

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA
OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

ROBERVAL MADEIRA DA SILVA

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

CO-ORIENTADORA: ALESSANDRA MACEDO DE SOUZA

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

BRASILIA/DF: 07 DE DEZEMBRO DE 2009

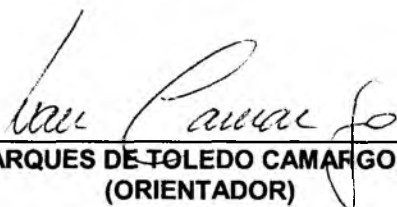
**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA OTIMIZAÇÃO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

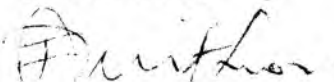
ROBERVAL MADEIRA DA SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:



IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



FRANCISCO DAMASCENO FREITAS, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



JOÃO ODILON FREITAS E SILVA, Dr., ONS/BSB
(EXAMINADOR EXTERNO)

BRASÍLIA, 07 DE DEZEMBRO DE 2009.

FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, ROBERVAL MADEIRA DA

Análise de Estabilidade Transitória na Otimização de Sistemas Elétricos de Potência. [Distrito Federal] 2009.

xix, 83p., 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica).

Dissertação de Mestrado.

Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|----------------------------|--------------------------------|
| 1. Fluxo de Potência Ótimo | 2. Estabilidade Transitória |
| 3. Método de Euler | 4. Ângulo no Centro de Inércia |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Silva, R. M. (2009). Análise de Estabilidade Transitória na Otimização de Sistemas Elétricos de Potência. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-405/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 83p.

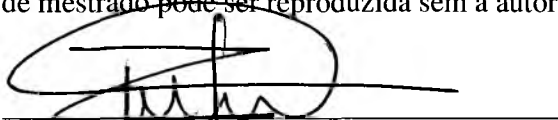
CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: ROBERVAL MADEIRA DA SILVA

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO: Análise de Estabilidade Transitória na Otimização de Sistemas Elétricos de Potência

GRAU / ANO: Mestre / 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.



Roberval Madeira da Silva
Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia Elétrica
70910-900 – Cx. Postal 04591 – Brasília – DF – Brasil

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha esposa, por seu amor, companheirismo e incentivo, que estiveram sempre presentes em nosso relacionamento.

AGRADECIMENTOS

Para que este projeto se tornasse realidade, foi de fundamental importância o apoio daqueles aos quais agradeço neste momento.

À Deus, pelas bênçãos que tem me concedido ao longo de minha vida e trajetória profissional.

Ao Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, orientador desta dissertação, pelo seu pronto atendimento quando da substituição da Prof. Alessandra. Agradeço em especial seus ensinamentos e competência técnica.

À Prof. Alessandra Macedo de Souza, pelos ensinamentos transmitidos ao longo do período em que estive sob sua orientação.

À minha esposa, por seu incentivo e apoio, sem os quais não teria conseguido concluir este trabalho.

Ao ONS, na pessoa de João Odilon Freitas e Silva, pelo apoio e liberação para realização do curso de mestrado.

Ao Eng. Carlos Antônio da Silva Rita, pelos valiosos ensinamentos em programação computacional.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, pelo privilégio de desenvolver esta pesquisa e pelo apoio financeiro na participação do VIII CLAGTEE.

A todas as pessoas que, de alguma forma, me ajudaram direta ou indiretamente.

ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Autor: Roberval Madeira da Silva

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Co-Orientadora: Alessandra Macedo de Souza

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília.

Brasília/DF, 07 de dezembro de 2009.

RESUMO

Esta dissertação apresenta uma metodologia para associação de estudos de estabilidade transitória de ângulo de rotor com estudos de otimização de sistemas elétricos de potência. Nesta metodologia, são alterados, nas restrições do Fluxo de Potência Ótimo (FPO), os limites de potência ativa do(s) gerador(es) previamente identificado(s) através do cálculo da diferença angular entre cada gerador e o Centro de Inércia (CI), na condição pré-perturbação.

O FPO é utilizado para calcular o despacho que resulte no menor valor de perdas elétricas na transmissão, do ponto de vista estático. Em seguida, são realizadas diversas simulações de estabilidade transitória, avaliando o comportamento dos ângulos de rotor frente aos critérios de segurança dinâmica estabelecidos. Caso os critérios de segurança sejam violados, será necessário repetir a execução do FPO até que seja encontrado um ponto de operação que atenda aos critérios do FPO e aos critérios de segurança dinâmica.

Com o cálculo da diferença angular entre os geradores e o CI, a repetição do FPO deixa de utilizar o método de “tentativa e erro”, uma vez que é possível estabelecer o sentido da variação na potência ativa do(s) gerador(es) mais crítico(s). Os geradores que possuem maior defasagem angular em relação ao CI terão seu despacho de potência ativa restringido a valores próximos ao seu limite inferior, nas situações em que o ângulo do gerador for maior que o ângulo do CI, ou ao seu limite superior (ângulo do gerador menor que o ângulo do CI). Esta metodologia foi testada em uma rede de 9 barras e em um sistema real de 41 barras.

TRANSITORY STABILITY ANALYSIS IN THE ELECTRIC POWER SYSTEM OPTIMIZATION

Author: Roberval Madeira da Silva

Advisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Co-Advisor: Alessandra Macedo de Souza

Electrical Engineering Graduation Program at the Univesity of Brasília.

Brasília/DF – Brazil: December 7th - 2009.

ABSTRACT

This dissertation presents a methodology to associate angle transitory stability analysis with electric power system optimization studies. Whenever dynamic security criteria are violated in a pre-disturbance condition, the active power generation capacity constraints are modified in the optimal power flow (OPF) for generators previously selected. The selection is based on the calculation of the angular displacement between each generator and the Inertial Center (IC).

The OPF is used for dispatch calculation which results in lowest transmission losses, concerning the static point of view. Then, several transitory stability simulations are accomplished to evaluate the rotor's angle behavior in relation to established dynamic security criteria. In the occurrence of security criteria violations, a new optimal dispatch is calculated, and the process is repeated until reaching an operation point with no violations.

Once the presented methodology makes use of angular displacement calculations to select which generators are candidates to solve the security problem, the usual empiric check-and-bound methods are not utilized. The method presented in this work allows to identifying the generators with greater angular displacements, choosing them and changing their active power constraint. The constraint is changed to a value close to the generator's lower limit of generation capacity if the generator's angle is larger than the IC's angle. On the contrary, the generator's active power constraint is changed to its upper generation capacity limit. The methodology was tested with a 9-bus network and a real 41-bus system.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	INTRODUÇÃO GERAL	1
1.2	MOTIVAÇÃO	2
1.3	OBJETIVO	4
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	7
2	O FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	8
2.1	O PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	8
2.2	O MÉTODO PