapunov em Sistemas de Potência

A aplicação do método direto de Lyapunov em sistemas de potência é feita em três passos. Dado um vetor representando um sistema dinâmico, este deverá ser em primeiro lugar ter uma função escalar adequada $V(x)$ (referida como Função de Lyapunov ou Função de Energia quando é decomposta em suas partes de energia cinética e de energia potencial) que satisfaça as condições de vizinhança de um ponto de equilíbrio estável³ [15]:

$$V(x) > 0 \quad (74)$$

$$\dot{V}(x) \leq 0 \quad (75)$$

Onde x é o vetor de espaço de estados do sistema. Se estas condições são satisfeitas, o ponto de equilíbrio é dito estável do ponto de vista de Lyapunov. Para um sistema de potência real isto só é possível se forem feitas algumas simplificações, como por exemplo, desconsiderar as condutâncias de transferência nas equações da rede. Portanto, é utilizada a Função de Energia Transitória ao invés da função de Lyapunov. A Função de Energia Transitória não satisfaz explicitamente as condições de Lyapunov, pois parte da energia potencial é computada numericamente durante a trajetória do sistema. Em consequência, as condições de Lyapunov não podem ser explicitamente verificadas. Entretanto, os resultados numéricos têm mostrado as propriedades necessárias para a Função de Energia Transitória avaliar a estabilidade transitória de um sistema de potência [15].

Uma das maneiras de se obter uma função de energia é baseada na combinação linear das primeiras integrais do sistema. A existência da primeira integral pode ser considerada como sendo a própria definição de um sistema conservativo [17]. Por sua vez, a primeira integral baseia-se na idéia original de Lyapunov de que a energia total, no caso de um sistema conservativo, define a estabilidade de um ponto de equilíbrio.

Considerando o sistema $\dot{x} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$, ou seja,

³ Um ponto de equilíbrio é dito ser assintoticamente estável se, toda solução iniciando numa vizinhança do ponto de equilíbrio converge para este ponto de equilíbrio quando $t \rightarrow \infty$, ou seja, $\lim_{t \rightarrow \infty} \phi(t) = x^*$.

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x) \\ f(0) &= 0\end{aligned}\tag{76}$$

Define-se como primeira integral desse sistema uma função diferenciável $G(x_1, x_2, \dots, x_n)$, de modo que, quando os valores de x_i constituem uma solução, $G(x_1, x_2, \dots, x_n)$ é igual a uma constante C. Uma condição necessária e suficiente para a existência da primeira integral do sistema definido pela equação (76) é dada por:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\partial f_i}{\partial x_i} = 0\tag{77}$$

A aplicação da primeira integral para encontrar uma função de energia para sistemas de potência é feita através da associação com o Critério das Áreas Iguais [16].

IV.4 Função de Energia

Na abordagem da estabilidade de sistemas de potência, surge da literatura o fato de que quando um sistema vai em direção à instabilidade, este se separa em duas partes, onde um grupo de máquinas, chamadas de “máquinas críticas”, se distancia do resto do sistema. Portanto, pode-se estudar a estabilidade de sistemas de potência se aproveitando deste fato e criando dois grupos de máquinas equivalentes onde é possível fazer uma análise através do Critério das Áreas Iguais.

IV.4.1 Função de Energia e o Critério das Áreas Iguais

Considerando um sistema sem condutâncias ($\theta_{12} = 90^\circ$ e $G_{11} \equiv 0$) cujo ponto de operação pós-defeito é descrito pela equação oscilação conforme (78), onde M é a constante de inércia do gerador:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e^{max} \sin \delta\tag{78}$$

O ângulo associado ao ponto de equilíbrio estável pós-defeito é dado por:

$$\delta_s = \sin^{-1}\left(\frac{P_m}{P_e^{max}}\right) \quad (79)$$

O ponto de equilíbrio instável mais próximo, δ_u , é dado por:

$$\delta_u = \Pi - \delta_s \quad (80)$$

O lado direito da equação (78) pode ser expresso como o gradiente negativo da função de energia potencial V_{PE} , isto é,

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = -\frac{\partial V_{PE}(\delta)}{\partial \delta} \quad (81)$$

Onde a função de energia potencial é dada por $V_{PE} = -P_m\delta - P_e^{max}\cos\delta$.

Multiplicando (81) por $\frac{d\delta}{dt}$ em ambos os lados e integrando chega-se a:

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{1}{2}M\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + V_{PE}(\delta)\right) = 0 \quad (82)$$

Sabendo-se que $\frac{d\delta}{dt} = \omega$, pode-se expressar uma função $V(\delta, \omega)$, tal que $\frac{dV}{dt} = 0$ como:

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2}M\omega^2 + V_{PE}(\delta) + C \quad (83)$$

A função $V(\delta, \omega)$, é a função de energia do sistema. Em (83), C é uma constante de integração a qual é ajustada para que $V(\delta_s, 0) = 0$. Então, $C = -V_{PE}(\delta_s)$. Por conseguinte, a função de energia (83) fica:

$$\begin{aligned} V(\delta, \omega) &= \frac{1}{2}M\omega^2 + V_{PE}(\delta) - V_{PE}(\delta_s) \\ &= \frac{1}{2}M\omega^2 - P_m(\delta - \delta_s) - P_e^{max}(\cos\delta - \cos\delta_s) \end{aligned} \quad (84)$$

A região de estabilidade ou região de atração de um ponto de operação estável δ_s é definida como [19] [16]:

$$A(\delta_s) := \left\{ \delta \in R^n : \lim_{t \rightarrow \infty} \delta(t) = \delta_s \right\} \quad (85)$$

Do ponto de vista topológico, a região de atração $A(\delta_s)$ é um conjunto aberto, invariante e conectado (que não pode ser particionado em dois subconjuntos abertos não vazios e que não tem pontos em comum com o fechamento de outro).

A região de atração de $(\delta_s, 0)$ é definida pela inequação $V(\delta, \omega) < V_{cr}$. No caso de um sistema máquina – barra infinita, a função de energia crítica, V_{cr} , é determinada como $V_{cr} = V(\delta_u, 0)$, isto é:

$$V_{cr} = -P_m(\delta_u - \delta_s) - P_e^{max}(\cos\delta_u - \cos\delta_s) \quad (86)$$

Enquanto $\delta_u = \Pi - \delta_s$, tem-se V_{cr} como:

$$V_{cr} = -P_m(\Pi - 2\delta_s) + 2P_e^{max}\cos\delta_s \quad (87)$$

O sistema é estável para $t = t_{cl}$ se, na trajetória durante o defeito, $V(\delta, \omega) < V_{cr}$. O tempo crítico de eliminação do defeito, t_{cl} , é obtido quando $V(\delta, \omega) = V_{cr}$ na trajetória sob defeito.

Agora, é possível mostrar que os resultados da função de energia são idênticos aos do Critério das Áreas Iguais. Da equação (87) o sistema é estável para um dado δ_{cl} (obtido pela integração da trajetória durante o defeito até t_{cl}) se $A1 < A2$, pelo Critério das Áreas Iguais (Figura 10). Fisicamente, $A2$ representa a absorção de energia potencial no sistema pós-defeito e $A1$ representa a energia cinética ganha pelas máquinas durante o defeito. Adicionando a área $A3$, então a condição de estabilidade se torna (admitindo que P_e^f = valor máximo da curva de potência com o sistema sob defeito):

$$A1 + A3 < A2 + A3 \quad (88)$$

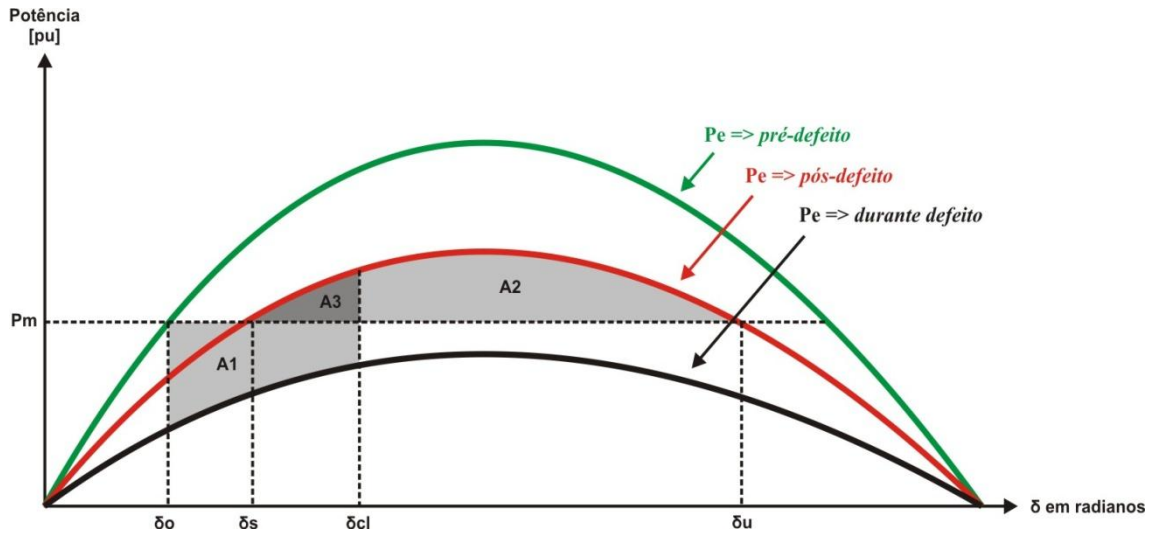


Figura 10 – Critério das Áreas Iguais para um sistema máquina – barra infinita.

Agora:

$$\begin{aligned}
 A1 &= \int_{\delta_0}^{\delta_{cl}} (P_m - P_e^f \sin\delta) d\delta \\
 &= \int_{\delta_0}^{\delta_{cl}} (P_m - P_e^f \sin\delta) d\delta \\
 &= \int_{\delta_0}^{\delta_{cl}} M \frac{d\omega}{dt} d\delta \\
 &= \int_{\delta_0}^{\delta_{cl}} M \frac{d\omega}{dt} \omega dt = \int_{\delta_0}^{\delta_{cl}} M \omega d\omega \\
 &= \frac{1}{2} M (\omega^{cl})^2 \tag{89}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 A3 &= \int_{\delta_0}^{\delta_{cl}} (P_e^{max} \sin\delta - P_m) d\delta = \\
 &= P_e^{max} \cos\delta_{cl} + P_e^{max} \cos\delta_s - P_m (\delta_{cl} - \delta_s) \tag{90}
 \end{aligned}$$

Fazendo a troca δ_{cl}, ω_{cl} para todo δ e ω tem-se:

$$A1 + A3 = \frac{1}{2} M \omega^2 - P_e^{max} (\delta - \cos\delta_s) - P_m (\delta - \delta_s) \tag{91}$$

$$= V(\delta, \omega)$$

Também se pode mostrar que [16]:

$$\begin{aligned} A2 + A3 &= \int_{\delta_s}^{\Pi - \delta_s} (P_e^{max} \sin \delta - P_m) d\delta \\ &= 2P_e^{max} \cos \delta_s - P_m(\Pi - \delta_s) = V_{cr} \end{aligned} \quad (92)$$

As equações (91) e (92) são as mesmas que (84) e (86), respectivamente. Desta forma, foi demonstrado que o método de função de energia é equivalente ao Critério das Áreas Iguais para o caso de um sistema máquina – barra infinita [16].

A função de energia e suas técnicas relacionadas podem ser utilizadas para computar margens de energia, avaliar a estabilidade do sistema e propor ações preventivas. A estabilidade do sistema também pode ser determinada pelo uso do produto interno a seguir [18]:

$$f = P_{ac} \Delta \delta \quad (93)$$

Onde:

- P_{ac} é a potência acelerante;
- $\Delta \delta$ é o desvio do ângulo dos geradores;

Ambas referidas ao centro de inércia do sistema.

Assim, o produto interno de um sistema com N máquinas é definido conforme equação a seguir:

$$f = -(P_{ac1} \cdot \Delta \delta_1 + P_{ac2} \cdot \Delta \delta_2 + \dots + P_{acN} \cdot \Delta \delta_N) \quad (94)$$

Desta forma, a evolução do produto interno ao longo do tempo irá definir a instabilidade ou estabilidade de um sistema qualquer. O produto interno é calculado durante o processo iterativo utilizado (simulação convencional) a cada iteração, de forma que, ao ser detectada a instabilidade a simulação é finalizada. O comportamento apresentado na Figura 11 é típico de um sistema instável. Se uma ou mais máquinas perdem sincronismo, a consequência é um produto $P_{ac} \cdot \Delta \delta$ de valor

elevado para esta máquina, enquanto que para as máquinas em sincronismo o produto $P_{ac} \cdot \Delta\delta$ é pequeno. Portanto, a soma dos termos do lado direito da equação (94) é um valor que cresce indefinidamente (em módulo) a cada intervalo de tempo.

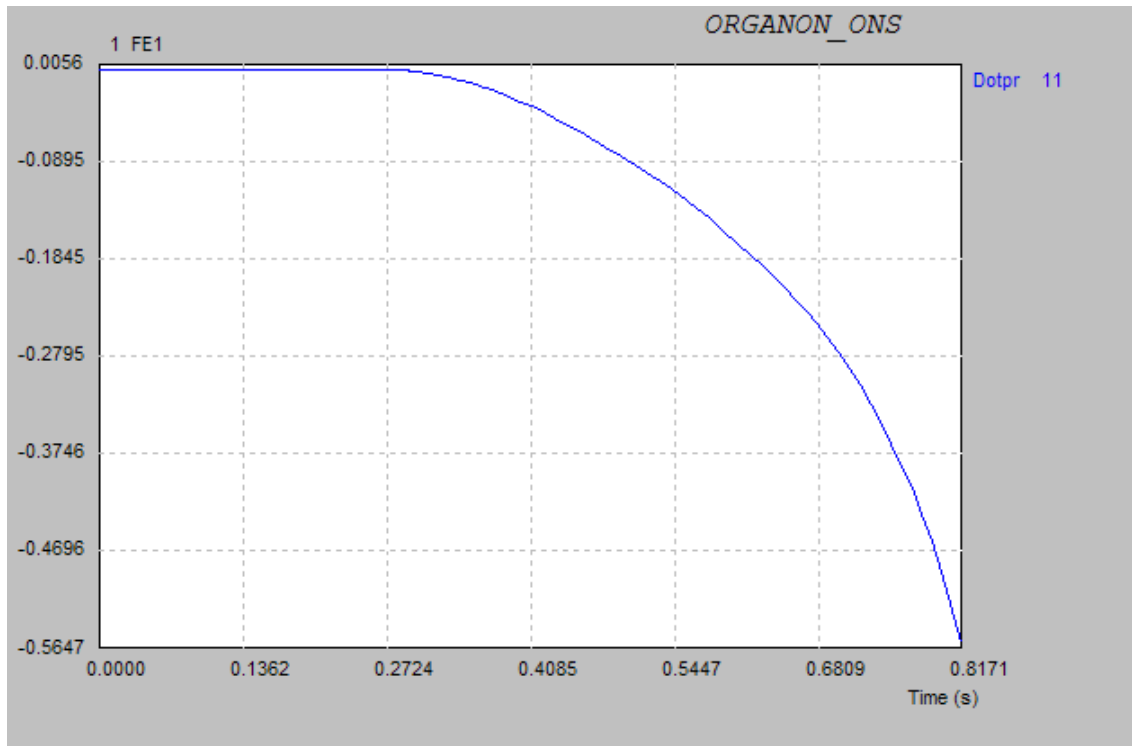


Figura 11 – Resposta do produto interno para um sistema instável.

A Figura 12 apresenta o comportamento típico de sistema estável. As máquinas reagem após o distúrbio, mas o produto $P_{ac} \cdot \Delta\delta$ diminui a cada intervalo de tempo até que o sistema encontra um novo ponto de operação estável, para o qual o produto interno é nulo.

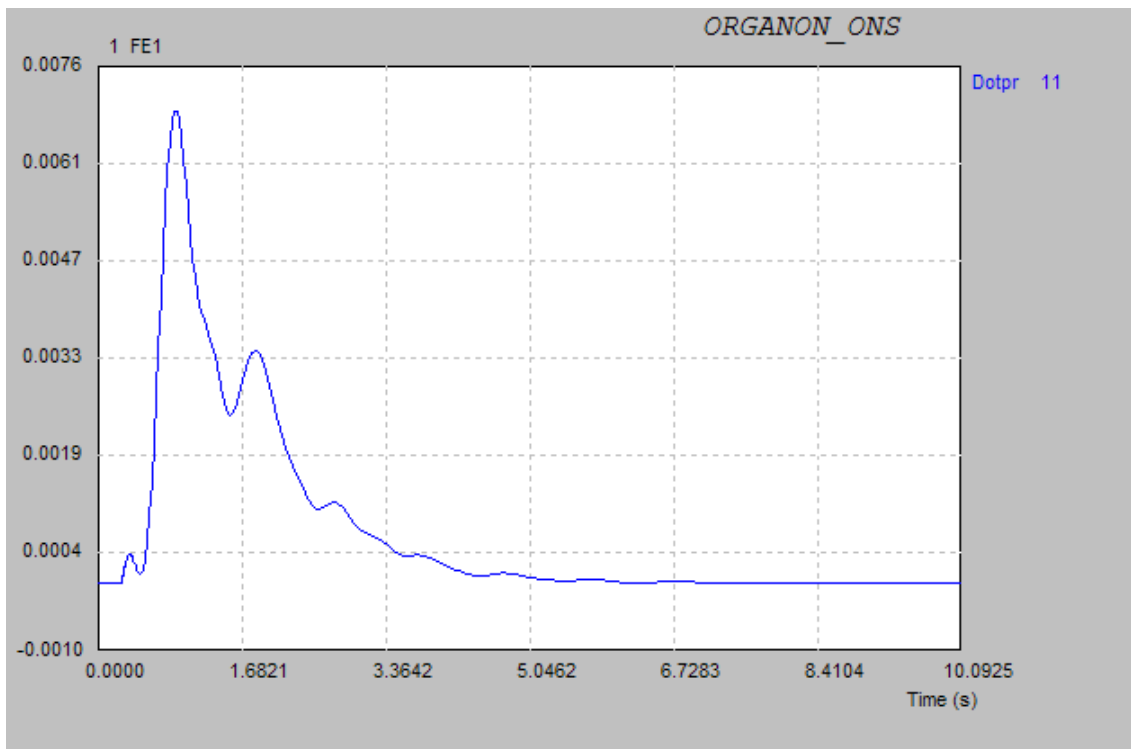


Figura 12 – Resposta do produto interno para um sistema estável.

Para a interpretação da estabilidade transitória de um sistema através do comportamento do produto interno ao longo do tempo, podem ser mapeadas as variáveis envolvidas de acordo com a sequência de acontecimentos durante um defeito. Considerando um sistema máquina – barra infinita interligado através de duas linhas de transmissão Figura 13. A ocorrência de um curto-circuito em uma das linhas de transmissão seguido da abertura do circuito para eliminação do defeito e, utilizando o Critério das Áreas Iguais, têm-se as seguintes situações (Figura 14):

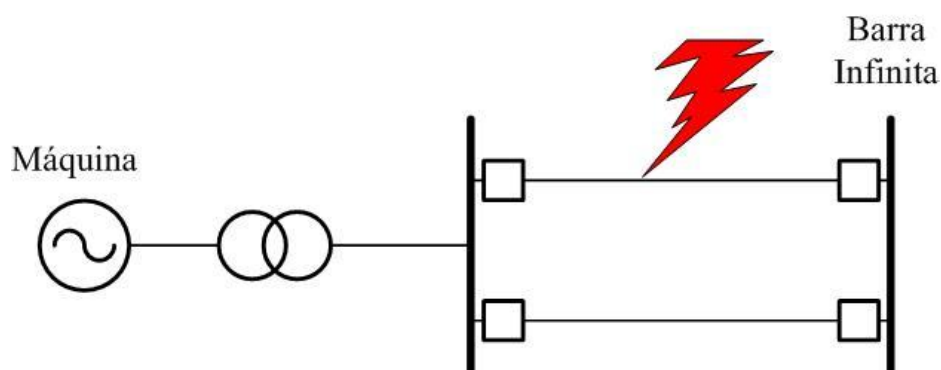


Figura 13 – Sistema máquina – barra infinita interligado por duas linhas de transmissão.

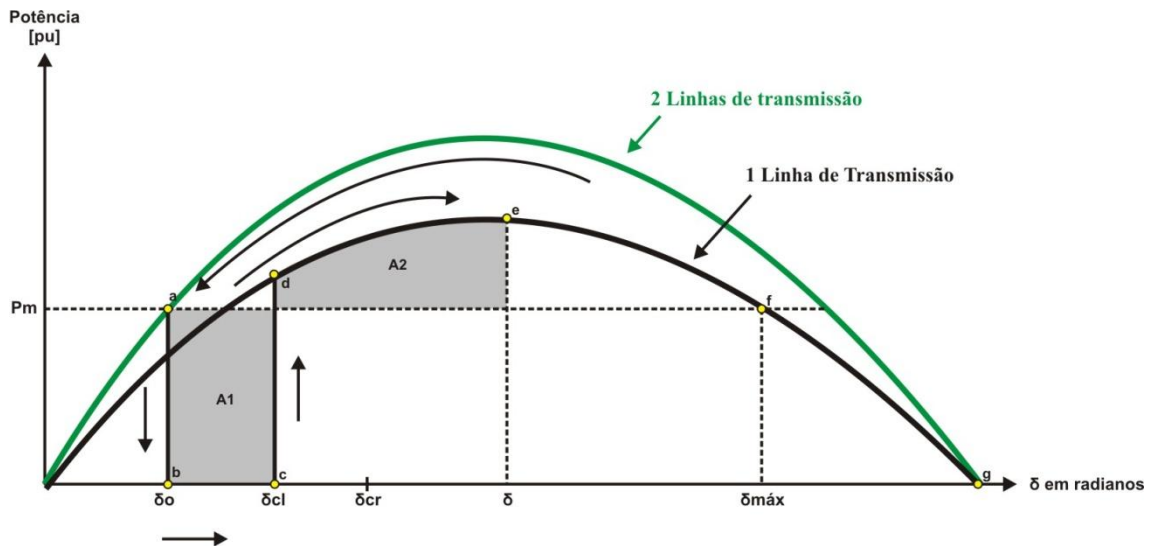


Figura 14 – Curva P x δ, Critério das Áreas Iguais.

- $P_{ac} > 0$ e $\Delta\delta > 0$: Neste caso, o sistema encontra-se com o defeito aplicado, a potência mecânica é maior que a potência elétrica e as máquinas estão acelerando em relação ao centro de inércia do sistema. Na Figura 14, esta situação é representada pela excursão do ponto *b* ao ponto *c* e tem como característica a aceleração da máquina, que ganha energia cinética;
- $P_{ac} < 0$ e $\Delta\delta > 0$: Para este caso, há duas situações: no primeiro momento é tomada a ação para eliminação do defeito (abertura de um circuito), a potência mecânica é menor que a potência elétrica e as máquinas ainda não tiveram tempo de desacelerar em relação ao centro de inércia do sistema. Esta situação é representada pelo ponto *d* na Figura 14. A partir do ponto *d*, a máquina inicia a desaceleração, embora ainda esteja com velocidade positiva em relação ao centro de inércia do sistema. Exatamente neste momento, após a eliminação do defeito, passa a ser calculada a Função de Energia, pois já estão definidas as energias cinética e potencial acumuladas durante o defeito;
- $P_{ac} > 0$ e $\Delta\delta > 0$, neste caso, **com o defeito eliminado**, se a potência mecânica for maior que a potência elétrica as máquinas voltam a acelerar em relação ao centro de inércia do sistema, significando a perda de estabilidade. Na Figura 14, esta situação é representada por qualquer ponto dentro da excursão entre *f* e *g*.

IV.4.2 Método de Término Antecipado da Simulação Dinâmica

Um dos maiores problemas com os programas convencionais de simulação no tempo é que eles executam a simulação do comportamento dinâmico do sistema para uma dada contingência até o instante de tempo especificado. Este fato ocorre, pois não há, em geral, um mecanismo em que seja examinada a possibilidade do caso ser estável, o que permitiria o término antecipado da simulação. Como, na grande maioria dos estudos realizados em sistemas reais, se verificam situações estáveis, o tempo de processamento gasto em análises rotineiras do ambiente de planejamento torna-se demasiadamente elevado.

Um programa de estabilidade transitória convencional deixa para o usuário a interpretação da estabilidade. Normalmente, não existe nenhum método sistemático que quantifique o grau de estabilidade ou instabilidade. Logo, as conclusões ficam por conta do usuário, baseadas na experiência e familiaridade com o sistema em estudo.

Embora existam diversos critérios de segurança dinâmica utilizados nos sistemas de potência, tais como amortecimento, níveis de tensão e abertura angular entre máquinas, o objetivo primário da determinação do valor limite de intercâmbio entre subsistemas é uma avaliação qualitativa nominal da segurança, isto é: o sistema é estável ou instável?

De maneira a reduzir o esforço computacional na simulação passo-a-passo, pode-se calcular os componentes da Função de Energia Transitória durante a trajetória de solução de forma a estabelecer um esquema de término antecipado.

Uma aproximação para o término antecipado da simulação é baseado no cálculo de dois produtos internos [20]. Para um sistema com n máquinas sejam:

- θ o ângulo do rotor;
- ω a velocidade do rotor;
- P_m a potência mecânica;
- P_e a potência elétrica.

Todas variáveis acima são referidas às coordenadas do Centro de Inércia (COI). O subscrito cl é usado para valores no instante de tempo de eliminação de defeito e

o subscrito i para o i -ésimo componente do vetor. Assim, os dois produtos internos são definidos como [20]:

$$ftheta = \sum_{i=1}^{n_g} f_i \cdot \theta_i \quad (95)$$

e

$$stheta = \sum_{i=1}^{n_g} \omega_i \cdot (\theta_i - \theta_{cl}) \quad (96)$$

Onde:

- f_i é a potência acelerante do gerador i referente ao centro de inércia;
- ω, θ são os vetores de velocidade e ângulo do rotor dos geradores, respectivamente.

Estas variáveis adicionais são calculadas a cada passo de integração da trajetória pós-defeito da simulação.

O algoritmo de término antecipado é baseado na aplicação destes dois produtos internos para detectar a estabilidade ou instabilidade referentes à potência sincronizante. O coeficiente de potência sincronizante é um indicador da estabilidade do ponto de operação da máquina. Conhecendo-se a potência mecânica fornecida ao gerador, existem dois pontos de operação possíveis, a e f , na Figura 14. O coeficiente de potência sincronizante tem o objetivo de identificar quais destes pontos são aceitáveis, isto é, o ponto onde a máquina não perde sincronismo para pequenas alterações da potência elétrica de saída da máquina. Durante a simulação, a mudança de sinal em $ftheta$ (ou $stheta$) significa que a projeção do vetor potência acelerante, f (ou vetor velocidade, ω), no vetor de espaço ângulo do rotor $(\theta - \theta_{cl})$ muda sua direção. Uma mudança de sinal em $ftheta$ é a indicação que o sistema está oscilando.

A implementação do término antecipado pode ser feita com as seguintes regras:

- Se $ftheta$ muda de sinal antes de $stheta$ mudar de sinal, o sistema é classificado como invariavelmente instável, e a simulação pode ser finalizada;
- Se $stheta$ muda de sinal antes de $ftheta$ mudar de sinal, o sistema é classificado como estável.

IV.4.2 Margem de Estabilidade

A análise do comportamento dinâmico de cada máquina em relação ao centro de inércia permite verificar sua condição de sincronismo com o sistema. Em um sistema multimáquina, é possível calcular margens de estabilidade individuais para cada máquina, utilizando o Critério das Áreas Iguais.

Um sistema multi-máquina pode ser mapeado em um sistema máquina – barra infinita através de um método chamado de Critério das Áreas Iguais Estendido [15][16][21]. Este critério identifica o grupo de máquinas que tendem perder sincronismo (grupo crítico) em relação ao resto do sistema (outro grupo de máquinas). O sistema é então decomposto nestes dois grupos, representados por seus centros de inércia, na qual a energia deles é mapeada de forma a criar um sistema de duas máquinas. Este sistema de duas máquinas é então convertido em um sistema máquina – barra infinita. As margens de estabilidade individuais e agrupadas são calculadas por meio de funções de energia individualizadas por máquina síncrona. A energia potencial e a energia cinética de cada máquina são calculadas, respectivamente, pelas equações a seguir [15]:

$$V_{pe_i} = \int P_{ac_i} d\delta \quad (97)$$

$$V_{ke_i} = \frac{1}{2} M_i w_i^2 \quad (98)$$

Onde:

- P_{ac_i} é o vetor potência acelerante da máquina i;
- $\Delta\delta$ é o vetor de desvio angular com relação ao centro de inércia;
- M_i é a inércia da máquina i;
- w_i é a velocidade angular da máquina i.

Durante a simulação, são calculadas as energias potencial e cinética de cada máquina. Se uma ou mais máquinas perdem o sincronismo, a energia cinética das mesmas, adquirida durante o defeito, não pode ser convertida em energia potencial e o valor excedente corresponde à margem de energia negativa na forma de energia cinética.

Se o sistema é estável, calcula-se uma estimativa da energia necessária para a máquina perder o sincronismo. Esse valor corresponde a uma margem positiva de energia. O valor da margem pode ser utilizado como insumo básico para o cálculo dos valores de despacho máximo de máquinas, de forma individual ou em grupo. Utilizando esta margem para redespachar as máquinas, chega-se a um ponto de operação limite, aquele que se encontra próximo do limiar da estabilidade.

Desta forma, é possível determinar com precisão a instabilidade, as unidades que perderam sincronismo e as margens para redespacho das mesmas. Finalmente, a margem de redespacho de cada máquina pode ser utilizada na obtenção de limites de intercâmbio, como será mostrado no Capítulo V.

Para um melhor entendimento, pode-se considerar um sistema máquina – barra infinita interligado através de duas linhas de transmissão (Figura 13). Além disso, considera-se a ocorrência de um curto-circuito trifásico sólido em um dos terminais de uma das linhas, seguido da abertura dos disjuntores dessa linha. Após a sequência de acontecimentos dependendo da variação entre os conjugados mecânico e elétrico, pode ocorrer a desaceleração ou aceleração do gerador.

A Figura 15 apresenta o comportamento do ângulo do rotor do gerador em função da potência na situação onde o gerador não perde sincronismo após a eliminação do defeito.

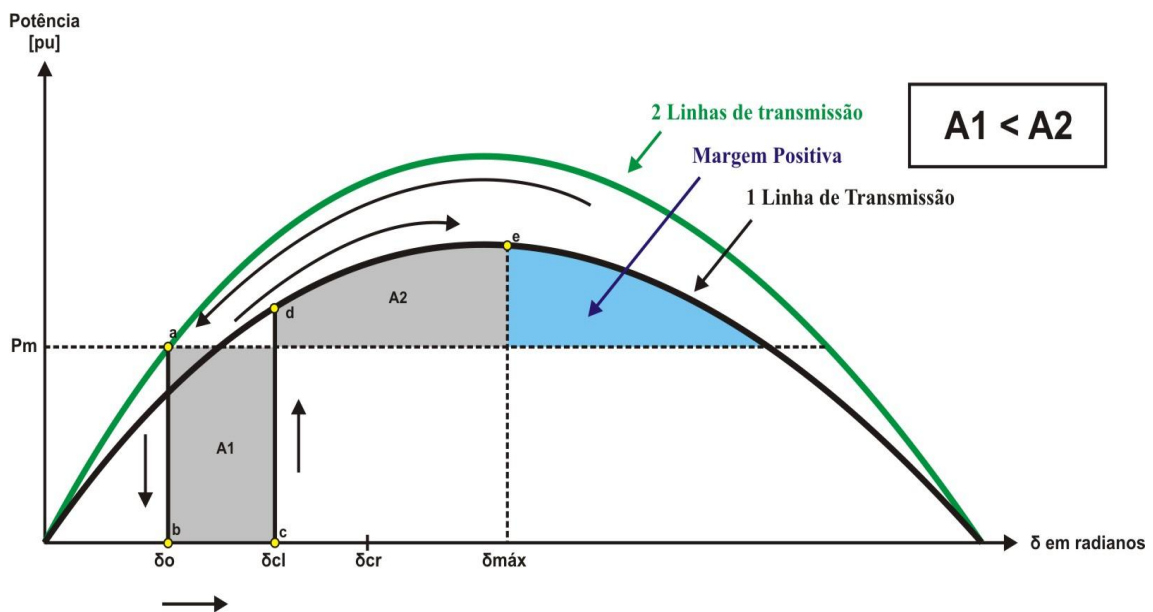


Figura 15 – Curva Característica $P \times \delta$ de um sistema máquina – barra infinita – sistema estável.

No caso ilustrado na Figura 15, o ângulo do rotor δ_{cl} é inferior à δ_{cr} , calculado a partir da equação (2), o que caracteriza uma situação estável. A margem positiva representa o quanto de energia seria necessário para que a máquina perdesse sincronismo.

A Figura 16, ilustra uma situação onde o gerador perde sincronismo após a retirada do defeito.

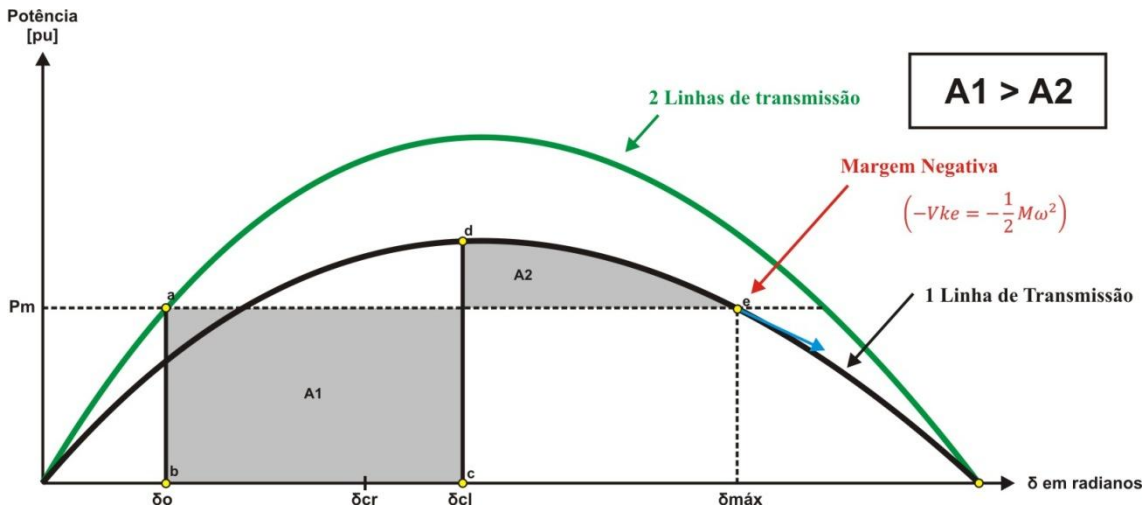


Figura 16 – Curva Característica P x δ de um sistema máquina – barra infinita – sistema instável.

A linha de raciocínio para a Figura 16 é análoga à realizada para a Figura 15. O importante a ressaltar é que agora o ângulo do rotor δ_{cl} é superior à δ_{cr} devido a um atraso na eliminação do defeito. Conseqüentemente, a área A1 é maior que a área A2. Assim, o sistema é instável após a retirada do defeito, pois não é possível transformar a energia cinética armazenada inicialmente em energia potencial.

A margem de energia negativa, indicada na Figura 16 por uma seta azul, representa quanto de energia cinética adquirida durante o defeito não pôde ser convertida em energia potencial, é o excedente de energia cinética do sistema no ponto e (a máquina irá continuar acelerando).

Capítulo V

Estudos de Casos

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos e comparação na aplicação do método convencional e método direto para cálculo de limites de intercâmbio utilizando como critério a estabilidade transitória angular. Ambos os métodos serão aplicados a um sistema fictício e ao Sistema Interligado Nacional. Ao final da aplicação dos métodos, a cada um dos sistemas, será feita uma análise comparativa dos resultados.

V.1 Descrição da Ferramenta Computacional Utilizada

Esta seção apresenta as características da ferramenta computacional utilizada para a análise dos sistemas de potência deste trabalho, o aplicativo ORGANON. Todas as informações descritas nesta seção foram retiradas de [18].

O ORGANON é um programa de computador para a análise de sistemas de potência e avaliação de segurança. Pode ser usado como uma aplicação independente ou integrado a um Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS) sendo, portanto, adequado tanto para estudos de planejamento da operação quanto para as avaliações de tempo real.

V.1.1 Critérios de Projeto

O ORGANON foi projetado de forma a valer-se da evolução tecnológica trazendo benefícios para a melhoria dos processos de estudos de planejamento da operação e de tempo real. O ORGANON combina computação de alto desempenho, robustez e capacidade de representação detalhada para prover uma avaliação da segurança confiável, acurada e rápida. O projeto cuida primeiramente da fidelidade da simulação, seguida da robustez dos algoritmos e, por fim, da velocidade de computação. Esta ordem de prioridade distingue o ORGANON da maioria dos modelos similares como ANAREDE, ANATEM e PSS/E.

A fidelidade na simulação implica no uso de modelos matemáticos detalhados, o que é uma característica das ferramentas utilizadas no ambiente de estudos de planejamento da operação. A maioria das ferramentas desenvolvidas para o ambiente de tempo real visa à eficiência computacional (velocidade) em detrimento da precisão. Este é um prejuízo maior na medida em que resultados imprecisos tornam a avaliação de segurança não confiável. A modelagem detalhada dos elementos do sistema não representa uma dificuldade técnica, na medida em que ela já é um padrão disponível em ferramentas de análise de sistemas de potência comerciais. O ORGANON simplesmente reconhece tal fato como um requisito básico para uma efetiva avaliação da segurança.

Uma ferramenta de avaliação da segurança é simplesmente inútil se não for confiável. Por exemplo, se um cálculo de fluxo de potência não converge fica impossível concluir a avaliação. Portanto, a preocupação com a robustez dos métodos utilizados é suprema para uma efetiva computação envolvendo a avaliação da segurança de sistemas de potência. A escolha de métodos numéricos e algoritmos utilizados pelo ORGANON foram definidos com base no critério de robustez.

A computação de alto desempenho é alcançada no ORGANON através de uma arquitetura de processamento escalável e distribuída. As tarefas em um processo de avaliação da segurança são concorrentes. Portanto, elas não necessitam ser processadas sequencialmente. A análise de contingência, por exemplo, é uma funcionalidade tipicamente adequada para processamento distribuído. As diversas contingências a serem avaliadas podem ser distribuídas entre vários processadores para que sejam processadas em paralelo. Os resultados de todas as simulações são, então, combinados para a produção de uma avaliação global da segurança do sistema.

V.1.2 Metodologia

A metodologia empregada no ORGANON é baseada na automação de procedimentos tradicionais de planejamento da operação. Ela contém algumas funcionalidades pré-programadas, mas, em alguns casos, alguns ajustes sob medida podem ser necessários.

É comum que a automação levante algumas dúvidas quanto à capacidade do modelo de lidar com situações não ordinárias. Em outras palavras, a falta de flexibilidade ou capacidade de adaptação, às vezes presentes em processos automatizados, é vista com ceticismo. Entretanto, tais sentimentos, em geral, não se justificam como fica demonstrado pela história da industrialização. No caso particular dos processos de avaliação da segurança de sistemas de potência, os benefícios da automação são indiscutíveis. Um processo automatizado pode ser 200 vezes mais rápido do que um manual usando um único processador. Com 20 processadores ele pode ser de 3000 a 4000 vezes mais rápido. Tal ganho de produtividade não pode ser desconsiderado em um ambiente de planejamento, sendo uma condição imprescindível para avaliações de segurança em tempo real. Além disso, as regras e métodos podem evoluir na medida em que as condições do sistema se modifiquem e/ou se aprende mais acerca do comportamento do sistema.

Um processo automatizado é, também, passível de auditoria e não carrega ambiguidades. É bem conhecido o fato de que em um ambiente de planejamento, em um dado procedimento de cálculo, dois analistas podem chegar a conclusões diferentes por causa de interpretações individuais. Em um processo automatizado não existe tal risco.

Um processo automatizado pode ajudar na obtenção de perícia e no crescimento da base de conhecimentos sobre o sistema de potência na medida em que mais condições de operação podem ser avaliadas de forma mais rápida. Especialistas, usualmente, gastam a maior parte de seu tempo com tarefas de rotina (preparação de dados, verificação de resultados, etc.). Com frequência, apenas uma parte de seu tempo é dedicada à análise. A automação melhora as condições de trabalho permitindo que os especialistas contribuam mais efetivamente com seu conhecimento especializado.

Os componentes essenciais da avaliação de segurança automática do ORGANON são os seguintes:

- Ferramentas para realização de tarefas simples como calcular um fluxo de carga, alterar um ponto de operação e efetuar uma simulação no tempo;
- Procedimentos para avaliação de aspectos críticos do sistema. Esses procedimentos são baseados nas práticas adotadas no ambiente de planejamento da operação;
- Critérios de segurança, que, nos casos mais gerais, podem variar;

- Métodos para extração de diagnósticos das simulações sem a necessidade de interpretação humana ou de inspeção visual.

V.1.3 Funcionalidades

As principais funcionalidades do ORGANON são as seguintes:

- Fluxo de potência;
- Análise de contingências;
- Corte de carga e de geração através de modelagem de esquemas especiais de proteção;
- Margens de segurança em MW (distância para o colapso);
- Regiões de segurança (nomogramas);
- Simulação de dinâmica de longo termo;
- Alertas sobre equipamentos expostos na tela durante a simulação.

V.1.4 Tecnologia

Linguagens de Programação – O ORGANON é escrito, basicamente, em FORTRAN 90/95 e C++, para plataforma Windows™. A Windows API é utilizada para a interface gráfica do usuário. A Interface de Passagem de Mensagens – MPI é utilizada para processamento distribuído.

Fluxo de Potência - O método completo de Newton-Raphson é utilizado devido às suas melhores propriedades de convergência. Todos os controles (tape, chaveamento automático de shunts, elos de CC, etc.) são resolvidos simultaneamente pelo método de Newton.

Fluxo de Potência Continuado - O método do vetor tangente é utilizado. Algoritmos para o controle total de trajetórias em espaços paramétricos são, também, utilizados.

Simulação no Domínio do Tempo - A solução de todas as equações é simultânea e se adota uma abordagem de passo e ordem de integração variáveis, a qual provê tanto alta eficiência computacional quanto robustez. As simulações são

automaticamente finalizadas, quer por detecção de instabilidade, quer por falta de convergência para um ponto de equilíbrio.

Processamento de Sinais - Análise de Prony [21] e algoritmos baseados em funções de energia são utilizados no diagnóstico automático das simulações no tempo.

Hardware – O programa pode ser executado tanto em um único computador pessoal sob Windows NT, 2000 ou XP quanto em uma rede de computadores pessoais (multi-processamento). Para multi-processamento é possível utilizar-se uma rede existente (rede padrão corporativa), a qual é adequada para uma configuração de supercomputação noturna, ou uma rede dedicada para processamento pesado em tempo integral (*cluster*).

V.1.5 Desempenho

Tipicamente, o ORGANON pode processar cerca de 500 simulações no tempo e 2000 cálculos de fluxo de potência em dois minutos, para um sistema elétrico de 2000 barras e 100 geradores, utilizando um *cluster* de 20x3GHz. Evidentemente, o desempenho depende do número de processadores utilizados.

V.2 Sistema Fictício (48 barras)

Foi utilizado um sistema fictício de 48 barras para cálculo dos limites de intercâmbio. Este sistema foi utilizado para testes no ONS e foi criado e cedido pelo Prof. Dr. Cláudio Ferreira (UNIFEI) [23]. O diagrama unifilar do sistema é mostrado na Figura 17. Este sistema possui a seguinte composição:

- 48 barramentos;
- 4 geradores totalizando uma geração disponível de 2010 MW;
- 4 linhas de transmissão em 440 kV, 18 em 230 kV, 4 em 138 kV e 1 em 69 kV;
- 2 capacitores série instalados em 1 linha de transmissão em 440 kV;
- 13 barras de carga totalizando 1200+j350 MVA;
- 4 bancos de reatores totalizando -280 Mvar;
- 4 bancos de capacitores totalizando 105 Mvar.

No Apêndice A.1 encontra-se a topologia detalhada do sistema fictício, em formato cartão, para um ponto de operação qualquer. O apêndice apresenta as características do sistema como: parâmetros de linhas de transmissão, transformadores, capacitores série, equipamentos shunt e cargas.

No Apêndice A.2 encontram-se os dados das quatro máquinas presentes no sistema-teste, enquanto que no Apêndice A.3 encontra-se a modelagem dinâmica utilizada para as quatro unidades geradoras presentes do sistema fictício, também em formato cartão.

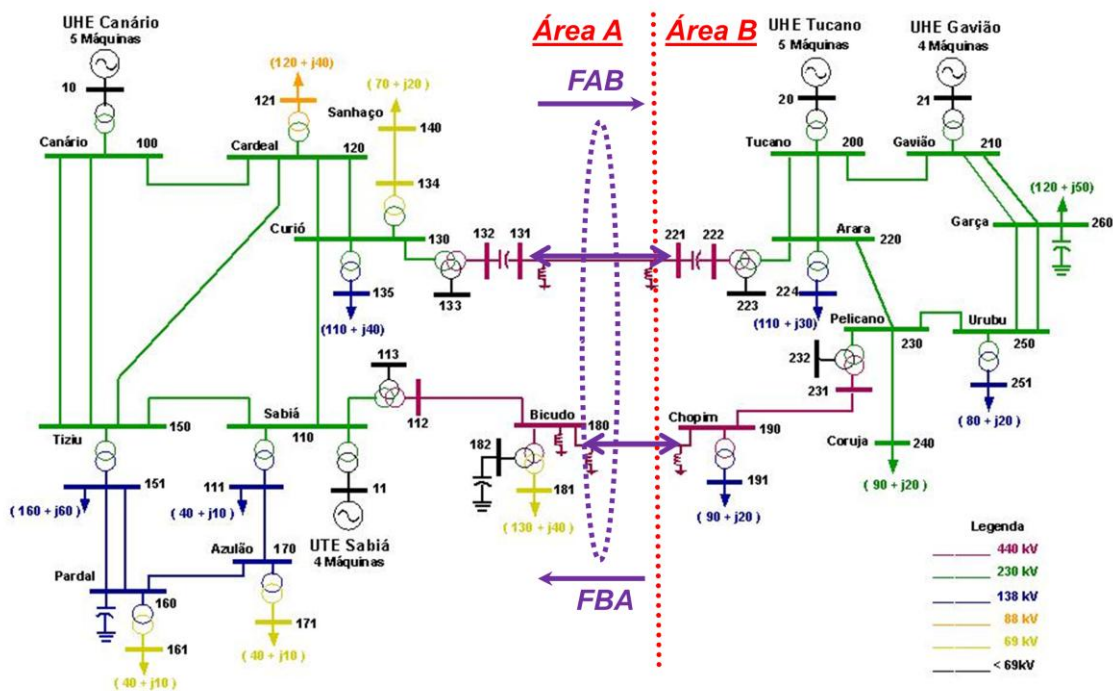


Figura 17 – Diagrama unifilar do sistema fictício de 48 barras.

Para esta análise o sistema fictício foi dividido em dois subsistemas ou áreas: A e B. A interligação destes dois subsistemas é feita através da LT 440 kV Curió – Arara e da LT 440 kV Bicudo – Chopim. Desta forma, considerando que o único caminho entre os dois subsistemas se dá através das linhas citadas anteriormente, foi escolhida como grandeza de parametrização o somatório dos fluxos destas linhas de transmissão, denominado F_{AB} . A Figura 17 apresenta os dois subsistemas e a indicação do fluxo F_{AB} .

Para a realização das simulações, foram elaborados vários cenários variando a geração das máquinas presentes no sistema. Como o objetivo do estudo é a determinação do limite de intercâmbio, foi elevada ao máximo a geração de um

subsistema e reduzida ao mínimo a do outro, criando assim os cenários extremos. A partir da criação dos cenários extremos, foi executada a análise de contingências dinâmicas de todos os equipamentos do sistema. Finalmente, se verificam quais contingências que causam perda de estabilidade do sistema.

Caso o sistema não seja seguro do ponto de vista dinâmico, as máquinas do sistema são redespachadas de forma a reduzir o valor de F_{AB} e conseqüentemente o intercâmbio entre subsistemas. Em seguida, é novamente executada a análise de contingências dinâmicas de todos os equipamentos do sistema.

Este processo é repetido até que seja encontrado um valor de F_{AB} em que o sistema suporte todas as contingências dinâmicas do sistema sem perder a estabilidade.

O procedimento descrito foi realizado com dois métodos distintos. Inicialmente, foi utilizada a simulação dinâmica convencional para a análise da estabilidade. Em seguida, a segurança foi avaliada utilizando um método baseado em funções de energia. Os resultados obtidos são apresentados a seguir.

V.2.1 Análise Convencional do Sistema Fictício – Simulação Dinâmica Completa

Dado o sistema fictício de 48 barras, para cada ponto de operação informado na Tabela 1 foram simuladas todas as contingências do sistema, descritas na Tabela 2. As contingências foram simuladas aplicando um curto-circuito trifásico nas linhas de transmissão, sempre na proximidade de uma das extremidades. O curto-circuito é aplicado após 200 ms de simulação, ou seja, em $t = 0,200$ s, e eliminado após 5 ciclos ($t = 0,283$ s), pela abertura da linha de transmissão sob defeito. Para o caso da contingência dos transformadores 440/230 kV o curto-circuito é aplicado e eliminado no mesmo intervalo de tempo citado anteriormente, sendo que para eliminação do defeito é feita abertura do transformador e da linha de transmissão que ficaria operando em vazio. Pelo fato do sistema ter apenas quatro máquinas, sendo duas para cada área, no cálculo do ponto de operação inicial (fluxo de potência) uma redução de geração ativa na UTE Sabiá seria compensada pela UHE Canário *swing* do sistema. Assim, uma mudança de geração deste tipo não traria variação significativa no fluxo entre áreas (F_{AB}), desta forma a geração ativa da UTE Sabiá foi fixada.

Tabela 1 – Cenários estudados para o Sistema Fictício de 48 barras.

CASO	GERAÇÃO EM MW				FLUXO EM MW
	CANÁRIO	SABIÁ	TUCANO	GAVIÃO	F_{AB}
1	150	250	500	400	350
2	221	250	460	330	250
3	328	250	400	278	150
4	356	250	400	250	125

Tabela 2 – Lista de contingências simuladas para o Sistema Fictício de 48 barras.

CONTINGÊNCIA	LOCAL DO CURTO	EQUIPAMENTOS ABERTOS PARA ELIMINAÇÃO DO DEFEITO
1	SE 230 kV Canário	LT 230 kV Canário - Tiziu
2	SE 230 kV Sabiá	TR 230/138 kV Sabiá
3	SE 230 kV Sabiá	LT 230 kV Sabiá - Curió
4	SE 230 kV Sabiá	LT 230 kV Sabiá - Tiziu
5	SE 230 kV Sabiá	TR 440/230 kV Sabiá e LT 440 kV Sabiá - Bicudo
6	SE 138 kV Sabiá	LT 138 kV Sabiá - Azulão
7	SE 230 kV Cardeal	TR 230/88 kV Cardeal
8	SE 230 kV Cardeal	LT 230 kV Cardeal - Curió C1
9	SE 230 kV Cardeal	LT 230 kV Cardeal - Tiziu
10	SE 230 kV Curió	TR 230/69 kV Curió
11	SE 230 kV Curió	TR 230/138 kV Curió
12	SE 230 kV Curió	TR 440/230 kV Curió e LT 440 kV Curió - Arara
13	SE 440 kV Curió	LT 440 kV Curió - Arara
14	SE 69 kV Curió	LT 69 kV Curió - Sanhaço
15	SE 230 kV Tiziu	TR 230/138 kV Tiziu
16	SE 138 kV Tiziu	LT 138 kV Tiziu - Pardau C1
17	SE 138 kV Pardal	LT 138 kV Pardal - Azulão
18	SE 138 kV Azulão	LT 138 kV Azulão - Pardau
19	SE 138 kV Azulão	TR 138/69 kV Azulão
20	SE 440 kV Bicudo	LT 440 kV Bicudo - Chopim
21	SE 440 kV Bicudo	TR 440/69 kV Bicudo
22	SE 440 kV Chopim	LT 440 kV Chopim - Pelicano
23	SE 230 kV Tucano	LT 230 kV Tucano - Gavião
24	SE 230 kV Tucano	LT 230 kV Tucano - Arara
25	SE 230 kV Gavião	LT 230 kV Gavião - Garça
26	SE 230 kV Arara	TR 230/138 kV Arara
27	SE 230 kV Arara	LT 230 kV Arara - Pelicano
28	SE 230 kV Arara	TR 440/230 kV Arara e LT 440 kV Arara - Curió
29	SE 440 kV Arara	LT 440 kV Arara - Curió
30	SE 230 kV Pelicano	LT 230 kV Pelicano - Coruja
31	SE 230 kV Pelicano	LT 230 kV Pelicano - Urubu
32	SE 230 kV Pelicano	TR 440/230 kV Pelicano e LT 440 kV Pelicano -

CONTINGÊNCIA	LOCAL DO CURTO	EQUIPAMENTOS ABERTOS PARA ELIMINAÇÃO DO DEFEITO
		Chopim
33	SE 230 kV Urubu	TR 230/138 kV Urubu
34	SE 230 kV Urubu	LT 230 kV Urubu - Garça
35	SE 440 kV Chopim	TR 440/138 kV Chopim

Para o Caso 1 as contingências dos equipamentos listados a seguir obtiveram resultados insatisfatórios:

- Transformador 440/230 kV Arara;
- Transformador 440/230 kV Pelicano;
- Transformador 440/230 kV Curió;
- LT 440 kV Curió – Arara;
- LT 440 kV Chopim – Pelicano.

Os resultados foram considerados insatisfatórios devido à resposta apresentada pelos ângulos dos rotores das máquinas, considerando a UHE Canário como referência.

Para o Caso 1, cujo valor de intercâmbio F_{AB} é igual a 350 MW, são apresentados, na Figura 18, os ângulos dos rotores das máquinas do sistema em relação à UHE Curió quando é simulada a contingência do transformador 440/230 kV Curió.

Foi adotada a seguinte convenção para a legenda interna às figuras:

- RAng 11-10: Curva Vermelha – ângulo do rotor da UTE Sabiá em relação à UHE Canário;
- RAng 20-10: Curva Azul – ângulo do rotor da UHE Tucano em relação à UHE Canário;
- RAng 21-10: Curva Lilás – ângulo do rotor da UHE Gavião em relação à UHE Canário.

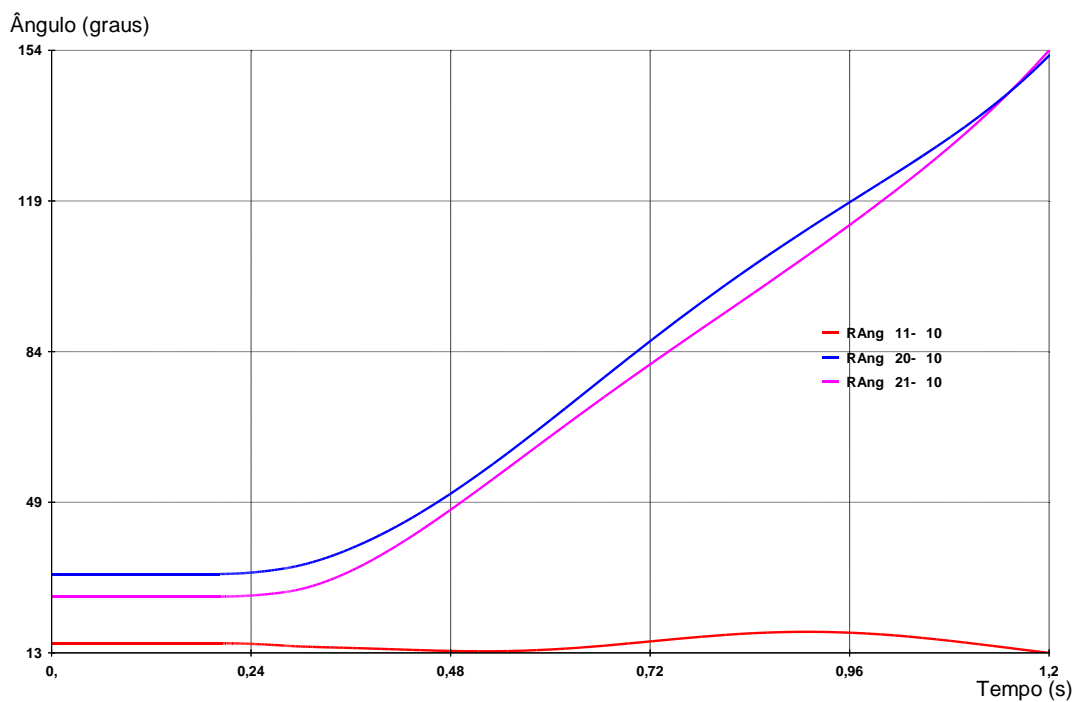


Figura 18 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Curió para o Caso 1.

Para a contingência da LT 440 kV Arara – Curió (curto-circuito na SE Curió), os ângulos dos rotores são apresentados na Figura 19.

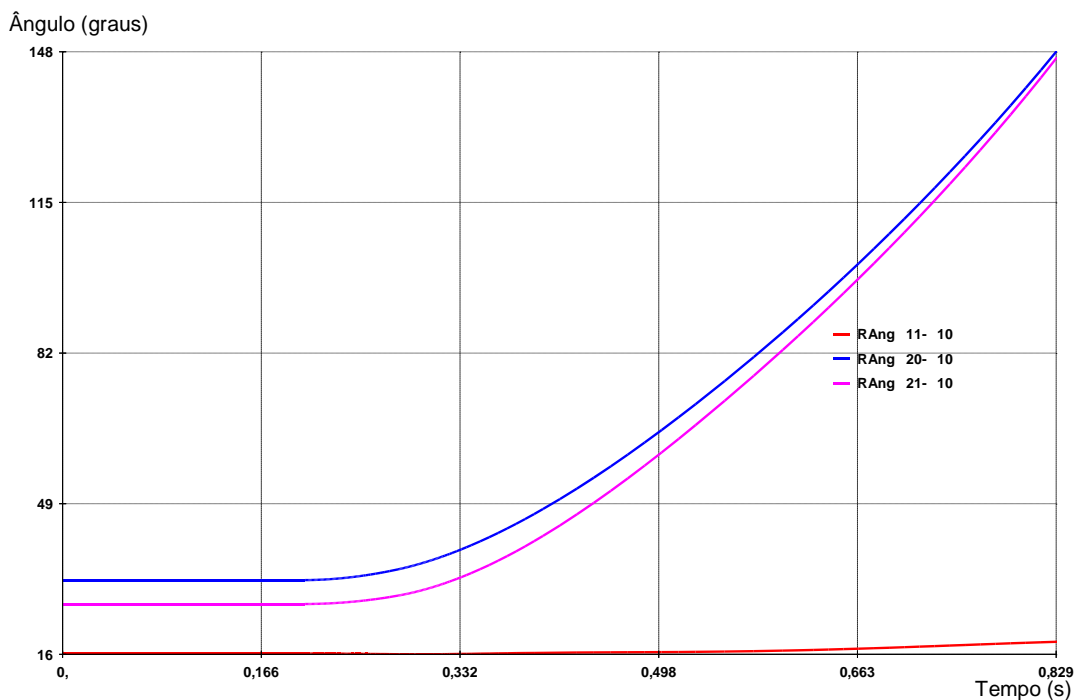


Figura 19 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió para o Caso 1.

Para a contingência da LT 440 kV Chopim – Pelicano, os ângulos dos rotores são apresentados na Figura 20.

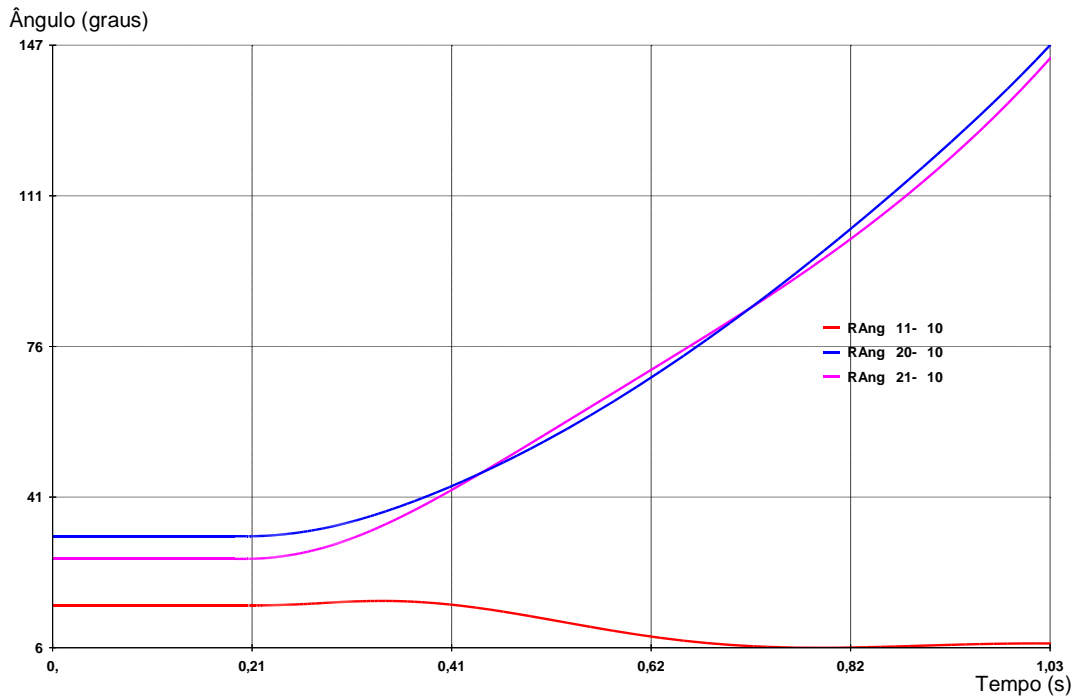


Figura 20 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Bicudo – Chopim para o Caso 1.

Para a contingência do transformador 440/230 kV Arara, os ângulos dos rotores são apresentados na Figura 21.

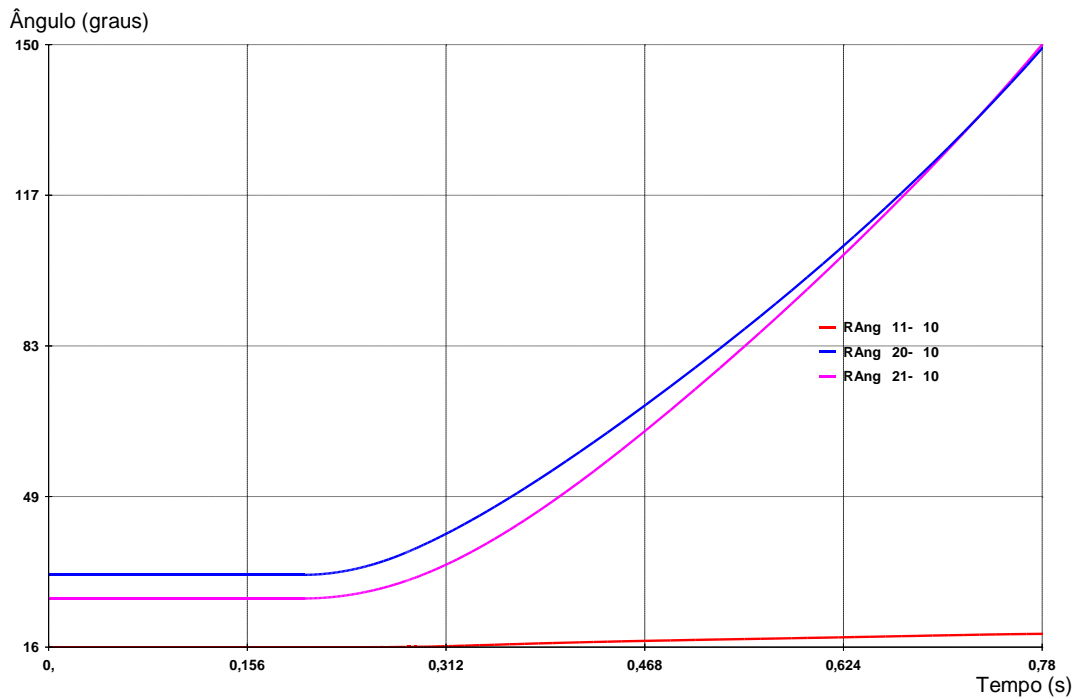


Figura 21 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Arara para o Caso 1.

Para a contingência da LT 440 kV Arara – Curió (curto-circuito na SE Arara), os ângulos dos rotores são apresentados na Figura 22.

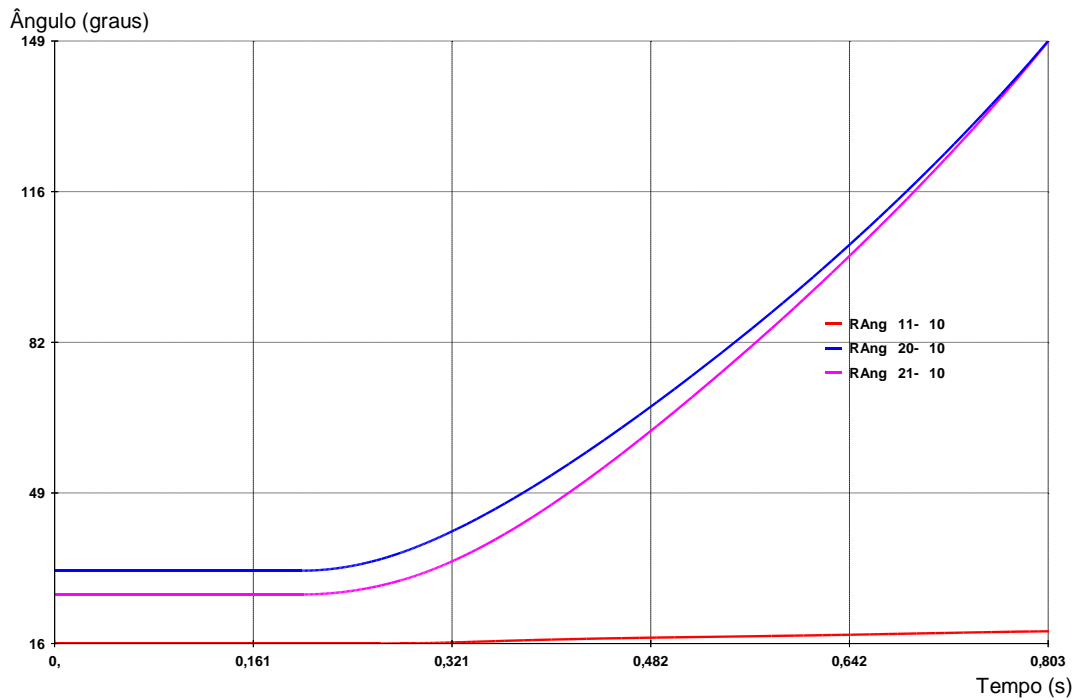


Figura 22 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió (curto-circuito em Arara) para o Caso 1.

Para a contingência do transformador 440/230 kV Pelicano, os ângulos dos rotores são apresentados na Figura 23.

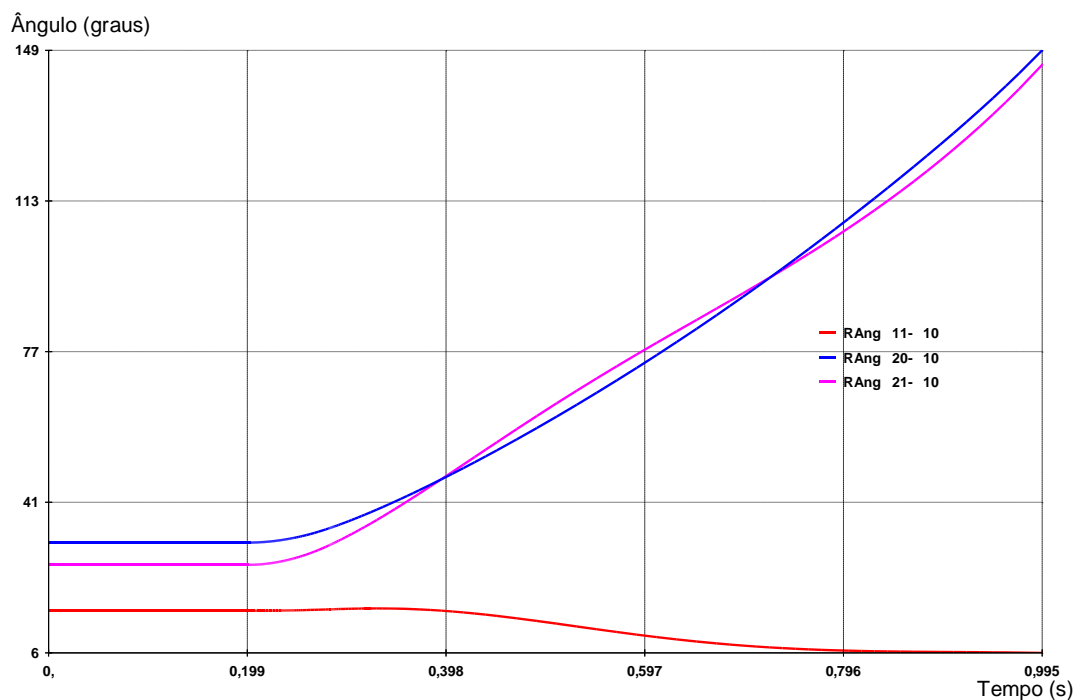


Figura 23 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Pelicano para o Caso 1.

Pode-se perceber que, nos gráficos mostrados da Figura 18 até a Figura 23, os ângulos dos rotores das máquinas aumentam indefinidamente em relação ao rotor da máquina adotada como referência (UHE Curió), indicando a perda de estabilidade das máquinas e caracterizando um sistema instável.

Para o caso 2, cujo valor de F_{AB} é igual a 250 MW, as contingências que apresentaram respostas insatisfatórias estão listadas a seguir:

- Transformador 440/230 kV Curió;
- LT 440 kV Curió – Arara.

A seguir serão apresentados na Figura 24 os ângulos dos rotores das máquinas para a contingência da LT 440 kV Arara – Curió, e na Figura 25, para a contingência do transformador 440/230 kV Curió.

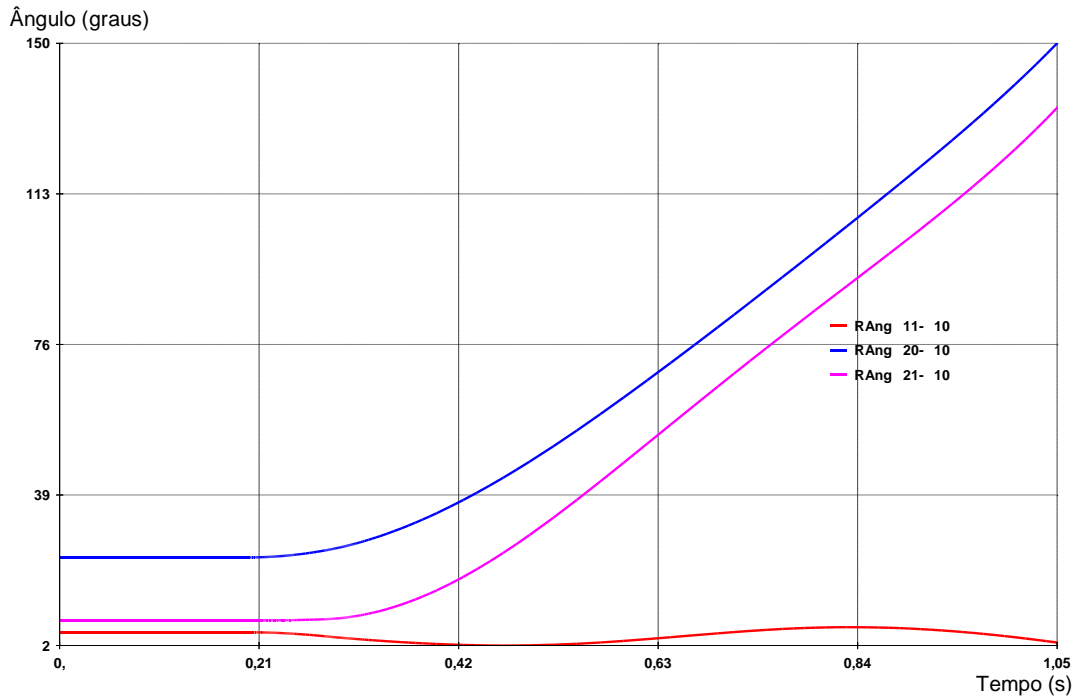


Figura 24 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió para o Caso 2.

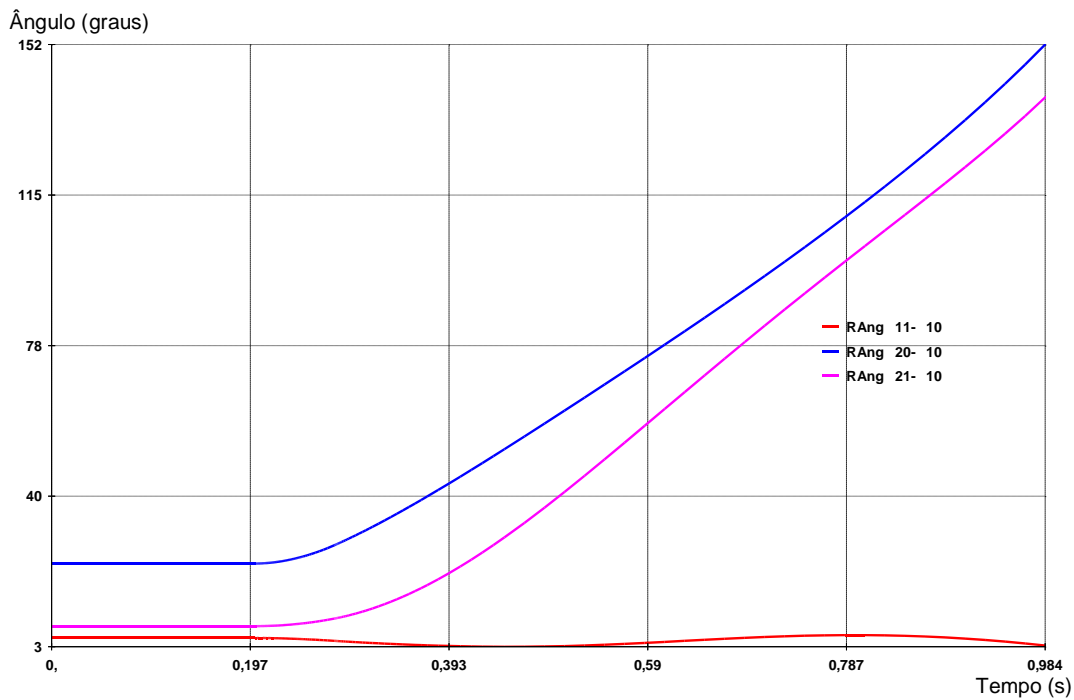


Figura 25 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Curió para o Caso 2.

Assim como no Caso 1, o Caso 2 apresentou a mesma característica para as contingências consideradas insatisfatórias: aumento indefinido dos ângulos dos rotores de algumas máquinas, indicando perda da estabilidade conforme a Figura 24 e a Figura 25.

Da mesma forma que nos casos anteriores, para o caso 3, cujo F_{AB} é igual a 150 MW, as duas contingências consideradas insatisfatórias são as da LT 440 kV Arara – Curió e do transformador 440/230 kV Curió. Os resultados são apresentados respectivamente na Figura 26 e Figura 27.

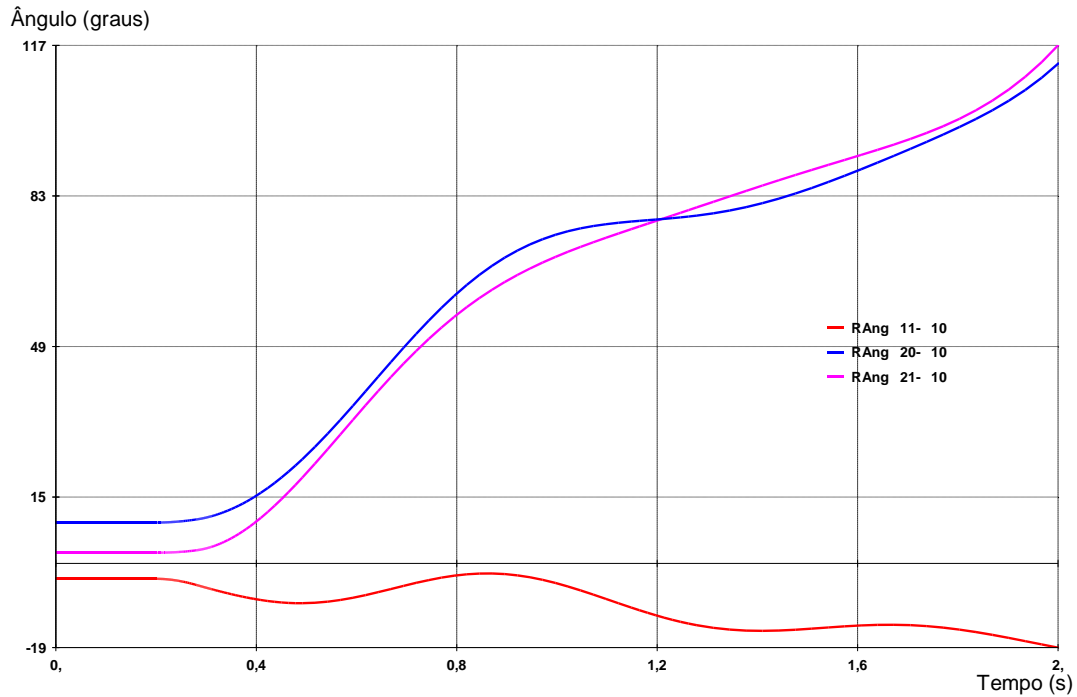


Figura 26 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió para o Caso 3.

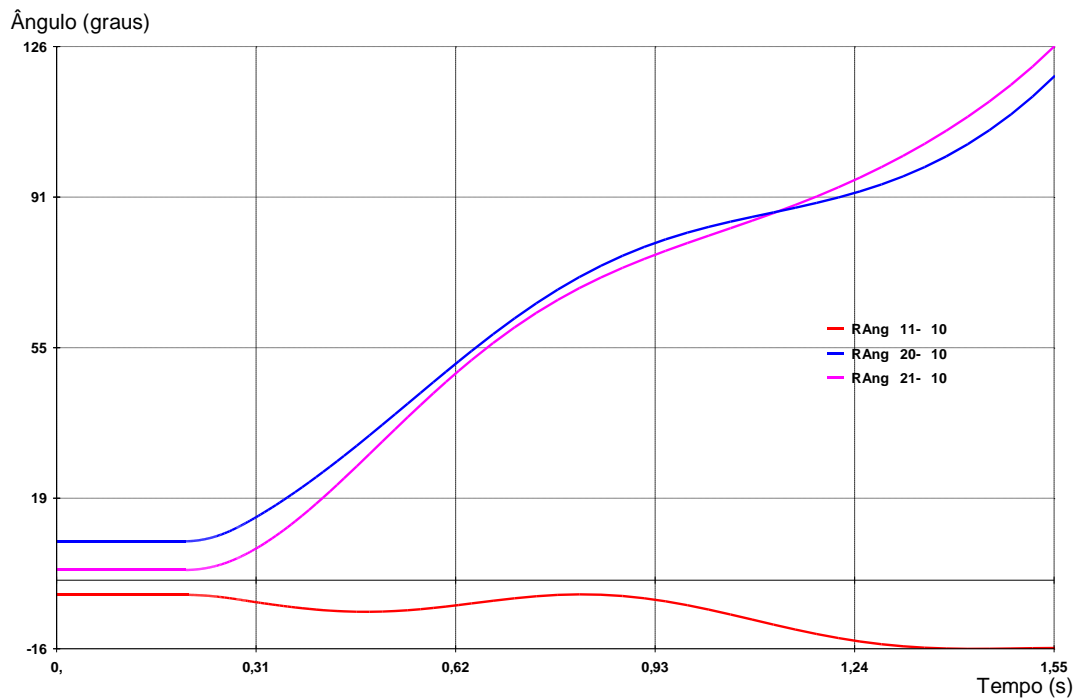


Figura 27 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Curió para o Caso 3.

Para o Caso 4, onde o valor de F_{AB} é igual a 125 MW foram analisadas todas as contingências da Tabela 2 e, em nenhuma delas, foi observada a ocorrência de crescimento indefinido dos ângulos dos rotores das máquinas embora tenham sido observadas oscilações amortecidas.

Para as duas contingências consideradas mais críticas, LT 440 kV Arara – Curió e transformador 440/230 kV Curió, são apresentados os ângulos dos rotores das máquinas na Figura 28 e Figura 29, nesta ordem.

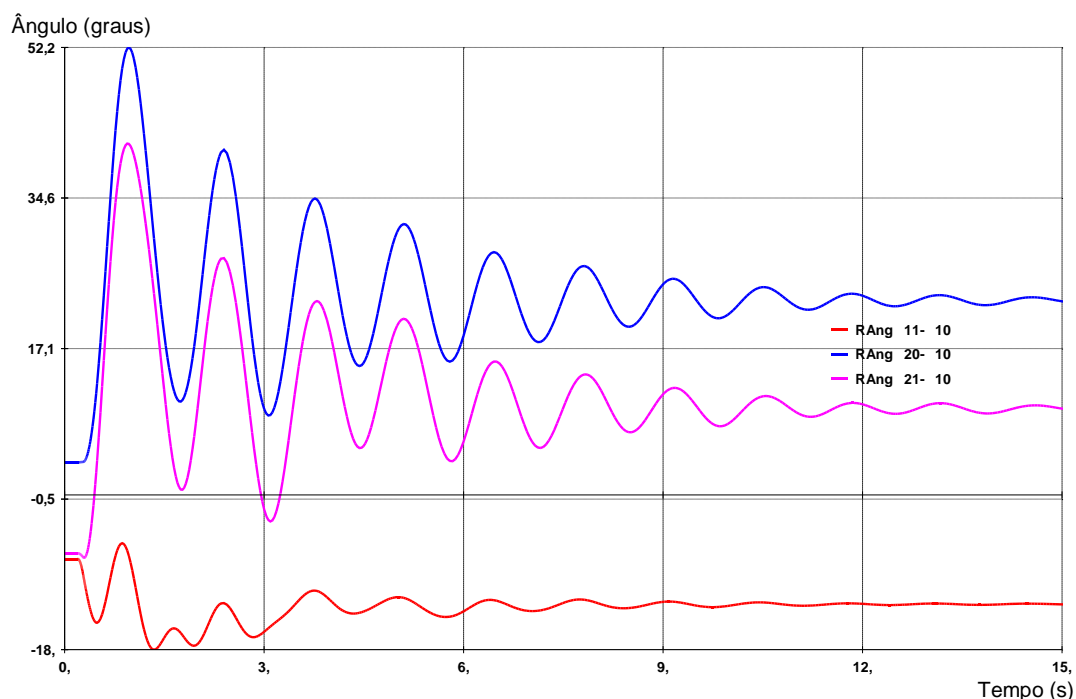


Figura 28 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência da LT 440 kV Arara – Curió para o Caso 4.

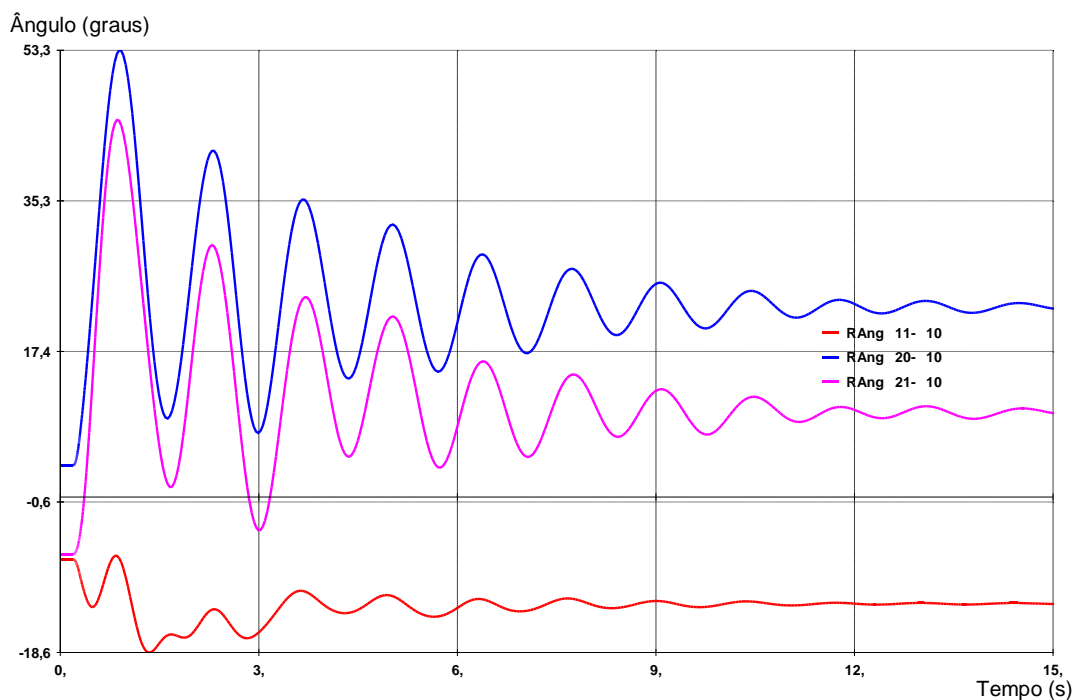


Figura 29 – Ângulos dos rotores das máquinas na contingência do transformador 440/230 kV Curió para o Caso 4.

Desta forma, utilizando como critério de intercâmbio máximo a estabilidade transitória, chega-se a conclusão que o valor máximo de F_{AB} é 125 MW. Acima deste valor, o sistema não é considerado seguro.

V.2.2 Análise do Sistema Fictício por Métodos Diretos – Função de Energia

O programa ORGANON apresenta a resposta da análise de contingências em forma de resumo, conforme exemplifica a Figura 30, onde são apresentados os resultados dos critérios definidos pelo usuário. Nesta figura serão utilizados apenas os resultados encontrados na segunda coluna denominada *Stable*, cuja forma de cálculo e critério foram apresentados na Seção IV.4.2. Ou seja, as funções de energia são utilizadas para determinar, sem a solução das equações diferenciais, a estabilidade do sistema.

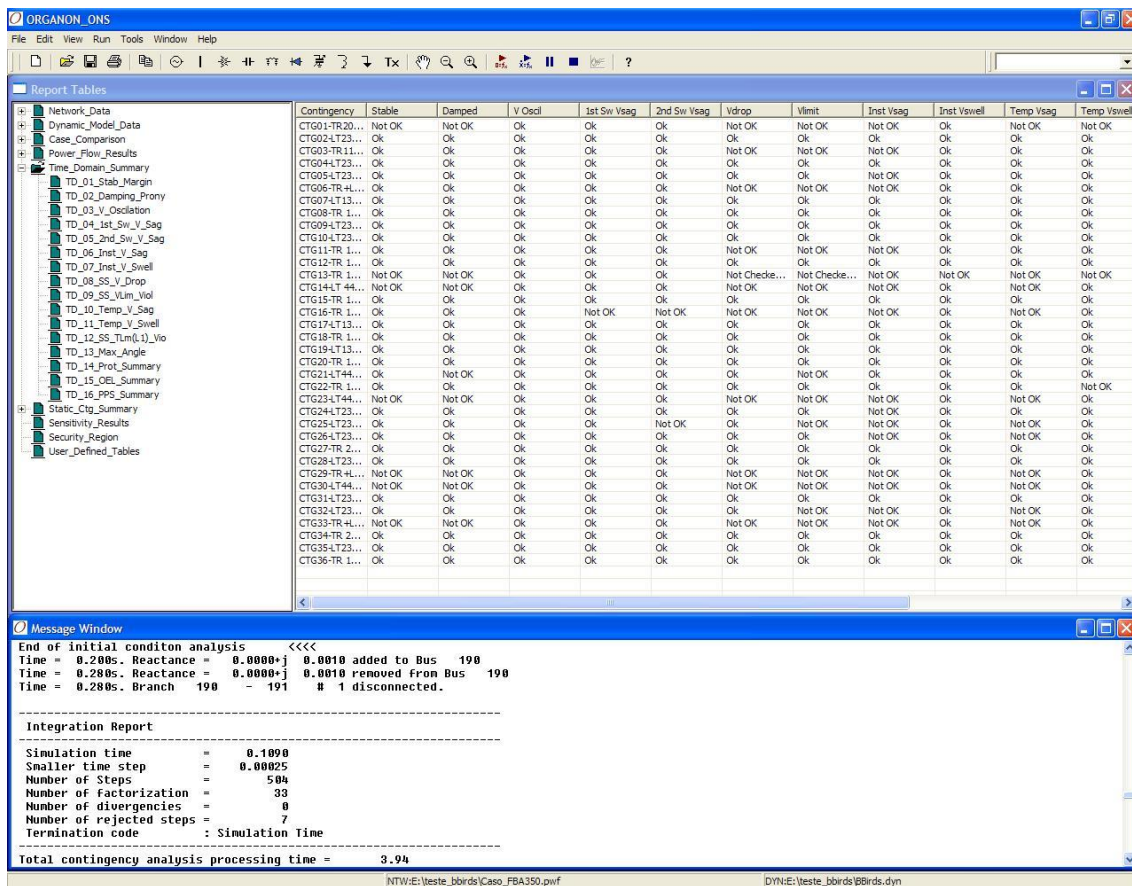


Figura 30 – Apresentação de resultados de critérios pelo ORGANON.

Na Figura 31 são apresentados os resultados referentes à margem de estabilidade cujo método de cálculo encontra-se elucidado na Seção IV.4.2. Pela figura, os dados que serão importantes para a análise aqui apresentada são os da primeira coluna, que mostram as contingências aplicadas, da segunda coluna, que lista o número da barra das máquinas em que foram calculadas as margens de estabilidade, isto é, máquinas consideradas críticas para a estabilidade do sistema. Para cada contingência, o ORGANON identifica as máquinas críticas como aquelas com as piores margens (mais negativas para as máquinas instáveis e menos positivas para as máquinas estáveis). Existem alguns critérios no código do programa que podem levar a uma lista vazia, quando as margens em todas as máquinas são relativamente grandes. Na terceira coluna é apresentado o número da área em que a máquina se encontra.

Para facilitar o entendimento das colunas cinco e seis na Figura 31, pode-se definir de forma simples que a perda da estabilidade em avanço acontece quando a máquina acelera mais do que as outras e perde o sincronismo porque o rotor apresenta uma abertura angular excessiva em relação ao resto do sistema. Na perda de estabilidade em atraso ocorre o oposto, ou seja, a máquina perde velocidade em relação às outras

e o ângulo do rotor fica com uma defasagem excessiva em relação ao resto do sistema. Assim, a coluna *MarginF(%)* mostra a margem de energia cinética que a máquina tem em relação ao limite de estabilidade, para perda de estabilidade em avanço (Margem em Avanço). Nela é apresentado o valor percentual do despacho da máquina (despacho no caso que foi feita a simulação) que poderá ser acrescentado, quando positivo, ou reduzido, quando negativo, para chegar ao ponto máximo de estabilidade. Por outro lado, a coluna *MarginB(%)* mostra a margem de energia cinética que ultrapassou o valor em relação ao limite de estabilidade, para perda de estabilidade em atraso (Margem em Atraso). Nela é apresentado o valor percentual do despacho da máquina que deverá ser elevado ou reduzido para chegar ao ponto máximo de estabilidade. Vale ressaltar que as margens de estabilidade são obtidas para cada máquina do sistema aplicando-se o Critério das Áreas Iguais Estendido.

A coluna *Backswing* tem apenas o objetivo de indicar que o sistema perdeu estabilidade por atraso.

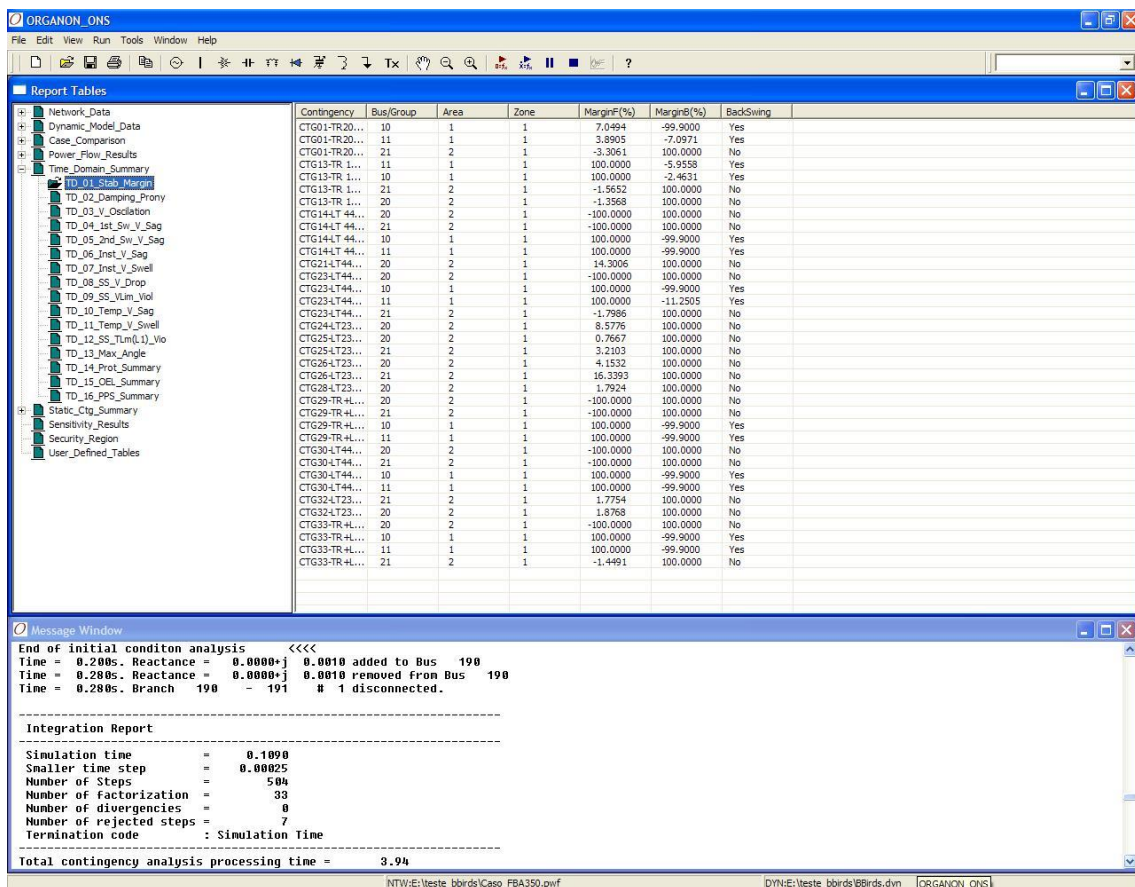


Figura 31 – Apresentação da margem estabilidade da Função de Energia pelo ORGANON.

Para o sistema fictício de 48 barras, o caso com $F_{AB} = 350 \text{ MW}$ será utilizado como exemplo para a interpretação das respostas apresentadas. A Tabela 3 lista as contingências analisadas. Além disso, estão também apresentadas as margens de estabilidade para cada uma das contingências.

Tabela 3 – Contingências e margem de estabilidade para um ponto de operação instável.

Contingência	Barra do Gerador	Área	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
12	11	1	100,00	-5,96
12	10	1	100,00	-2,46
12	21	2	-1,57	100,00
12	20	2	-1,36	100,00
20	20	2	14,30	100,00
22	11	1	100,00	-11,25
22	21	2	-1,80	100,00
23	20	2	8,58	100,00
23	20	2	0,77	100,00
23	21	2	3,21	100,00
23	20	2	4,15	100,00
23	21	2	16,34	100,00
23	20	2	1,79	100,00
31	21	2	1,78	100,00
31	20	2	1,88	100,00
32	21	2	-1,45	100,00

Interpretando a Tabela 3, pode-se notar que para este sistema, no ponto de operação em que foi feita a análise, houve perda de estabilidade do sistema para as contingências 12, 22 e 32. Tomando como exemplo a contingência 12, seria necessária elevação de 5,96% da geração atual da máquina 10 e de 2,46% da máquina 11 e reduzir 1,57% na máquina 21 e 1,36% na máquina 20 para chegar a um ponto de operação próximo da estabilidade. Esses percentuais não são exatos, dadas as simplificações realizadas para o cálculo da margem. Entretanto, tais números fornecem uma direção ponderada do redespacho a ser realizado para levar o sistema a um ponto de equilíbrio estável. Quando um valor de margem de energia de 100% é indicado, significa que não houve perda de estabilidade para aquela unidade.

Nesta seção será utilizada a função de energia para avaliar os mesmos pontos de operação utilizados na Seção V.2.1, conforme Tabela 1.

Desta forma, são apresentados para os quatro casos da Tabela 1 as resposta pelo critério da função de energia na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados da análise por função de energia para os casos do sistema fictício.

Contingência	Estabilidade (Função de Energia)						
	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4			
LT 230 kV Canário - Tiziu	ESTÁVEL	ESTÁVEL	ESTÁVEL	ESTÁVEL			
TR 230/138 kV Sabiá							
LT 230 kV Sabiá - Curió							
LT 230 kV Sabiá - Tiziu							
LT 440 kV Sabiá - Bicudo							
LT 138 kV Sabiá - Azulão							
TR 230/88 kV Cardeal							
LT 230 kV Cardeal - Curió C1							
LT 230 kV Cardeal - Tiziu							
TR 230/69 kV Curió							
TR 230/138 kV Curió							
TR 440/230 kV Curió	INSTÁVEL	INSTÁVEL	INSTÁVEL	ESTÁVEL			
LT 69 kV Curió - Sanhaço	ESTÁVEL	ESTÁVEL	ESTÁVEL				
TR 230/138 kV Tiziu							
LT 138 kV Tiziu - Pardau C1							
LT 138 kV Pardal - Azulão							
LT 138 kV Azulão - Pardau							
TR 138/69 kV Azulão							
LT 440 kV Bicudo Chopim							
TR 440/69 kV Bicudo							
LT 440 kV Chopim - Pelicano					INSTÁVEL	ESTÁVEL	ESTÁVEL
LT 230 kV Tucano - Gavião					ESTÁVEL		
LT 230 kV Tucano - Arara							
LT 230 kV Gavião - Garça							
TR 230/138 kV Arara							
LT 230 kV Arara - Pelicano							
LT 440 kV Arara - Curió	INSTÁVEL	INSTÁVEL	INSTÁVEL				
TR 440/230 kV Arara	INSTÁVEL	ESTÁVEL	ESTÁVEL				
LT 230 kV Pelicano - Coruja	ESTÁVEL						
LT 230 kV Pelicano - Urubu	ESTÁVEL						
TR 440/230 kV Pelicano					INSTÁVEL		
TR 230/138 kV Urubu					ESTÁVEL		
LT 230 kV Urubu - Garça							
TR 440/138 kV Chopim							

V.2.3 Análise do Sistema Fictício por Métodos Diretos – Margem de Estabilidade

Para a análise do sistema foi dada como premissa o despacho fixo de 250 MW na UTE Sabiá, pelo motivo já exposto anteriormente. Neste subitem será feita a utilização da margem de estabilidade para efetuar redespachos, com a finalidade de se chegar a um ponto de operação no limiar da estabilidade. Desta forma, o caso em que será feita a análise utilizando a Função de Energia é um caso em que valor de $F_{AB} = 100 MW$ e seus resultados encontram-se na Tabela 5.

Contingência	Barra do Gerador	Área	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
1	10	1	14,65	100
12	21	2	2,11	100
12	20	2	4,19	100
13	20	2	3,30	100
22	20	2	45,30	100
23	20	2	10,61	100
24	20	2	3,24	100
24	21	2	4,70	100
28	21	2	0,82	100
28	20	2	1,06	100
29	21	2	0,42	100
29	20	2	1,34	100
31	21	2	7,65	100
32	21	2	0,96	100
32	20	2	3,13	100

Tabela 5 – Contingências e margem de estabilidade para caso com $F_{AB}=100 MW$.

Partindo do ponto de operação onde o valor de intercâmbio é $F_{AB} = 100 MW$ e valores de margem de estabilidade são apresentados na Tabela 5, o sistema será simulado utilizando a margem de estabilidade para a contingência 31 conforme o cálculo: $250 \cdot 1,0765 \cong 269 MW$. Após as modificações o novo valor de intercâmbio é $F_{AB} = 117 MW$.

Na Tabela 6 são apresentados os novos valores de margem calculados a partir do novo ponto de operação.

Tabela 6 - Contingências e margem de estabilidade para caso com $F_{AB}=117$ MW.

Contingência	Barra do Gerador	Área	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
1	10	1	22,19	100
12	21	2	0,98	100
12	20	2	2,81	100
13	20	2	18,17	100
22	20	2	54,87	100
23	20	2	9,98	100
24	20	2	3,07	100
24	21	2	4,40	100
28	21	2	0,22	100
28	20	2	1,63	100
29	21	2	0,08	100
29	20	2	1,82	100
31	21	2	6,45	100
32	21	2	1,02	100
32	20	2	2,54	100

Mais uma vez, agora partindo do caso com $F_{AB} = 117$ MW o sistema será simulado utilizando a margem de estabilidade para a contingência 31 conforme o cálculo: $269 \cdot 1,0645 \cong 287$ MW. Após as modificações o novo valor de intercâmbio é $F_{AB} = 134$ MW.

Na Tabela 7 são apresentados os novos valores de margem calculados a partir do novo ponto de operação, que indica novo redespacho a ser feito na máquina 21 para a contingência 31.

Tabela 7 – Contingências e margem de estabilidade para caso com $F_{AB}=134$ MW.

Contingência	Barra do Gerador	Área	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
12	21	2	0,45	100
12	20	2	3,76	100
13	21	2	0,20	100
13	20	2	1,53	100
23	20	2	9,40	100
24	20	2	3,15	100
24	21	2	4,13	100

Contingência	Barra do Gerador	Área	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
28	20	2	30,13	100
29	20	2	65,26	100
31	21	2	5,09	100
32	21	2	0,38	100
32	20	2	4,66	100

Mais uma vez, agora partindo do caso com $F_{AB} = 134 \text{ MW}$ o sistema será simulado utilizando a margem de estabilidade para a contingência 31 conforme o cálculo: $287 \cdot 1,0509 \cong 302 \text{ MW}$. Após as modificações o novo valor de intercâmbio é $F_{AB} = 147 \text{ MW}$.

Na Tabela 8 são apresentados os novos valores de margem calculados a partir do novo ponto de operação.

Tabela 8 – Contingências e margem de estabilidade para caso com $F_{AB}=147 \text{ MW}$.

Contingência	Barra do Gerador	Área	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
12	21	2	0,20	100
12	20	2	2,27	100
13	11	1	100	-4,12
13	10	1	100	-0,64
13	21	2	-0,25	100
13	20	2	-0,13	100
22	20	2	32,14	100
23	21	2	5,00	100
23	20	2	9,11	100
24	20	2	3,09	100
24	21	2	3,38	100
25	20	2	16,03	100
29	11	1	100	-3,59
29	10	1	100	-0,54
29	21	2	-0,22	100
29	20	2	-0,09	100
31	21	2	4,89	100

Contingência	Barra do Gerador	Área	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
32	21	2	0,15	100
32	20	2	4,34	100

Como pode ser observado através dos resultados apresentados na Tabela 8, para o valor de $F_{AB} = 147 \text{ MW}$ as duas contingências consideradas insatisfatórias são as da LT 440 kV Arara – Curió e do transformador 440/230 kV Curió.

Finalmente, com as análises onde o redespacho foi feito utilizando a margem de estabilidade para o redespacho do sistema fictício, chega-se ao valor de intercâmbio seguro de $F_{AB} = 134 \text{ MW}$.

V.2.3 Análise Comparativa das Simulações com Sistema Fictício

Foi observado através Tabela 4 que as contingências que ocasionaram perda de estabilidade do sistema, indicadas pelo método de função de energia, foram as mesmas constatadas através do método convencional.

Para este sistema fictício, houve dificuldade para utilizar o artifício da margem de estabilidade pelo fato de existirem poucas máquinas no sistema. Como as margens de estabilidade são estimadas para um determinado ponto de operação do sistema, quando é feito o redespacho em uma área, o novo ponto de operação é muito diferente do inicial, pois o redespacho feito tem reflexo direto na barra *swing* do sistema.

Verificando as análises apresentadas nas seções anteriores, percebe-se que, para a simulação completa, foi necessário simular novos pontos de operação até chegar a um valor próximo ao limite de estabilidade, sempre utilizando a inspeção visual das respostas da simulação dinâmica, isto é, dos ângulos dos rotores das máquinas. Na análise por métodos diretos para os mesmos pontos de operação utilizados para a simulação convencional, chegam-se às mesmas conclusões obtidas, as contingências que provocam perda de estabilidade em cada um dos pontos são as mesmas, sem a necessidade de qualquer tipo de inspeção visual.

Finalmente, o resultado obtido pela simulação completa e por método direto utilizando a margem de estabilidade para redespacho, têm-se, respectivamente, os valores máximos de intercâmbios $F_{AB} = 125 MW$ e $F_{AB} = 134 MW$. Cabe ressaltar que o valor obtido pela simulação completa foi $F_{AB} = 125 MW$, pois foi o ponto escolhido como limite, mas poderiam ser feitas mais simulações até o valor de $F_{AB} = 134 MW$.

V.3 Sistema Interligado Nacional (SIN)

Para as simulações com o SIN, foi utilizada a configuração presente nos casos de referência do 1º Quadrimestre de 2009, mais especificamente, do mês de Março de 2009 no patamar de carga média [26]. O caso estudado tem as características apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Características do SIN.

COMPONENTES	QUANTIDADE
BARRAS	4077
GERADORES	254
LINHAS DE TRANSMISSÃO	3695
TRANSFORMADORES	2146
HVDC	2
TCSC	4
SVC	13
CARGA TOTAL	64574 MW

Cabe ressaltar que as análises serão feitas considerando apenas o critério de perda de estabilidade, significando que um caso aprovado pelo critério estabelecido pode ser reprovado por outros critérios, como o de máxima abertura angular, entre outros presentes em [3].

Para ilustrar as parametrizações citadas anteriormente, a Figura 32 e a Tabela 10 apresentam os fluxos definidos e utilizados no planejamento do SIN [26].

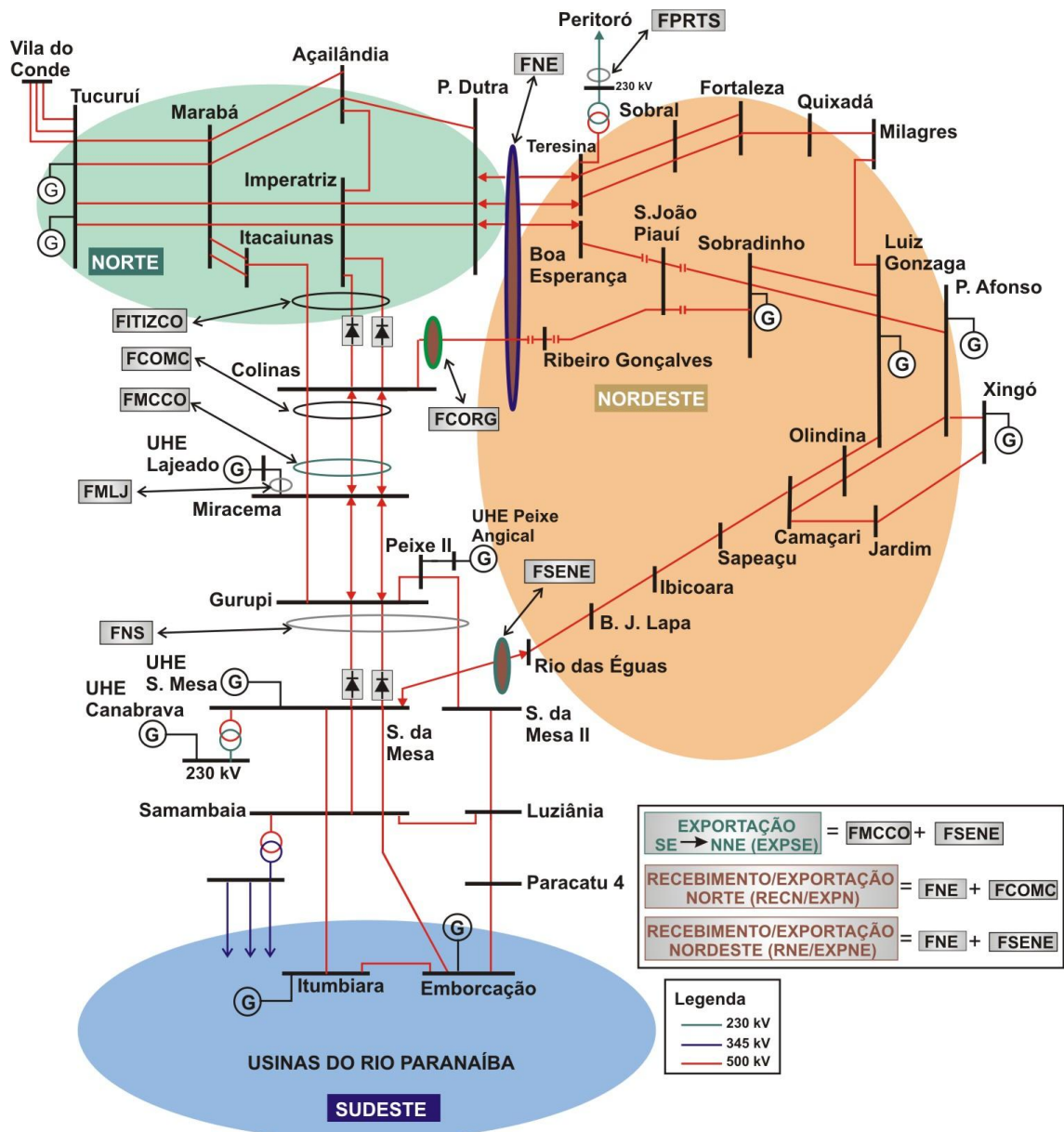


Figura 32 – Diagrama simplificado das interligações Norte – Sul, Norte – Nordeste e Sudeste Nordeste.

Tabela 10 – Descrição dos fluxos e intercâmbios utilizados.

INTERCÂMBIOS	DESCRIÇÃO
Fluxo N → S (FNS)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Gurupi-Serra da Mesa I C1 e C2; LT 500 kV Peixe II-Serra da Mesa II Com valor positivo para o fluxo que sai de Gurupi e de Peixe II.
FMCCO	Somatório do fluxo de potência ativa nas LT 500 kV Miracema-Colinas C1, C2 e C3, com valor positivo para o fluxo que sai de Miracema.
FCOMC	Somatório do fluxo de potência ativa nas LT 500 kV Colinas-Miracema C1, C2 e C3, com valor positivo para o fluxo que sai de Colinas.

INTERCÂMBIOS	DESCRIÇÃO
FCORG	Somatório do fluxo de potência ativa na LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves C1, com valor positivo para o fluxo que sai de Colinas.
FITIZCO	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Imperatriz-Colinas C1 e C2; LT 500 kV Itacaiunas-Colinas Com valor positivo para o fluxo que sai de Imperatriz e de Itacaiunas.
FPRTS	Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Peritoró-Teresina, com valor positivo para o fluxo que chega a Teresina.
FMLJ	Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Lajeado-Miracema, com valor positivo para o fluxo que chega a Miracema.
Fluxo SE → NE (FSENE)	Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Serra da Mesa-Rio das Éguas, com valor positivo para o fluxo que sai de Serra da Mesa.
Fluxo N → NE (FNE)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2; LT 500 kV Presidente Dutra-Boa Esperança; LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves C1 e LT 230 kV Peritoró-Teresina (*). Com valor positivo para o fluxo que sai de Presidente Dutra, Colinas e Peritoró.
Exportação do SE → NNE (EXPSE)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Miracema-Colinas C1, C2 e C3 e LT 500 kV Serra da Mesa-Rio das Éguas. Com valor positivo para o fluxo que sai de Miracema e Serra da Mesa.
Exportação do Norte (EXPN)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2; LT 500 kV Presidente Dutra-Boa Esperança; LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves C1; LT 230 kV Peritoró-Teresina (*) e LT 500 kV Colinas-Miracema (*) C1, C2 e C3. Com valor positivo para o fluxo que sai de Presidente Dutra, Colinas e Peritoró.
Recebimento do Nordeste (RNE)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2; LT 500 kV Presidente Dutra-Boa Esperança; LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves C1; LT 230 kV Peritoró-Teresina (*) e LT 500 kV Serra da Mesa-Rio das Éguas. Com valor positivo para o fluxo que sai de Presidente Dutra, Colinas, Peritoró e Serra da Mesa.

INTERCÂMBIOS	DESCRIÇÃO
<p align="center">Exportação do Nordeste (EXPNE)</p>	<p align="center">Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2; LT 500 kV Presidente Dutra-Boa Esperança; LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves C1; LT 230 kV Peritoró-Teresina (*) e LT 500 kV Serra da Mesa-Rio das Éguas. Com valor positivo para o fluxo que chega a Presidente Dutra, Colinas, Peritoró e Serra da Mesa.</p>
<p align="center">Recebimento do Norte (REC�)</p>	<p align="center">Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina II C1 e C2; LT 500 kV Presidente Dutra-Boa Esperança; LT 500 kV Colinas-Ribeiro Gonçalves C1; LT 230 kV Peritoró-Teresina (*) e LT 500 kV Colinas-Miracema (*) C1, C2 e C3. Com valor positivo para o fluxo que chega a Presidente Dutra, Colinas e Peritoró</p>

Os pontos de medição das LTs informadas na tabela anterior estão nas barras de origem, as exceções estarão marcadas com (*)

V.3.1 Análise Convencional do SIN – Simulação Dinâmica Completa

Com a finalidade de determinar o valor máximo de exportação da região Norte (EXPNE) em relação ao recebimento da região Nordeste (RNE), o despacho de geração hidráulica foi realizado considerando a capacidade efetiva de geração da UHE Tucuruí, usina encontrada no subsistema Norte, e capacidade reduzida de geração nas UHEs Xingó, Sobradinho, Paulo Afonso, Luiz Gonzaga e Boa Esperança, usinas encontradas no subsistema Nordeste.

As contingências foram simuladas aplicando curto-circuito nas linhas de transmissão, sempre na proximidade de uma das extremidades. O curto-circuito é aplicado em $t = 200 \text{ ms}$ e eliminado em $t = 300 \text{ ms}$, com a abertura da linha de transmissão sob defeito.

Na Tabela 11 são apresentadas as principais usinas hidrelétricas dos subsistemas Norte e Nordeste. Na Tabela 12, se encontram as principais contingências, definidas em [26], para verificação da segurança entre os sistemas Norte e Nordeste. As linhas de transmissão citadas na Tabela 12 podem ser visualizadas com facilidade no diagrama simplificado presente na Figura 32.

Tabela 11 – Tabela com os despachos máximos das UHEs das regiões Norte e Nordeste para o estudo.

LOCALIZAÇÃO	USINA HIDRELÉTRICA	NÚMERO DA BARRA	POTÊNCIA NOMINAL EM MW
REGIÃO NORTE	Tucuruí 1	6419	1750
	Tucuruí 2	6420	1050
	Tucuruí 3	6422	1400
	Tucuruí 5	6424	1480
	Tucuruí 6	6425	2590
REGIÃO NORDESTE	Sobradinho	6294	1050
	Luiz Gonzaga G1 (Itaparica)	5051	750
	Luiz Gonzaga G2 (Itaparica)	5054	750
	Apolônio Sales G1 (Moxotó)	5030	200
	Apolônio Sales G2 (Moxotó)	5032	200
	Paulo Afonso 1G1	5006	180
	Paulo Afonso 2G1	5009	70
	Paulo Afonso 2G2	5010	70
	Paulo Afonso 2G3	5011	75
	Paulo Afonso 2G4	5012	76
	Paulo Afonso 2G5	5013	76
	Paulo Afonso 2G6	5014	76
	Paulo Afonso 3G1	5015	400
	Paulo Afonso 3G2	5016	400
	Paulo Afonso 4G1	5022	2460
	Xingó	5061	3162
	Boa Esperança	5520	98
Boa Esperança	5522	127	

Tabela 12 – Lista de contingências simuladas para o SIN.

CONTINGÊNCIA	LOCAL DO CURTO	EQUIPAMENTOS ABERTOS PARA ELIMINAÇÃO DO DEFEITO
1	SE 500 kV Serra da Mesa	LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa
2	SE 500 kV Ribeiro Gonçalves	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí
3	SE 500 kV Tucuruí	LT 500 kV Tucuruí – Marabá
4	SE 500 kV Miracema	LT 500 kV Miracema – Colinas
5	SE 500 kV Serra da Mesa	LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2
6	SE 500 kV Itacaiúnas	LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas
7	SE 500 kV Imperatriz	LT 500 kV Imperatriz – Colinas

As simulações para o SIN foram feitas considerando que o sistema irá se encontrar em um cenário de hidrologia altamente favorável no subsistema Norte, situação em que é possível a exploração plena dos recursos hídricos da região. Assim sendo, foi considerado despacho elevado na UHE Tucuruí. Já no subsistema Nordeste, foi considerada uma condição hídrica ruim, ou seja, as UHEs da região Nordeste foram consideradas com geração reduzida. Estas condições caracterizam o cenário Norte exportador e Nordeste importador.

De acordo com a descrição do cenário utilizado, para todos os casos de estudo, foi utilizada geração fixada nas UHEs do Nordeste e Norte exceto pelas UHEs Xingó e Tucuruí 6, que foram utilizadas para aumentar os fluxos parametrizados de suas regiões, RNE e EXPN, respectivamente. Essa metodologia foi utilizada com a finalidade de facilitar as análises, redespachando apenas nas máquinas com maior potência nominal das regiões Norte e Nordeste. Os dados encontram-se na Tabela 13.

Tabela 13 – Usinas hidrelétricas com geração fixada e variada utilizada nos casos de estudo.

LOCALIZAÇÃO	USINA HIDRELÉTRICA	NÚMERO DA BARRA	POTÊNCIA GERADA EM MW
REGIÃO NORTE	Tucuruí 1	6419	1750
	Tucuruí 2	6420	1050
	Tucuruí 3	6422	1400
	Tucuruí 5	6424	1480
	Tucuruí 6	6425	VARIADA
REGIÃO NORDESTE	Sobradinho	6294	344
	Luiz Gonzaga G1 (Itaparica)	5051	344
	Luiz Gonzaga G2 (Itaparica)	5054	344
	Apolônio Sales G1 (Moxotó)	5030	43
	Apolônio Sales G2 (Moxotó)	5032	43
	Paulo Afonso 1G1	5006	0
	Paulo Afonso 2G1	5009	0
	Paulo Afonso 2G2	5010	0
	Paulo Afonso 2G3	5011	0
	Paulo Afonso 2G4	5012	0
	Paulo Afonso 2G5	5013	0
	Paulo Afonso 2G6	5014	0
	Paulo Afonso 3G1	5015	129
	Paulo Afonso 3G2	5016	129
Paulo Afonso 4G1	5022	1030	

LOCALIZAÇÃO	USINA HIDRELÉTRICA	NÚMERO DA BARRA	POTÊNICA GERADA EM MW
	Xingó	5061	VARIADA
	Boa Esperança	5520	98
	Boa Esperança	5522	53
	Lajeado	7206	900
	Pedra do Cavalo	5888	162
	Termo Bahia	5827	197
	Itapebi	5975	450

No caso base utilizado nas simulações, o despacho da UHE Tucuruí 6 não está maximizado e a UHE Xingó encontra-se com despacho em torno de 50% da sua capacidade nominal. A Tabela 14 mostra o despacho das únicas máquinas (UHE Xingó e Tucuruí 6) que foram despachadas para cada um dos casos de estudo, com objetivo de variar os valores de EXPN e RNE.

Tabela 14 – Geração e Intercâmbios utilizados na simulação com o SIN.

CASO	GERAÇÃO EM MW		FLUXOS EM MW		SISTEMA ESTÁVEL
	Xingó	Tucuruí 6	EXPN	RNE	
1	1580	2219	3920	3910	SIM
2	1580	2590	4250	3910	SIM
3	1380	2590	4240	4140	SIM
4	1180	2590	4230	4330	NÃO
5	1280	2590	4250	4250	NÃO

De forma a verificar se os valores de RNE e EXPN são proibitivos, isto é, caso em que uma contingência pode causar perda de sincronismo entre os sistemas, foram feitas as simulações dinâmicas das contingências descritas na Tabela 12 para os casos descritos na Tabela 14.

Para o Caso 1, não foi verificada perda de sincronismo entre as máquinas dos subsistemas Norte e Nordeste. Os resultados obtidos são mostrados a seguir, onde foi adotada a seguinte convenção para a legenda interna às figuras:

- RAng 6419-5022: ângulo do rotor da UHE Tucuruí 1 em relação ao da UHE Paulo Afonso 4G1;

- RAng 6420-5022: ângulo do rotor da UHE Tucuruí 2 em relação ao da UHE Paulo Afonso 4G1;
- RAng 6422-5022: ângulo do rotor da UHE Tucuruí 3 em relação ao da UHE Paulo Afonso 4G1;
- RAng 6425-5022: ângulo do rotor da UHE Tucuruí 6 em relação ao da UHE Paulo Afonso 4G1;
- RAng 6419-501: ângulo do rotor da UHE Tucuruí 1 em relação ao da UHE Ilha Solteira (Subsistema Sudeste/Centro Oeste);
- RAng 6420-501: ângulo do rotor da UHE Tucuruí 2 em relação ao da UHE Ilha Solteira (Subsistema Sudeste/Centro Oeste);
- RAng 6422-501: ângulo do rotor da UHE Tucuruí 3 em relação ao da UHE Ilha Solteira (Subsistema Sudeste/Centro Oeste);
- RAng 6425-501: ângulo do rotor da UHE Tucuruí 6 em relação ao da UHE Ilha Solteira (Subsistema Sudeste/Centro Oeste);
- RAng 5022-501: ângulo do rotor da UHE Paulo Afonso 4G1 em relação ao da UHE Ilha Solteira (Subsistema Sudeste/Centro Oeste);
- RAng 5061-501: ângulo do rotor da UHE Xingó em relação ao da UHE Ilha Solteira (Subsistema Sudeste/Centro Oeste).

A Figura 33 apresenta o ângulo dos rotores das máquinas do Norte em relação ao rotor da UHE Paulo Afonso 4G1, do Nordeste. Neste caso, foi simulada a contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá. Na Figura 34, são apresentados os ângulos dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação à UHE Ilha Solteira do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para o mesmo evento. Pode-se notar que a contingência provoca oscilações amortecidas e o sistema retorna a um novo ponto de equilíbrio. Para as demais contingências, foi verificado comportamento semelhante.

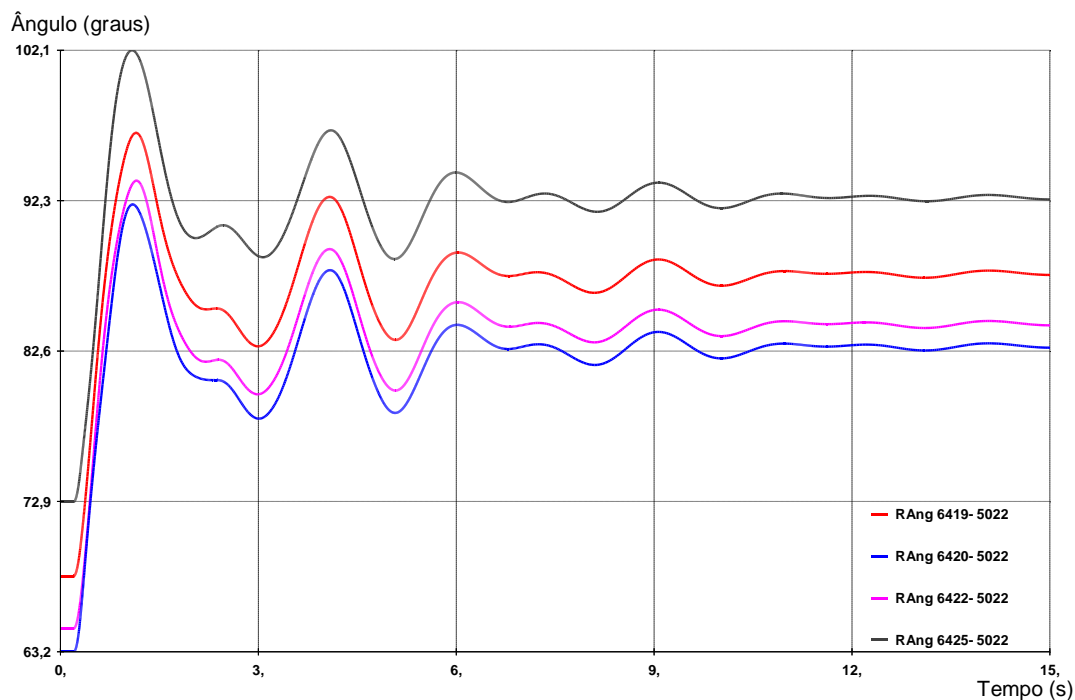


Figura 33 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte em relação ao Nordeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 1).

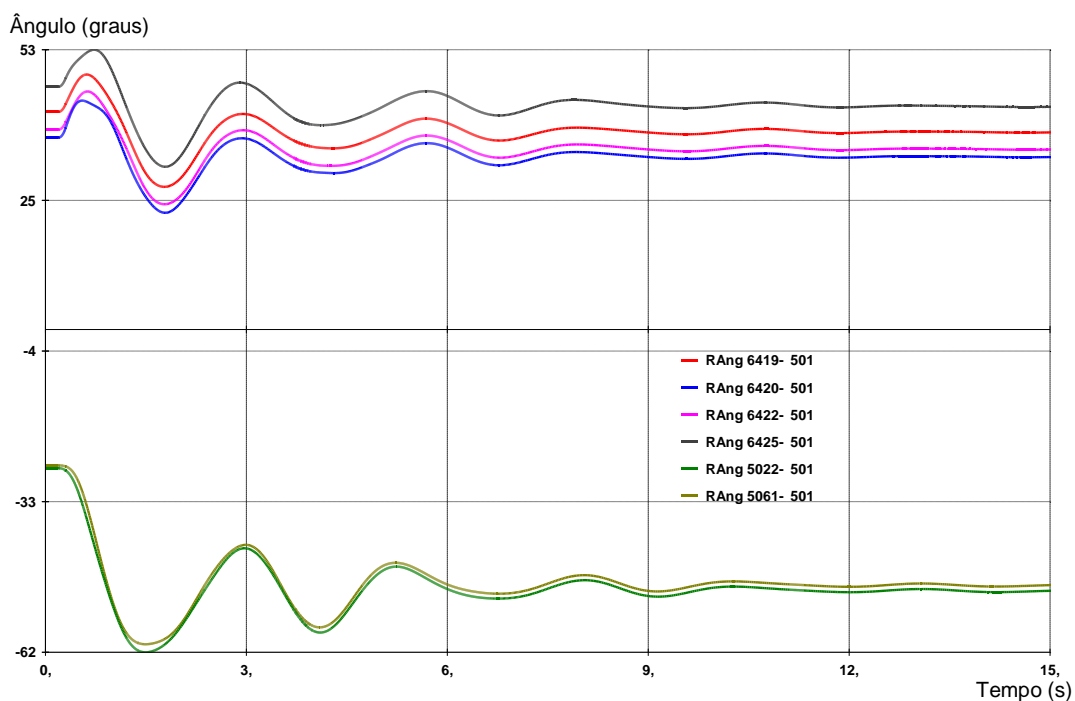


Figura 34 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação ao Sudeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 1).

Como não foi verificada a perda de sincronismo em nenhuma das contingências simuladas para o Caso 1, o próximo passo foi elevar a EXPN, mantendo o RNE inalterado. Desta forma, foi elevado o despacho da UHE Tucuruí 6 para seu valor

máximo chegando ao ponto de operação e intercâmbios do Caso 2, conforme a Tabela 14.

Ao simular as contingências para este caso, verificou-se que o sistema se manteve estável, conforme exemplificam a Figura 35 e a Figura 36, referentes à contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa.

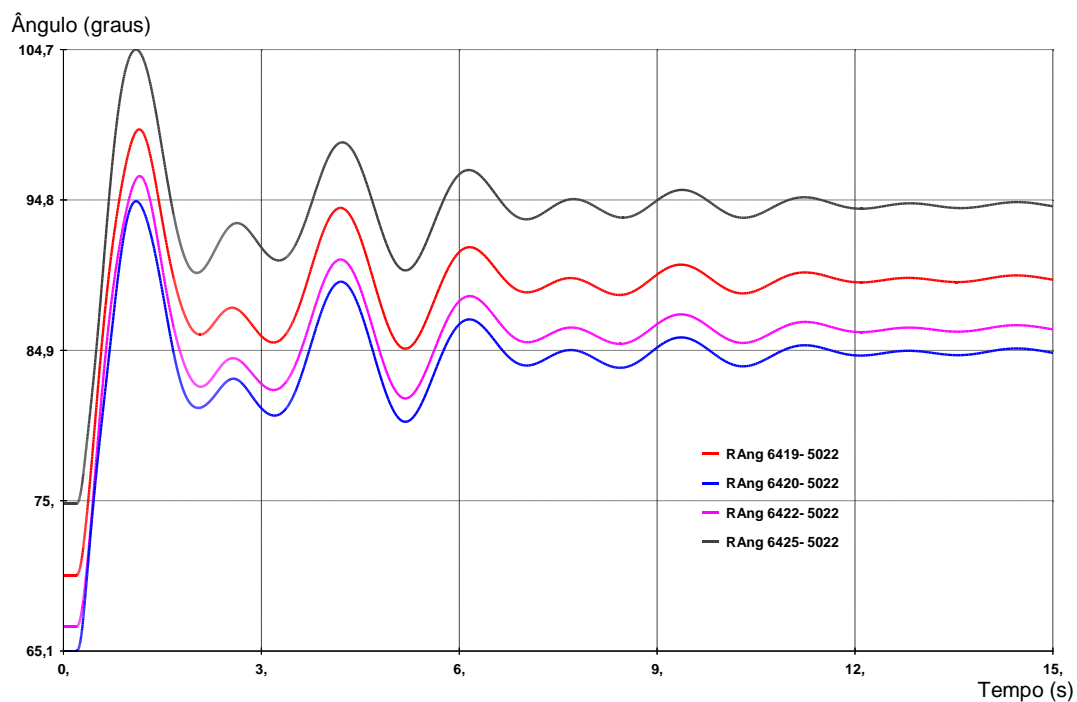


Figura 35 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte em relação ao Nordeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 2).

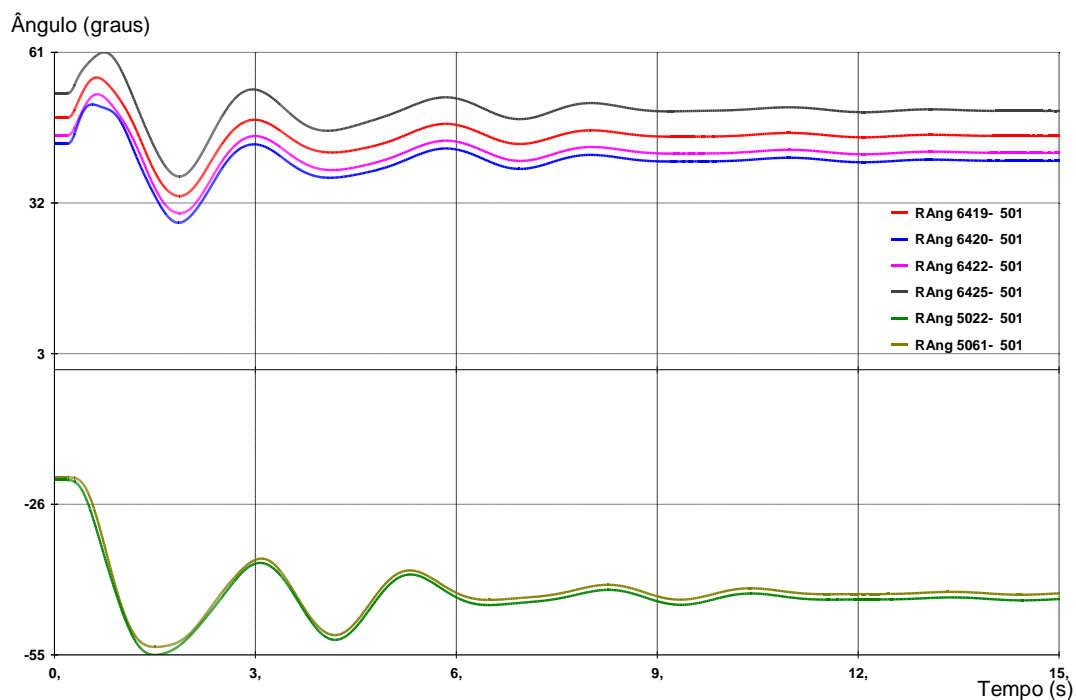


Figura 36 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação ao Sudeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (caso 2).

Assim como no Caso 1, neste caso, não é verificada perda de estabilidade, embora a resposta das máquinas tenha apresentado amplitude de oscilação maior, o que pode representar aproximação do ponto onde poderá ocorrer perda de sincronismo. A situação citada é ilustrada pela Figura 37, que mostra a resposta da UHE Tucuruí 6 em relação à UHE Paulo Afonso 4G1 (diferença angular) na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa.

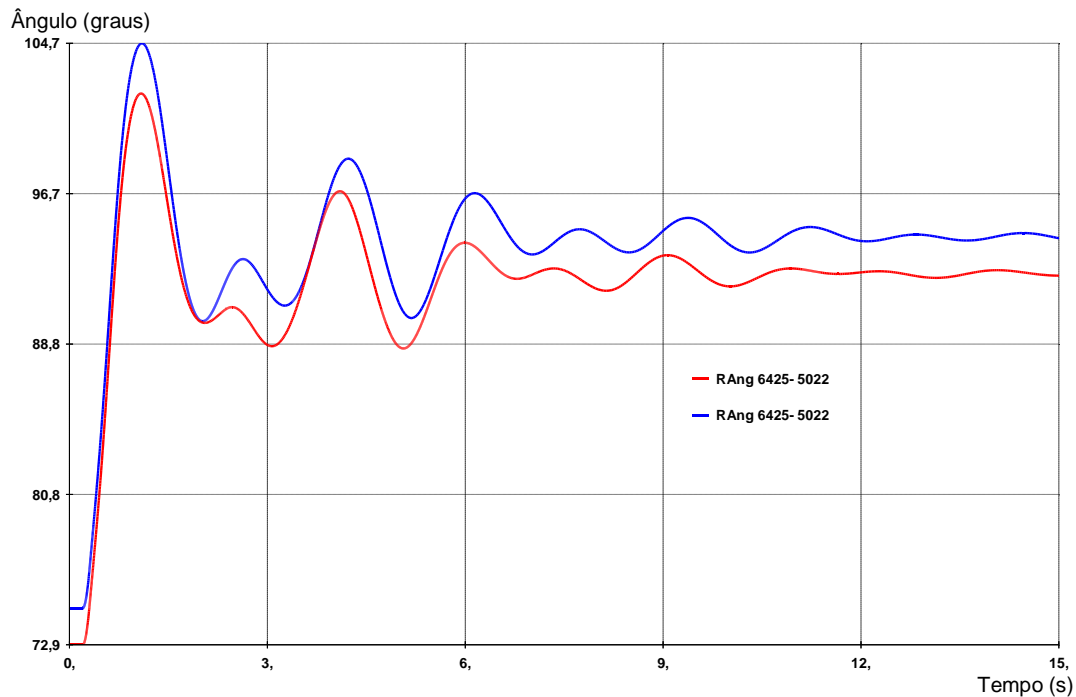


Figura 37 – Comparação da resposta UHE Tucuruí 6 nos Casos 1 e 2 na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa.

Como não há mais geração disponível no subsistema Norte, que eleve a EXPN, o próximo passo é elevar o RNE, reduzindo a geração no subsistema Nordeste.

Assim, para o Caso 3, foi reduzida a geração da UHE Xingó em 200 MW, passando seu despacho de 1580 MW para 1380 MW e o RNE de 3910 MW para 4140 MW. Novamente, são feitas as simulações dinâmicas da lista de contingências e não é verificada perda de sincronismo para nenhuma delas. As respostas são apresentadas na Figura 38 e na Figura 39 da mesma forma que nos Casos 1 e 2.

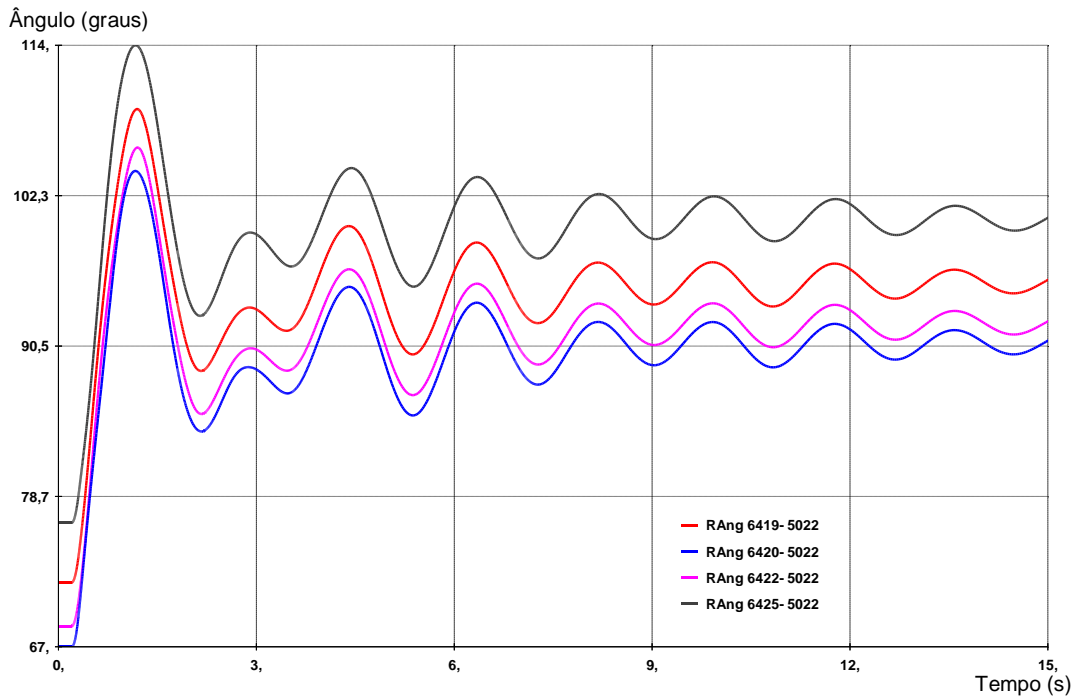


Figura 38 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte em relação ao Nordeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 3).

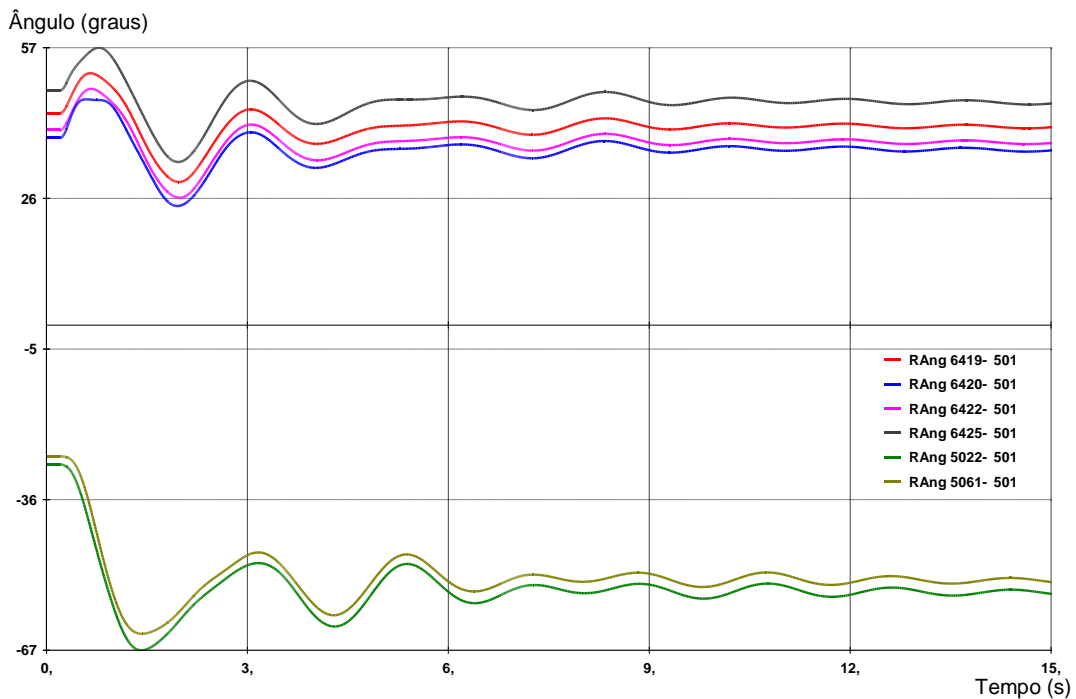


Figura 39 – Resposta dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação ao Sudeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 3).

Na Figura 40 encontra-se novamente a comparação da resposta da UHE Tucuruí 6 em relação à UHE Paulo Afonso 4G1 para a contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa. Desta vez, é possível perceber que, no Caso 3, a amplitude da oscilação é mais elevada e com menor amortecimento.

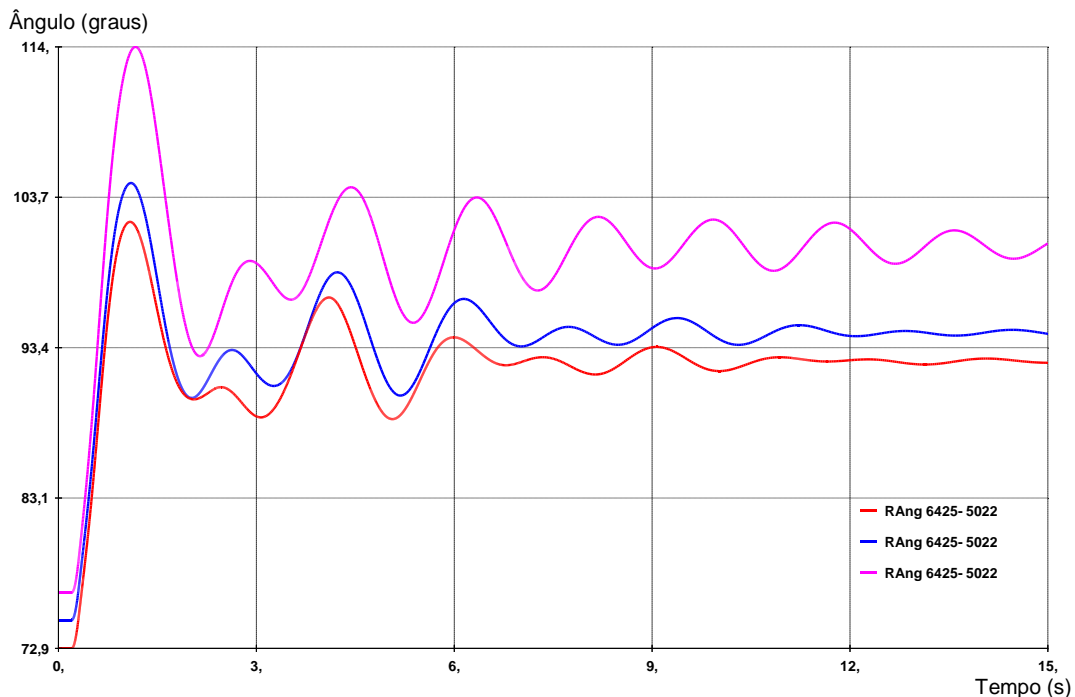


Figura 40 – Comparação da resposta UHE Tucuruí 6 nos Casos 1, 2 e 3 na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa.

Para o Caso 3, mais uma vez, não houve perda de sincronismo, sendo possível elevar o RNE.

Assim, no Caso 4, o despacho da UHE Xingó foi reduzido para 1180 MW, em consequência, o RNE elevou-se para 4140 MW. Quando feitas as simulações dinâmicas da lista de contingências para o Caso 4, as contingências listadas abaixo foram interrompidas pelo critério de perda de estabilidade do programa, denotando perda de sincronismo:

- LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa;
- LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí;
- LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2.

Na Figura 41 é apresentado o ângulo dos rotores das máquinas do Norte em relação à UHE Paulo Afonso 4G1, para o Caso 4 na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa. Na Figura 42 é apresentado o ângulo dos rotores das máquinas no Norte e Nordeste em relação à UHE Ilha Solteira no subsistema Sudeste/Centro Oeste.

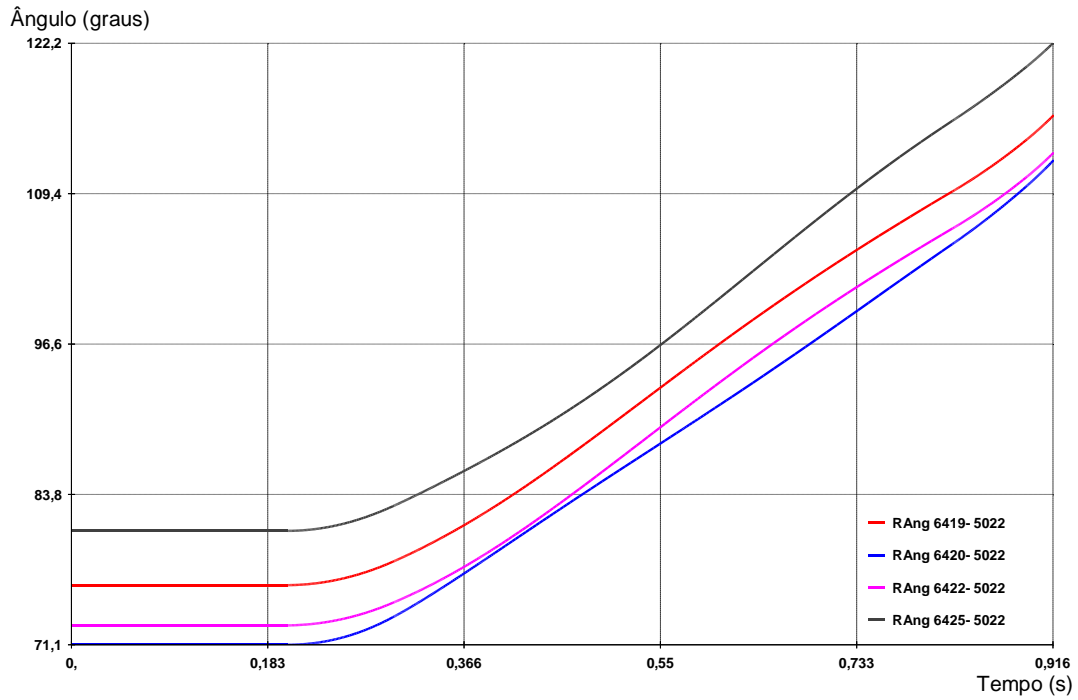


Figura 41 – Ângulo dos rotores das máquinas do Norte em relação ao Nordeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 4).

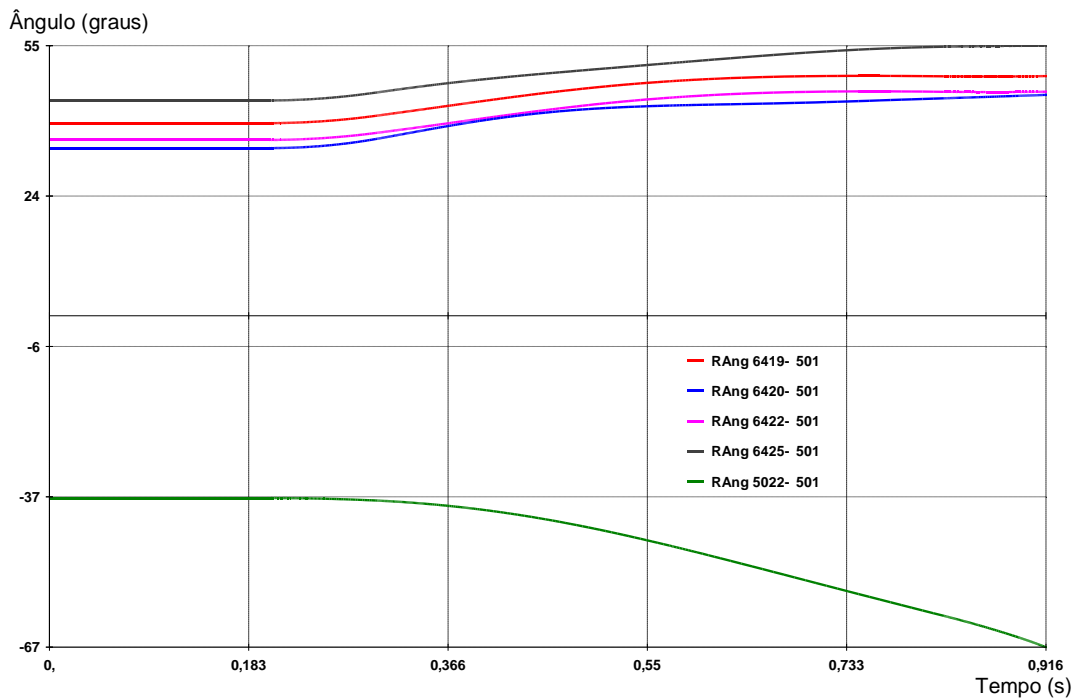


Figura 42 – Ângulo dos rotores das máquinas do Norte e Nordeste em relação ao Sudeste na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Caso 4).

Como pode ser notado, houve perda de sincronismo. Como o objetivo de se aproximar do valor limite de RNE quando EXPN encontra-se maximizado, continua-se a simulação (Caso 5), colocando um valor inferior de despacho na UHE Xingó (1280 MW). Depois de simuladas todas as contingências, foi detectada a instabilidade

do sistema para a contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa.

Desta forma, considera-se que o ponto de operação estável limite é o do Caso 3, onde EXPN encontra-se maximizado e o RNE máximo é de 4140 MW, para que não haja perda de sincronismo entre os subsistemas Norte e Nordeste.

V.3.2 Análise do SIN por Métodos Diretos – Função de Energia

Nesta seção será utilizada a função de energia para avaliar os mesmos pontos de operação utilizados na Seção V.3.1, conforme Tabela 14.

Desta forma, são apresentados para os cinco casos da Tabela 14 as resposta pelo critério da função de energia na Tabela 15.

Tabela 15 – Resultados da análise por função de energia para os casos do SIN.

Contingência	Estabilidade (Função de Energia)				
	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa	ESTÁVEL	ESTÁVEL	ESTÁVEL	INSTÁVEL	INSTÁVEL
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí				INSTÁVEL	ESTÁVEL
LT 500 kV Tucuruí – Marabá				ESTÁVEL	
LT 500 kV Miracema – Colinas				ESTÁVEL	
LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2				INSTÁVEL	
LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas				ESTÁVEL	
LT 500 kV Imperatriz – Colinas				ESTÁVEL	

V.3.3 Análise do SIN por Métodos Diretos – Margem de Estabilidade

Nesta seção será utilizada a resposta da margem de estabilidade para efetuar os redespachos. O ponto de operação de partida é o Caso 1, onde serão verificadas as respostas referentes à função de energia.

Para o Caso 1 a análise qualitativa em relação à estabilidade apresentou resultado que em nenhuma das contingências simuladas houve perda de sincronismo. Na Tabela 16 são apresentados os resultados para a margem de estabilidade.

Tabela 16 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6420	59	1,11	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6424	59	1,91	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6425	59	2,48	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6422	59	12,08	100
LT 500 kV Miracema - Colinas	7206	63	6,21	100

Interpretando a Tabela 16, tem-se que, para a contingência da LT 500 kV Miracema – Colinas, a máquina 7206 (Lajeado) poderia gerar mais 6,21% de seu despacho atual. Entretanto, esta já se encontra com despacho máximo. Já para a contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá as máquinas abaixo poderiam gerar os valores descritos para chegarem ao ponto mais próximo do limite de estabilidade:

- 6420 - mais 1,11% do valor atual de seu despacho, ou seja, elevar o despacho desta máquina para 1062 MW;
- 6424 - mais 1,91% do valor atual de seu despacho, ou seja, elevar o despacho desta máquina para 1509 MW;
- 6425 - mais 2,48% do valor atual de seu despacho, ou seja, elevar o despacho desta máquina para 2275 MW;
- 6422 - mais 12,08% do valor atual de seu despacho, ou seja, elevar o despacho desta máquina para 1579 MW.

Como as máquinas 6420, 6424 e 6422 já se encontram com seu despacho máximo, restou apenas elevar o valor de despacho da máquina 6425 para $2219 \times 1,0248 \cong 2275 \text{ MW}$. Feita esta elevação de geração, novamente é feita a análise qualitativa para o novo ponto de operação cujos intercâmbios são: RNE = 3910 MW e EXPN = 3970 MW. Este caso será chamado de “Caso 1-1”.

Tabela 17 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1-1.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6420	59	1,40	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6424	59	1,99	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6425	59	4,84	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6422	59	9,01	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6419	59	46,19	100
LT 500 kV Miracema - Colinas	7206	63	4,98	100

Pode-se perceber que a margem para a máquina 6425 era de 55 MW (1,48% na Tabela 16) e passou para 110 MW (4,84% na Tabela 17). Este fato é devido ao aumento do número de máquinas sincronizadas na barra, aumentando a potência elétrica máxima da curva potência x ângulo e, conseqüentemente, a área estimada de margem de estabilidade.

Novamente, a margem de estabilidade indica que é possível elevar o despacho na máquina 6425 para $2275 \times 1,0484 \cong 2385$ MW. Este caso será chamado de “Caso 1-2”, os valores dos intercâmbios são RNE = 3910 MW e EXPN = 4070 MW e os resultados calculados encontram-se na Tabela 18.

Tabela 18 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1-2.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6420	59	0,97	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6424	59	2,72	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6425	59	4,44	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6422	59	7,82	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6419	59	31,54	100
LT 500 kV Miracema - Colinas	7206	63	6,15	100

De acordo com a Tabela 18, pode-se elevar o despacho da máquina 6425 da seguinte forma: $2385 \times 1,0444 \cong 2490$ MW. Este caso será chamado de “Caso 1-3”, os valores dos intercâmbios são RNE = 3910 MW e EXPN = 4160 MW e seus resultados encontram-se na Tabela 19.

Tabela 19 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1-3.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6420	59	0,55	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6424	59	2,95	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6425	59	3,74	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6422	59	7,25	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6419	59	18,34	100
LT 500 kV Miracema - Colinas	7206	63	5,96	100
LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas	6422	59	0,94	100
LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas	6419	59	1,30	100

Para o Caso 1-3, com o aumento de despacho da máquina 6425, a contingência da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas também está se aproximando do ponto limite de estabilidade. Para isso ocorrer, seria necessário um aumento de despacho nas máquinas 6422 e 6419, que já se encontram com despacho máximo. Além disso, para a contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá, mais uma vez, há indicação de uma margem de aumento do despacho da máquina 6425 para $2490 \times 1,0374 \cong 2583 \text{ MW}$. Assim feito, chega-se aos resultados da Tabela 20 e valores de intercâmbios RNE = 3910 MW e EXPN = 4240 MW (Caso 1-4).

Tabela 20 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 1-4.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6420	59	0,3752	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6424	59	3,09	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6425	59	4,21	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6422	59	6,36	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6419	59	14,19	100
LT 500 kV Miracema - Colinas	7206	63	4,78	100
LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas	6422	59	1,01	100
LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas	6419	59	1,47	100

Novamente, a margem de estabilidade indica que há possibilidade de aumentar o despacho da máquina da barra 6425, da forma $2583 \times 1,0421 \cong 2691 \text{ MW}$. Neste ponto, este novo despacho não é possível, pois o limite máximo da máquina é de 2590 MW. Desta forma, chegou-se à configuração do Caso 2 simulado na Seção V.3.1, já que não foi feito redespacho em Xingó e Tucuruí 6 encontra-se com despacho máximo. Os

intercâmbios neste ponto são RNE = 3910 MW e EXPN = 4250 MW. Cujos resultados encontram-se na Tabela 21.

Tabela 21 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 2.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6420	59	0,37	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6424	59	3,11	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6425	59	4,16	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6422	59	5,73	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6419	59	14,30	100
LT 500 kV Miracema - Colinas	7206	63	5,97	100

Pela Tabela 21, pode-se perceber que todas as máquinas indicadas já estão com seus despachos máximos. Assim, o próximo passo será reduzir o despacho na região Nordeste. Através dos resultados apresentados, mesmo após utilização de toda capacidade de geração ativa das máquinas de Tucuruí, as mesmas ainda possuem margem disponível para a contingência da LT 500 kV Tucuruí – Marabá.

Como foram esgotados todos os recursos de geração disponíveis no subsistema Norte, o próximo passo a ser adotado é a avaliação do valor máximo de RNE quando a EXPN está com seu valor maximizado. Para isso, será seguido o ponto de operação encontrado no Caso 3 da Seção V.3.1. É feita então uma redução arbitrária no despacho da UHE Xingó, no valor de 200 MW, onde serão feitas as análises das contingências, de forma a verificar quais máquinas deverão ser redespachadas para alcançarmos um valor máximo de RNE, próximo ao limite de estabilidade do sistema. Foi tomada esta decisão, pois o programa não identificou, para este ponto de operação, máquinas do Nordeste com margens pouco positivas ou muito negativas e retornou uma lista “vazia”, com máquinas no subsistema Norte que já se encontram com sua capacidade máxima despachada. Para chegar a um ponto mais crítico onde o programa possa identificar margens para máquinas no Nordeste foi elevado o valor de RNE.

Assim, para o Caso 3, a redução de 200 MW na UHE Xingó fez com que o valor medido de RNE fosse de 4140 MW. Após as análises (Tabela 22), os resultados obtidos apresentam margem de redespacho para máquinas que já se encontram com seu valor máximo de despacho.

Tabela 22 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 3.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6420	59	4,21	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6424	59	5,26	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6425	59	5,66	100
LT 500 kV Tucuruí - Marabá	6422	59	9,94	100
LT 500 kV Miracema - Colinas	7206	63	6,00	100

Novamente o programa retornou, para este novo ponto de operação uma lista “vazia”, desta forma, reduz-se a geração da UHE Xingó em 200 MW, atingindo o de operação do caso 4 na Seção V.3.1. Já no caso 4, tem-se a análise qualitativa da função de energia, informando que as seguintes contingências apresentaram perda de estabilidade:

- LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa;
- LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí;
- LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2.

De acordo com a Tabela 23, para as contingências das LT 500 kV Tucuruí – Marabá ou LT 500 kV Miracema – Colinas, não há mais como elevar o despacho das máquinas apresentadas, pois se encontram com seus despachos máximos.

Tabela 23 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5827	54	100	-3,17
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5022	51	100	-2,83
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5888	54	100	-1,04
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5975	54	100	-0,12
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí	5888	54	100	-0,62
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	3,43	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	5,79	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	5520	57	25,32	100
LT 500 kV Miracema – Colinas	7206	63	4,77	100

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2	5827	54	100	-3,08
LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2	5888	54	100	-1,04
LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2	5975	54	100	-0,11
LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2	7206	63	4,49	100

Continuando as análises, pode-se perceber na Tabela 23 que para as contingências: LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa, LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí e LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2 as máquinas podem ter seus despachos elevados para chegar ao ponto estável mais próximo da instabilidade.

Serão utilizados para o novo redespacho as margens informadas na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa, conforme abaixo:

- 5827 - mais 3,17% do valor atual de seu despacho, passando para 134 MW;
- 5022 - mais 2,83% do valor atual de seu despacho, passando para 1059 MW;
- 5888 - mais 1,04% do valor atual de seu despacho, passando para 83 MW;
- 5975 - mais 0,12% do valor atual de seu despacho, mesmo valor.

Os valores foram elevados e o novo ponto de operação foi novamente avaliado, sendo RNE = 4290 MW. Os resultados são apresentados na Tabela 24 (Caso 4-1):

Tabela 24 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4-1.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5061	51	100	-3,08
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5827	54	100	-2,48
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5022	51	100	-2,31
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5888	54	100	-1,56
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5975	54	100	-0,07
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí	6294	53	100	-0,88

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	3,89	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	7,15	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6424	59	7,53	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6425	59	12,37	100
LT 500 kV Miracema – Colinas	7206	63	5,80	100
LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2	5827	54	100	-2,24
LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C3	5888	54	100	-1,44
LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C4	5975	54	100	-0,06

Mais uma vez, há indicação de redespacho nas máquinas indicadas para a contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa, conforme abaixo:

- 5061 - mais 3,08% do valor atual de seu despacho, passando para 1236 MW;
- 5827 - mais 2,48% do valor atual de seu despacho, passando para 137 MW;
- 5022 - mais 2,31% do valor atual de seu despacho, passando para 1083 MW;
- 5888 - mais 1,56% do valor atual de seu despacho, passando para 84 MW;
- 5975 - mais 0,07% do valor atual de seu despacho, mesmo valor.

Após o feito redespacho com os valores citados acima, chega-se a um novo ponto de operação com valor de RNE = 4230 MW. Agora, a contingência limitante passa a ser apenas da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa de acordo com a análise da função de energia indicada na Tabela 25 (Caso 4-2).

Tabela 25 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4-2.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5054	51	100	-2,55
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5051	51	100	-2,31
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5061	51	100	-2,19
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom	5827	54	100	-2,03

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
Jesus da Lapa				
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5022	51	100	-1,68
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5888	54	100	-0,93
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5975	54	100	-0,04
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	4,37	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6424	59	6,36	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	6,98	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6425	59	10,31	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	5061	51	14,00	100
LT 500 kV Miracema – Colinas	7206	63	5,75	100

A partir das margens indicadas na Tabela 25, são definidos os novos valores de redespacho que serão calculados conforme abaixo:

- 5054 - mais 2,55% do valor atual de seu despacho, passando para 353 MW;
- 5051 - mais 2,31% do valor atual de seu despacho, passando para 352 MW;
- 5061 - mais 2,19% do valor atual de seu despacho, passando para 1263 MW;
- 5827 - mais 2,03% do valor atual de seu despacho, passando para 140 MW;
- 5022 - mais 1,68% do valor atual de seu despacho, passando para 1101 MW;
- 5888 - mais 1,009% do valor atual de seu despacho, passando para 85 MW;
- 5975 - mais 1,0004% do valor atual de seu despacho, mantido mesmo valor.

Depois de feitos os redespachos, os resultados para o ponto de operação resultante (Caso 4-3) são mostrados na Tabela 26. Para este caso, o RNE = 4155 MW.

Tabela 26 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4-3.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5827	54	100	-1,77
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5032	51	100	-0,97
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5030	51	100	-0,96
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5016	51	100	-0,70

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5015	51	100	-0,70
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5054	51	100	-0,61
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5051	51	100	-0,50
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5022	51	100	-0,50
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5061	51	100	-0,40
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5888	54	100	-0,34
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	6294	53	100	-0,11
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5975	54	100	-0,03
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6424	59	4,31	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	4,97	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6425	59	5,76	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	11,02	100
LT 500 kV Miracema – Colinas	7206	63	5,91	100

Os resultados da Tabela 26 indicam valores de redespacho muito pequenos em relação aos despachos das máquinas listadas, indicando que o sistema está próximo do limiar de estabilidade. Com o objetivo de verificar a proximidade do limiar da estabilidade, foi elevado o despacho da UHE Xingó em 10 MW, para um total de 1275 MW. Os resultados para este caso, chamado de Caso 4-4 encontram-se na Tabela 27.

Tabela 27 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4-4.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6424	59	4,31	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	4,97	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6425	59	5,76	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	11,02	100
LT 500 kV Miracema – Colinas	7206	63	5,91	100

Os resultados da Tabela 27 indicam que o caso 4-4 corresponde ao ponto de operação mais próximo do limiar da estabilidade. Este ponto tem RNE = 4145 MW.

O procedimento realizado para o resdespacho dos geradores com base na margem de estabilidade acarretou na necessidade de várias simulações intermediárias até chegar ao limiar da estabilidade. Isso pode ser explicado, pois os resdespachos realizados não obedeceram rigorosamente às margens indicadas para todos os geradores. Além disso, quando o limite máximo de geração de uma máquina é alcançado, é inviável o seu resdespacho. Junta-se isso, o fato de que as margens são calculadas de forma aproximada para diferentes contingências dentro de um problema matemático altamente não linear.

No Caso 4 (EXPN = 4230 MW e RNE = 4330 MW), ao fazer uma análise detalhada do fato exposto, pode-se perceber que a máquina 5022 perde estabilidade por *backswing*, na contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa (Tabela 23). A margem negativa calculada indicaria o aumento do despacho de potência ativa necessário nessa máquina, de forma a torná-la estável. Entretanto, ao fazer o aumento do despacho, a máquina continuou instável e a margem de energia negativa praticamente não se alterou. Analisando a simulação com mais cautela, pôde-se observar que houve a atuação de duas proteções de perda de sincronismo⁴ (incluídas na modelagem), resultando na abertura de dois circuitos. Para analisar melhor tal situação, foi feita uma comparação dos casos utilizando a curva de oscilação do sistema ($Px\delta$), para a UHE Paulo Afonso. Na Figura 43, o caso com a modelagem das proteções de perda de sincronismo (PPS) é representada pela curva vermelha, enquanto que o caso sem esta modelagem é representado na mesma figura pela curva azul. Aplicado o curto-circuito em $t = 0,2 s$ e removido em $t = 0,3 s$ observa-se que no instante $t = 0,824 s$ houve abertura da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas e no instante $t = 0,892 s$ houve abertura da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, ambas por atuação de PPS.

⁴ A proteção de perda de sincronismo tem a finalidade de efetuar abertura de linhas de transmissão com o objetivo de separar subsistemas adequadamente, minimizando piores consequências para o sistema após um evento qualquer na rede.

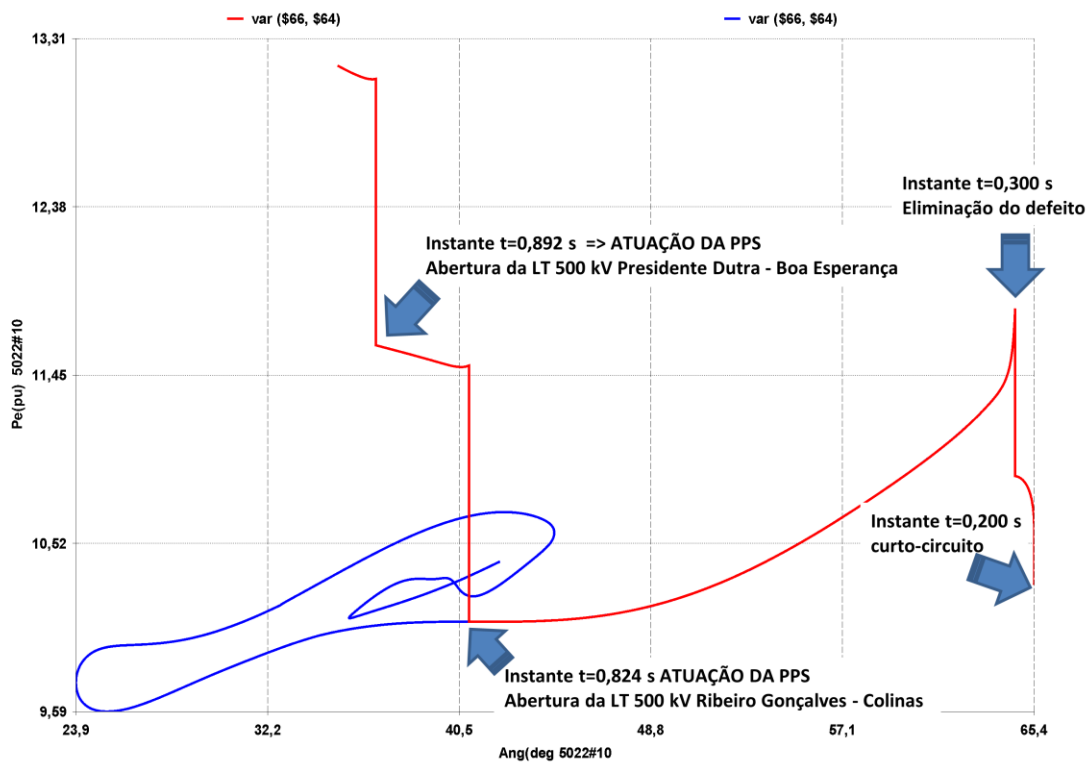


Figura 43 – Curva $Px\delta$ para o sistema com e sem atuação de PPS.

Na curva vermelha é possível imaginar que o súbito aumento da potência elétrica pode indicar uma condição de potência acelerante negativa onde a máquina fica mais lenta do que o centro de inércia. O valor da margem negativa calculado nesse momento de variação súbita da potência acelerante pode ser calculado, mas não teria nenhum significado físico válido.

Em um sistema sem a atuação da proteção (resposta natural), representado pela curva azul, a máquina consegue fazer a conversão de energia cinética em energia potencial e permanece estável, pois o ângulo máximo (potência acelerante igual a potência mecânica após $\delta_{crítico}$) não é alcançado.

No sistema com a atuação da proteção, a energia cinética pode estar baixa no momento da atuação da proteção. Nesse instante a potência acelerante muda de sinal devido à súbita variação da potência elétrica (característica $Px\delta$), fazendo com que o cálculo da margem de energia seja ativado. O sistema se torna instável devido à atuação da proteção e o valor calculado para a margem de energia não tem nenhuma validade para indicar o montante de potência a ser redespachada para tornar a máquina estável.

De acordo com o exposto, o ponto de operação do Caso 4 foi novamente analisado sem a modelagem da PPS, chegando aos resultados da Tabela 28.

Tabela 28 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4 sem PPS.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	3,43	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	5,79	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	5520	57	25,32	100
LT 500 kV Miracema – Colinas	7206	63	4,77	100

De forma similar às análises anteriores, não há como elevar o despacho das máquinas indicadas por estarem com seus despachos máximos. Desta forma, foi reduzida a geração da máquina 5061 para 1100 MW, para chegar a um ponto mais crítico onde o programa possa identificar margens para máquinas no Nordeste.

Após esta redução, a análise qualitativa acusou perda de estabilidade para a contingência da LT 500 kV Serra da Mesa – Bom Jesus da Lapa. Na Tabela 29, são apresentados os valores calculados da margem de estabilidade.

Tabela 29 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4 sem PPS e 5061=1100 MW.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5827	54	100	-3,78
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5022	51	100	-3,06
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5032	51	100	-3,02
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5030	51	100	-3,02
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5016	51	100	-1,98
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5015	51	100	-1,98
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5054	51	100	-1,90
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5051	51	100	-1,70

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5061	51	100	-1,62
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5888	54	100	-0,90
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí	7206	63	0,61	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	2,65	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	4,03	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	5520	57	25,47	100
LT 500 kV Miracema – Colinas	7206	63	5,58	100

Os valores da Tabela 29 apresentam os novos valores de redespacho que serão calculados conforme abaixo:

- 5827 - mais 3,78% do valor atual de seu despacho, passando para 135 MW;
- 5022 - mais 3,06% do valor atual de seu despacho, passando para 1062 MW;
- 5032 - mais 3,02% do valor atual de seu despacho, passando para 44 MW;
- 5030 - mais 3,02% do valor atual de seu despacho, passando para 44 MW;
- 5016 - mais 1,98% do valor atual de seu despacho, passando para 132 MW;
- 5015 - mais 1,98% do valor atual de seu despacho, passando para 132 MW;
- 5054 - mais 1,90% do valor atual de seu despacho, passando para 351 MW;
- 5051 - mais 1,70% do valor atual de seu despacho, passando para 350 MW;
- 5061 - mais 1,62% do valor atual de seu despacho, passando para 1135 MW;
- 5888 - mais 0,90% do valor atual de seu despacho, passando para 81 MW.

Realizando as alterações indicadas, chega-se aos resultados da Tabela 30.

Tabela 30 – Resultados da margem de estabilidade para o Caso 4 sem PPS redespachado pela margem.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5827	54	100	-0,66
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5032	51	100	-0,20
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5030	51	100	-0,20

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5016	51	100	-0,11
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5015	51	100	-0,11
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5022	51	100	-0,09
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5061	51	100	-0,09
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5054	51	100	-0,08
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5051	51	100	-0,08
LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa	5888	54	100	-0,06
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí	6419	59	0,81	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	3,42	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	5,71	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6424	59	11,98	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	5061	51	12,98	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	5520	57	23,34	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6425	59	25,77	100
LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas	6419	59	0,01	100
LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas	6422	59	0,01	100

Para os valores de margem de estabilidade apresentados na Tabela 30, chega-se a conclusão que este novo ponto de operação encontra-se próximo do limiar de estabilidade, já que as margens indicadas para a contingência da LT 500 kV Serra da Mesa - Bom Jesus da Lapa são negativas (*Margem em Atraso (%)*) e muito pequenas. Para verificar um ponto de operação estável, o aumento de 10 MW em qualquer máquina do Nordeste levará o sistema para um ponto de operação estável limite, conforme pode ser verificado pelo resultado apresentado na Tabela 31.

Tabela 31 – Resultados da margem de estabilidade para o caso no limiar da instabilidade.

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6422	59	3,87	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6424	59	6,63	100
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6419	59	7,27	100

Contingência	Barra da Usina	Área da Usina	Margem em Avanço(%)	Margem em Atraso(%)
LT 500 kV Tucuruí – Marabá	6425	59	10,40	100
LT 500 kV Miracema – Colinas	7206	63	5,87	100

Na Figura 44 é apresentada em forma gráfica a trajetória feita pelo método de função de energia utilizando a margem de estabilidade para chegar ao ponto limite de intercâmbio. O número de cada caso encontra-se próximo aos pares ordenados onde o eixo das abscissas é o RNE e o das ordenadas é o EXPN. Os valores indicados estão em MW.

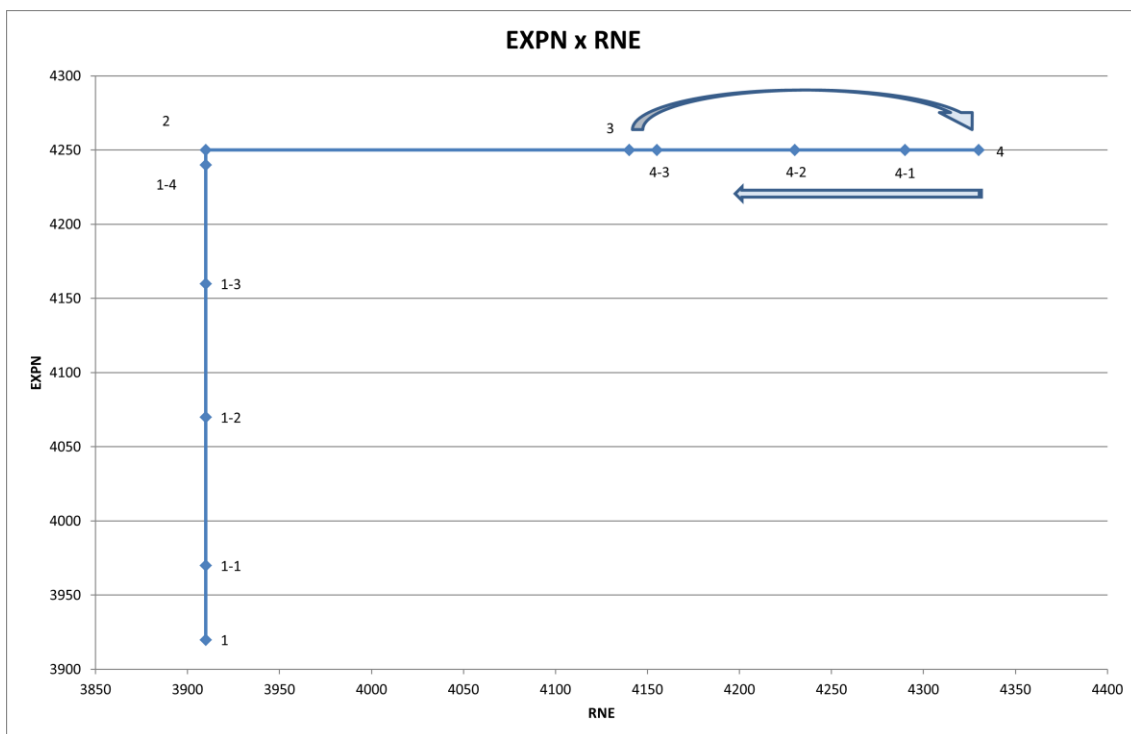


Figura 44 – Trajetória do método de função de energia ao ponto limite de intercâmbio.

V.3.4 Análise Comparativa das Simulações com o SIN

A primeira comparação a ser feita refere-se à determinação qualitativa da estabilidade via método convencional e via método direto – função de energia (Seções V.3.1 e V.3.2). Pode-se notar que, com o método convencional, é necessária a interpretação das curvas (ângulos dos rotores das máquinas envolvidas) de cada uma das máquinas

em cada contingência, para chegar à conclusão sobre a estabilidade do sistema. Por outro lado, a função de energia fornece essa informação diretamente.

A segunda comparação a ser feita refere-se ao número de casos simulados até a obtenção do limite de estabilidade via método convencional e via método direto – margem de estabilidade (Seções V.3.1 e V.3.3). Verificou-se que, para a simulação completa convencional, embora tenham sido arbitrados os montantes de redespacho em cada máquina, foi possível chegar aos valores máximos de intercâmbio em cinco passos. Por outro lado, com o redespacho baseado na margem de estabilidade, foram necessários 12 passos até chegar aos valores máximos de intercâmbio.

Cabe ressaltar que a função de energia apresentou resultados para margem de estabilidade mais apurados quando o caso se encontrava em um ponto de operação instável. Este fato se dá devido ao ângulo máximo que a função de energia está utilizando para fazer a estimativa da energia cinética, conforme pode ser notado no exemplo da Figura 45. Esta figura apresenta a curva Potência Elétrica x Delta para a UHE Tucuruí 6, no Caso 1-2 onde $RNE = 3910$ MW e $EXPN = 4070$ MW. Quando este ângulo máximo está muito distante do valor próximo à reta da potência mecânica, ponto e da Figura 15, isto é, a área em que é feita o cálculo da margem de estabilidade, área azul (margem positiva) na mesma figura, traz um valor de imprecisão que dificulta a estimativa do quão distante o ponto de operação se encontra do limiar de estabilidade.

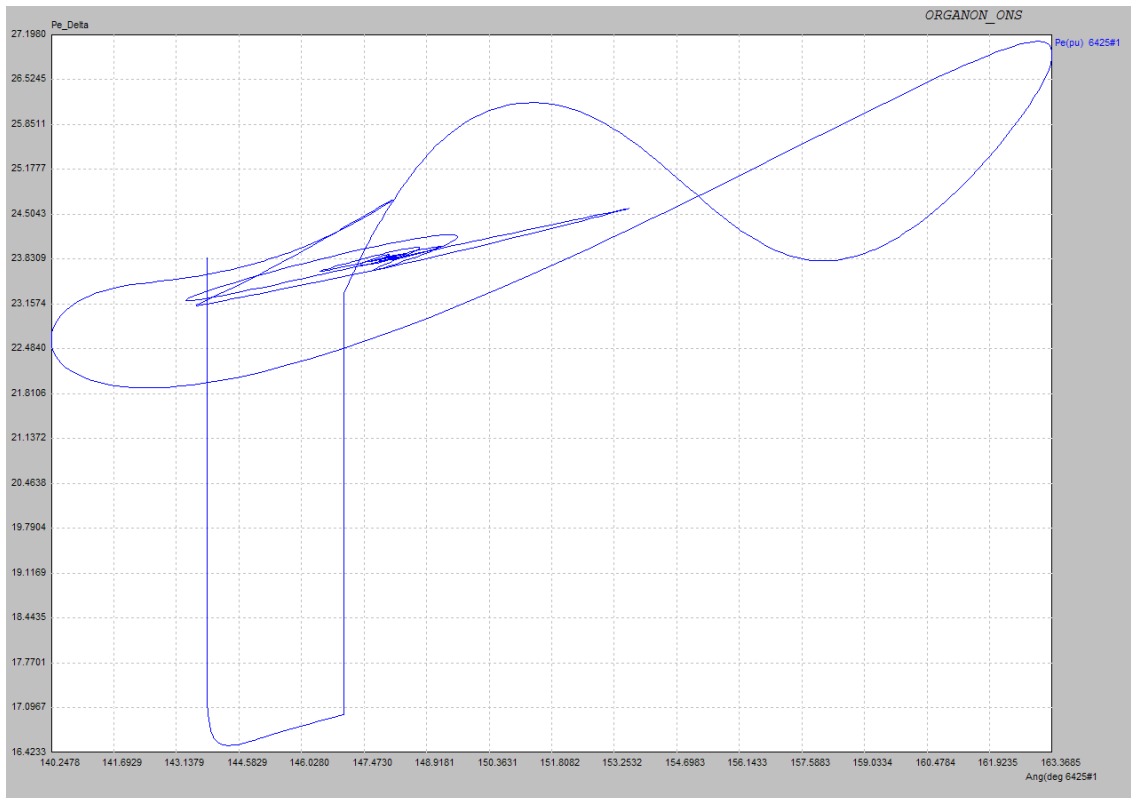


Figura 45 – Curva Potência elétrica x Delta da máquina 6425 para o Caso 1-2.

Capítulo VI

Conclusões

Esta dissertação apresentou uma análise da viabilidade de utilização dos métodos diretos, através da função de energia, com intuito de aplicação para cálculo de intercâmbio entre áreas em um sistema de potência. O objetivo de se verificar a viabilidade deste tipo de aplicação era colocar à disposição do engenheiro de planejamento da operação de sistemas de potência mais uma ferramenta para complementação das análises feitas atualmente.

Como pôde ser observado, nas análises comparativas feitas tanto para um sistema fictício quanto para o SIN, a utilização da margem de estabilidade da função de energia como método para redespacho se mostrou pouco eficiente, principalmente quando o ponto de operação em análise encontra-se em uma região estável distante do ponto limite de estabilidade. Para que o analista possa utilizar o método de função de energia para fazer redespachos com maior velocidade de convergência para o ponto de operação limite, pode ser avaliado um “fator de aceleração”. Este “fator de aceleração” pode ser entendido conforme a seguir: o valor indicado pela margem, que deveria ser despachado nas máquinas que se encontram com sua capacidade de despacho plena poderia ser utilizado para despachar máquinas próximas ou com a mesma influência no intercâmbio de interesse. Ou então, através da extrapolação de dois ou três pontos de operação consecutivos, calculados através da margem, onde seria estimado o despacho necessário para se obter margem zero.

Em contrapartida, caso o ponto de operação se encontre em uma região instável, distante ou não do ponto limite de estabilidade, o método da margem de estabilidade por função de energia é muito robusto, necessitando de praticamente apenas um redespacho para encontrar-se no limiar de estabilidade. Além disso, em um ponto de operação instável, o analista, através do método convencional, necessita realizar a inspeção visual das curvas referentes a todas as máquinas para tentar identificar as unidades mais críticas. Através do método da margem de estabilidade por função de energia, é possível identificar de forma bastante clara quais máquinas deverão ser redespachadas no sentido de encontrar o limiar de estabilidade.

Um ponto a ser destacado é que o método de função de energia retorna uma resposta inconsistente caso ocorra atuação de proteção de perda de sincronismo ou qualquer outra proteção cuja ação envolva abertura de linhas de transmissão e esteja modelada no arquivo dinâmico. A abertura de um elemento de transmissão para evitar perda de sincronismo entre sistemas causa uma deformidade na característica $P_{x\delta}$, e como consequência, a função de energia faz uma leitura, para a qual foi programada, correta, mas sem validade para o analista.

A análise qualitativa da função de energia mostrou-se confiável em todas as simulações que foram feitas, sempre apresentando de forma correta o diagnóstico do sistema após as contingências.

Cabe ressaltar que a margem de estabilidade é uma informação valiosa do ponto de vista sistêmico, pois indica as máquinas mais influentes e críticas para a estabilidade do sistema em uma dada contingência. Entretanto, o seu cálculo embute algumas imprecisões que podem dificultar sua aplicação direta para a determinação de redespachos.

Capítulo VII

Trabalhos Futuros

Neste capítulo são apresentadas sugestões para trabalhos futuros a partir dos resultados obtidos com a margem de estabilidade. Ainda poderão ser estudadas diversas contribuições e funcionalidades utilizando este método.

1. Desenvolvimento de um sistema de seleção de contingências mais eficiente utilizando simulações no tempo com tempos de simulação inferiores a 2s;

Esta sugestão teria o objetivo de facilitar o trabalho de análises para sistemas desconhecidos ou pouco estudados. O ORGANON poderia ser utilizado para varredura das contingências mais severas em um universo grande de cenários. Seria necessário montar a lista de contingências e utilizar simulações de curta duração, por exemplo, 2 ou 3 segundos e observar o resultado da margem de estabilidade. Aquelas cujas margens indicadas fossem pequenas ou negativas seriam as contingências mais críticas para o cenário em estudo.

2. Investigação de uma maneira mais eficiente de estimação da margem de energia positiva, com base na utilização de dois ou três casos base diferentes e estimação da margem a partir de um processo de extrapolação;

Como os resultados para a margem de energia negativa mostram melhor precisão em relação as margens positivas, já que as positivas são calculadas por aproximações. A sugestão seria avaliar a possibilidade de uso dessa margem realizando várias simulações com pontos de operação diferentes, aumentando o despacho de um gerador, por exemplo, e observando o que ocorre com a margem de energia positiva dele. A partir daí, o interessante seria avaliar se é possível fazer algum tipo de extrapolação para identificar a relação entre despacho e margem de energia, de forma a estimar o máximo despacho possível, ou seja, o despacho em que a margem fica nula ou negativa.

3. Investigação da análise de margem de energia com base nas curvas Potência x Ângulo (ângulos máximos, potência máxima);

Nas análises feitas, houve atuação de PPS e ocorreu perda de estabilidade por este motivo. A explicação do desempenho do sistema foi feita através da curva $P \times \delta$. A sugestão analisar as curvas $P \times \delta$ das máquinas para várias simulações e observar se é possível tirar alguma conclusão com relação ao comportamento da máquina a partir dos valores de δ máximo, P máximo, etc.

4. Utilização combinada de margens de energia e redes neurais para avaliação da segurança de sistemas de potência.

Nesta sugestão, a idéia seria fazer um estudo intensivo de simulações, considerando vários cenários de carga, de topologia, de contingências, etc. e tentar associar o resultado de cada simulação a um índice de desempenho. Esse índice de desempenho seria utilizado para treinar uma rede neural de tal forma que ela poderia rapidamente identificar situações de risco para o sistema elétrico, sem a necessidade da simulação eletromecânica.

Referências Bibliográficas

- [1]. P. KUNDUR, J. PASERBA, V. AJJARAPU, G. ANDERSON, A. BOSE, C. CANIZARES, N. HATZIARGYRIOU, D. HILL, A. STANKOVIC, C. TAYLOR, T. VAN CUTSEM and V. VITTAL, "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May, 2004.
- [2]. PAI, M. A. Power System Stability Analysis by the Direct Method of Lyapunov. 1981, North-Holland Publishing Company, Amsterdam.
- [3]. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede, <http://www.ons.org.br>, 14/04/2009 14:00 h.
- [4]. KUNDUR, PRABHA. Power System Stability and Control, 1994, McGraw-Hill Inc.
- [5]. T. VAN CUTSEM and C. VOURNAS, "Voltage Stability of Electrical Power Systems", Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [6]. IEEE Task Force on Terms & Definitions, "Proposed Terms & Definitions for Power System Stability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 7, Julho de 1982, págs. 1894-1898.
- [7]. STEVENSON, WILLIAM. D., GRAINGER, J. Power System Analysis, 1994, McGraw-Hill Inc.
- [8]. B. STOTT, "Power System Dynamic Response Calculations", Proceedings IEEE, Vol. 67, Fevereiro de 1979, págs. 219-241.
- [9]. TINNEY, W. F., WALKER, J. W. "Direct Solutions of Sparse Network Equations by Optimally Ordered Triangular Factorizations", Proceedings of IEEE Vol. 55, 1967, págs. 1801-1809.
- [10]. TINNEY, W. F., HART, C. E. "Power Flow Solution by Newton's Method", IEEE Transactions Power App. Syst. PAS-86, 1967, págs. 1449-1456.
- [11]. CHIANG, H., CHU, C., CAULEY, G., "Direct Stability Analysis of Electric Power Systems Using Energy Functions: Theory, Applications, and Perspective", In: Proceedings of the IEEE, Vol. 83, No. 11, Novembro de 1995.
- [12]. CHIANG, H-D., WU, F. F., VARAYA, P., "Foundations of Direct Methods for Power System Transient Stability Analysis." IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. CAS-34, no. 2, Fevereiro de 1987, PP. 160-173.

- [13]. Lyapunov, A. M. Stability of Motion, Academic Press, Inc., 1967.
- [14]. FOUAD, A. A., VITTAL, V. Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method. 1992, New Jersey: Prentice-Hall.
- [15]. JARDIM, J. L. DE A., “Advances in Power System Transient Stability Assessment Using Transient Energy Function Methods”, Ph.D. Thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, October 1994.
- [16]. PAI, M. A. Energy Function Analysis for Power System Stability, 1931, Kluwer Academic Publishers.
- [17]. BRETAS, N. G., ALBERTO, L. F. C. Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos. Publicação EESC-USP. São Carlos – SP, 2000.
- [18]. JARDIM, J. L. A., Manual of ORGANON - Introduction Methodology, Vol. 3, Version 1.1, 2005.
- [19]. CHIANG, H-D., CHU, C-C., CAULEY, G. “Direct Stability Analysis of Electric Power Systems Using Energy Functions: Theory, Applications, and Perspective.” Proceedings of the IEEE, Vol. 83, nº 11, Novembro de 1995.
- [20]. EJEBE, G. C., JING, C., WAIGHT, J. G., PIEPER, G., JAMSHIDIAN, F. “Security Monitor for On-Line Dynamic Security Assessment”, Power System Control and Management, 16-18 April 1996, Conference Publication N° 421, © IEE, 1996.
- [21]. PAVELLA, M., ERNST, D., RUIZ-VEGA, D. Transient Stability of Power Systems – A Unified Approach to Assessment and Control. 2000, Kluwer Academic Publishers.
- [22]. De PRONY, B. (GASPARD RICHE), “Essai Expérimental et Analytique”, J. E. Polytech., Vol 1, nº 2, 1975.
- [23]. UNIFEI, CESE - Curso de Especialização em Sistemas Elétricos, Apostila de Estabilidade e Dinâmica de Sistemas Elétricos II, 2005.
- [24]. JARDIM, J. L. A., Manual of ORGANON - User Guide, Vol. 1, Version 1.2, 2006.
- [25]. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. <http://www.ons.org.br>. 10/04/2009 14:00 h.
- [26]. ONS – RE-3-244/2008. Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral – Janeiro – Abril 2009. Volume I – Interligações Regionais e Questões Sistêmicas, Novembro de 2008.
- [27]. AZBE, V., GABRIJEL, U., POVH, D., MIHALIC, R., “The Energy Function of a General Multimachine System With a Unified Power Flow Controller” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, no.3, Agosto de 2005.

Apêndice A

Dados do Sistema-Teste

Conforme mencionado no corpo desta dissertação, neste apêndice apresentam-se os dados de entrada da topologia da rede e os modelos dinâmicos do sistema-teste de 48 barras, denominado Brazilian Birds, criado pelo Prof. Dr. Cláudio Ferreira (UNIFEI).

A.1 Dados de entrada da topologia do sistema Brazilian Birds

Os dados de entrada da topologia do sistema-teste (com extensão .pwf) é apresentado a seguir, em um ponto de operação genérico.

```
TITU
POS8 - 10=120/11=250/20=350/21
DCTE
BASE 100.
TEPA .01
TEPR .01
VFLD 70.
ACIT      30
99999
DBAR
  10  2 ACANARIO-18  A10150.  371.1-15.3-140.140.    10          11000
  11  1 ASABIA---13  A1015-12.250.  11.76-100.100.    11          11000
  20  1 ATUCANO--13  A 9806.03385.2-29.1-140.140.    20          21000
  21  1 AGAVIAO--13  A 9603.01250.  -34.5-90. 90.    21          21000
 100  0 BCANARIO230  B1024-5.4          11000
 110  0 BSABIA--230    B1015-17.          11000
 111  0 CSABIA--138    B 995-22.          40.  10.    11000
 112  0 DSABIA--440    B1039-20.          11000
 113  0 ASABIA---13    B1041-20.          11000
 120  0 BCARDEAL230    B 997-16.          11000
 121  0 ECARDEAL-88    B 970-20.          120.  40.    11000
 130  0 BCURIO--230    B1011-18.          11000
 131  0 DCURIO--CS5    B1039-16.          -80.    11000
 132  0 DCURIO--440    B1046-15.          11000
 133  0 ACURIO---13    B1048-15.          11000
 134  0 FCURIO---69    B 979-24.          11000
```

135	0	CCURIO--138	B 963-25.	110.	40.	11000
140	0	FSANHACO-69	B 949-26.	70.	20. 5.	11000
150	0	BTIZIU--230	B 992-17.			11000
151	0	CTIZIU--138	B 973-22.	160.	60.	11000
160	0	CPARDAL-138	B 979-23.		40.	11000
161	0	FPARDAL--69	B 975-24.	40.	10.	11000
170	0	CAZULAO-138	B 980-23.			11000
171	0	FAZULAO--69	B 970-25.	40.	10.	11000
180	0	DBICUDO-440	B1041-21.		-40.	11000
181	0	FBICUDO--69	B1015-26.	130.	40.	11000
182	0	ABICUDO--13	B1017-26.		10.	11000
190	0	DCHOPIN-440	B1049-21.		-80.	11000
191	0	CCHOPIN-138	B1016-27.	90.	20.	11000
200	0	BTUCANO-230	B 994-.16			21000
210	0	EGAVIAO-230	B 976-2.3			21000
220	0	BARARA--230	B 993-9.8			21000
221	0	DARARA--CS5	B1033-12.		-80.	21000
222	0	DARARA--440	B1044-12.			21000
223	0	AARARA---13	B1046-13.			21000
224	0	CARARA--138	B 958-16.	110.	30.	21000
230	0	BPELICAN230	B 997-16.			21000
231	0	DPELICAN440	B1047-19.			21000
232	0	APELICANO13	B1049-19.			21000
240	0	BCORUJA-230	B 984-18.	90.	10.	21000
250	0	BURUBU--230	B 966-13.			21000
251	0	CURUBU--138	B 947-19.	80.	10.	21000
260	0	BGARCA--230	B 964-10.	120.	50. 50.	21000
1110	0	ASABIA--FIC	B1041-20.			11000
1130	0	ACURIO--FIC	B1048-15.			11000
1180	0	ABICUDO-FIC	B1015-26.			11000
1220	0	AARARA--FIC	B1046-13.			21000
1230	0	APELICANFIC	B1049-19.			21000

99999

DLIN

10	100	1	2.658	1.	99999999
11	110	1	3.8525	1.	99999999
20	200	1	2.725	1.	99999999
21	210	1	3.44	1.	99999999
100	120	1	2.76 10.44 18.43		99999999
100	150	1	5.29 20. 35.3		99999999
100	150	2	5.29 20. 35.3		99999999
110	111	1	9.17	1.	99999999
110	130	1	1.28 4.84 8.53		99999999
110	150	1	2.41 9.09 16.04		99999999
110	1110	1	4.92	1.	99999999
111	170	1	2.41 5.02 1.18		99999999
112	180	1	.08 .95 46.42		99999999
112	1110	1	-.25	1.	99999999
113	1110	1	3.75	1.	99999999
120	121	1	5.91	1.	99999999
120	130	1	4.61 17.41 30.72		99999999

120	130	2	4.61	17.41	30.72	99999999
120	150	1	5.76	21.76	38.4	99999999
130	134	1		20.95	1.	99999999
130	134	2		42.83	1.	99999999
130	135	1		10.	1.	99999999
130	1130	1		4.92	1.	99999999
131	132	1		-1.		99999999
131	221	1	.59	7.16	348.2	99999999
132	1130	1		-.25	1.	99999999
133	1130	1		3.75	1.	99999999
134	140	1	2.91	5.	.11	99999999
150	151	1		4.64	1.	99999999
151	160	1	5.08	10.56	2.48	99999999
151	160	2	5.08	10.56	2.48	99999999
160	161	1		3.92	1.	99999999
160	170	1	3.3	6.86	1.61	99999999
170	171	1		8.8	1.	99999999
180	190	1	.2	2.39	116.1	99999999
180	1180	1		7.48	1.	99999999
181	1180	1		.02	1.	99999999
182	1180	1		2.2	1.	99999999
190	191	1		13.27	1.	99999999
190	231	1	.31	3.82	185.7	99999999
200	210	1	2.18	8.22	14.51	99999999
200	220	1	2.46	9.28	16.39	99999999
200	220	2	2.46	9.28	16.39	99999999
210	260	1	2.3	8.7	15.36	99999999
210	260	2	2.3	8.7	15.36	99999999
220	224	1		9.25	1.	99999999
220	230	1	2.59	9.77	17.24	99999999
220	1220	1		4.92	1.	99999999
221	222	1		-1.		99999999
222	1220	1		-.25	1.	99999999
223	1220	1		3.75	1.	99999999
230	240	1	1.05	3.96	7.	99999999
230	250	1	1.66	6.29	11.09	99999999
230	1230	1		4.92	1.	99999999
231	1230	1		-.25	1.	99999999
232	1230	1		3.75	1.	99999999
250	251	1		12.92	1.	99999999
250	260	1	1.13	4.25	7.51	99999999
250	260	2	1.13	4.25	7.51	99999999
99999						
DCSC						
99999						
DARE						
1	AREA A					
2	AREA B					
99999						
DGER						
10	400.			100.		

```

11          300.          100.
20          460.          100.
21          316.          100.
99999
DINJ
99999
DCAR
99999
DCER
99999
DSHL
99999
DGBT
A 1.
B 230.
C 138.
D 440.
E 88.
F 69.
99999
DGLT
A .9      1.1      .9      1.1
B .95     1.05     .95     1.05
99999
DTVF
99999
DBSH
99999
FIM

```

A.2 Arquivo com dados de máquinas (BNT1)

A seguir é apresentado o arquivo texto com os dados das máquinas do sistema-teste.

```

(
( *****
( *
( *          SISTEMA BRAZILIAN BIRDS          *
( *
( *          ELABORADO POR: MAURICIO CAMPOS PASSARO          *
( *          DATA: 29/11/2007          *
( *          GMC - GERÊNCIA DE METODOLOGIAS MODELOS E CARGA          *
( *
( *
( *****
(
(=====
( MÁQUINAS

```



```

(=====
( Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
  10 10 CANARIO 0 5 0. 100. -35. 35. 10.63
  11 10 SABIA 0 4 0. 75. -25. 25. 15.41
  20 10 TUCANO 0 5 0. 115. -35. 35. 10.90
  21 10 GAVIAO 0 4 0. 158. -45. 45. 6.88
(=====
999999

```

A.3 Dados Dinâmicos do Sistema-Teste

Neste arquivo estão os parâmetros dos modelos dos geradores, dos reguladores de tensão, do limitador de sobre-excitação, do regulador de velocidade e dos critérios para a simulação dinâmica.

```

!-----
!.....
!..... UHE Canario .....
!.....
! Modelo de Gerador (SM04)
SM04
! NB AVR PSS GOV Bctrl RC XC Tr UEL OEL ID
  10 2 1 3 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM04 Xd Xld Xlld Xq Xlq Xllq Ra MVA Xl Xt Tld Tlld Tlq H
D Tllq Ag Bg
  1.014 0.314 0.280 0.770 0.000 0.280 0.005 100.0 0.163 0.000 6.550 0.039 0.000
3.120 2.00 0.071 0.000 0.000 /
!AVR02 Ka Ta Kf Tf Lmin Lmax Vmin Vmax EFdmin EFdmax Kc LimMode
  15.0 0.02 0.010 1.06 -999. 999. -6.73 6.73 -6.73 6.73 0.0 1.0 /
!PSS01 T1 T2 T3 T4 T5 T6 TW K1 VPSSmin VPSSmax Type
  0.15 0.15 0.03 0.03 0.0001 0.0001 1.5 1.00 -0.1 0.1 1 /
!GOV03 At Tg Tw Rt Tr Rp Tf Lmin Lmax Vmin Vmax Qn1 Kd Td Dt D
  1.2 0.5 1.5 0.05 7.0 0.38 0.05 -2.0 0.98 -2.0 2.0 0.15 0.0 1.0 0.5 1.0 /
!-----
!.....
!..... UTE Sabia .....
!.....
! Modelo de Gerador (SM05)
SM05
! NB AVR PSS GOV Bctrl RC XC Tr UEL OEL ID
  11 2 0 9 0 0.0000 0.0000 0.0100 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM05 Xd Xld Xlld Xq Xlq Xllq Ra MVA Xl Xt Tld Tlld Tlq H
D Tllq S1.0 S1.2
  1.050 0.185 0.130 0.980 0.360 0.130 0.0031 75.0 0.070 0.000 6.100 0.038 0.300
6.187 0.000 0.099 0.000 0.000 /

```

```

!AVR02 Ka  Ta  Kf  Tf  Lmin Lmax Vmin Vmax EFdmin EFdmax Kc
      15.0 0.02 0.010 1.06 -999. 999. -6.73 6.73 -6.73 6.73 0.0 /
!GOV09 R    T1  Pmax Pmin T2  T3
      0.05 0.2  1.2  0.0  0.0 0.3 /
!-----
!.....
!..... UHE Tucano .....
!.....
! Modelo de Gerador (SM04)
SM04
!  NB AVR  PSS GOV Bctrl  RC      XC      Tr      UEL OEL  ID
      20  2  1  3    0 0.0000 0.0000 0.0000  0  0  10      'xxxxxxxx'
!SM04 Xd    Xld  Xlld  Xq    Xlq  Xllq Ra    MVA  Xl    Xt    Tld  Tlld  Tlq  H
D      Tllq Ag    Bg
      1.060 0.315 0.250 0.610 0.000 0.250 0.0024 115.0 0.147 0.000 8.680 0.040 0.000
3.817 2.000 0.080 0.000 0.000 /
!AVR02 Ka  Ta  Kf  Tf  Lmin Lmax Vmin Vmax EFdmin EFdmax Kc
      15.0 0.02 0.010 1.06 -999. 999. -6.73 6.73 -6.73 6.73 0.0 /
!PSS01 T1  T2  T3  T4  T5    T6    TW  K1  VPSSmin VPSSmax Type
      0.15 0.15 0.03 0.03 0.0001 0.0001 1.5 1.00 -0.1  0.1  1  /
!GOV03 At  Tg  Tw  Rt  Tr  Rp  Tf  Lmin Lmax Vmin Vmax Qnl  Kd  Td  Dt  D
      1.2 0.5 1.5 0.05 7.0 0.38 0.05 -2.0 0.98 -2.0 2.0 0.15 0.0 1.0 0.5 1.0 /
!-----
!.....
!..... UHE Gaviao .....
!.....
! Modelo de Gerador (SM04)
SM04
!  NB AVR  PSS GOV Bctrl  RC      XC      Tr      UEL OEL  ID
      21  4  1  3    0 0.0000 0.0000 0.0000  0  0  10      'xxxxxxxx'
!SM04 Xd    Xld  Xlld  Xq    Xlq  Xllq Ra    MVA  Xl    Xt    Tld  Tlld  Tlq  H
D      Tllq Ag    Bg
      0.920 0.300 0.220 0.510 0.000 0.220 0.002 158.0 0.130 0.000 5.200 0.029 0.000
3.177 2.000 0.034 0.000 0.000 /
!AVR04 Ka  Ta  Ke  Te  Tc  Tb  Kf  Tf  Vmin Vmax E1  S(E1) E2  S(E2) Tc1 Tb1
      187.0 0.89 1.0 1.15 1.0 1.0 0.058 0.62 -1.7 1.7 1.0 0.0 1.2 0.0 1.0 1.0 /
!PSS01 T1  T2  T3  T4  T5    T6    TW  K1  VPSSmin VPSSmax Type
      0.15 0.15 0.03 0.03 0.0001 0.0001 1.5 1.00 -0.1  0.1  1  /
!GOV03 At  Tg  Tw  Rt  Tr  Rp  Tf  Lmin Lmax Vmin Vmax Qnl  Kd  Td  Dt  D
      1.2 0.5 1.5 0.05 7.0 0.38 0.05 -2.0 0.98 -2.0 2.0 0.15 0.0 1.0 0.5 1.0 /
!-----
!
! Modelo de Carga 60% Impedância Constante e 40% Potência Constante
!
! No X  T  Kp1  Kp2  Kp3    Kq1 Kq2 Kq3  KpfKqf  a1 a2 a3  b1 b2 b3
-999 /
      1  A  2  0.60 0.0  0.40  0.6 0.0 0.4  0. 0.  2. 1. 0.  2. 1. 0.
      2  A  2  0.60 0.0  0.40  0.6 0.0 0.4  0. 0.  2. 1. 0.  2. 1. 0.

```

```

-999 /
! 1 0.8 0.08 13.8 1 1.2 0.2 138. 1 0.6 13.8 1 1.3 13.8 1 0.1 13.8 1 1 0.35 1
140. 70. 10 /
!-999 /
! CRITERIOS PARA SIMULACAO DINAMICA (TDS - Time Domain Simulation)
! Subtensao Temporizada ! Sobretens Temporizada ! Subtens Instant ! Sobretens Instant!
Queda V Pre-Pos !Term! Prony ! Max.Abert.Ang(graus) ! Amort. por Oscilacao de
Tensao! Subtens Instant Submodulo 23.3 !
!L Vmn(pu) T(s) VMon(kV)!L Vmx(pu) T(s) VMon(kV)!L Vmn(pu) VMon(kV)!L Vmx(pu) VMon(kV)!L
Queda(pu) VMon(kV)! L !L Damp !L Rotor1 Rotor2 RotRef!L Atraso(s) Amplit(pu)
VMon(kV)!L Swing1(pu) Swing2(pu) VMon(kV)!
1 0.8 0.08 13.8 1 1.2 0.2 138. 1 0.8 13.8 1 1.3 13.8 1
0.1 13.8 1 1 0.35 1 20 11 10 1 10.0 0.02 13.8 1
0.6 0.8 13.80 /
-999 /

```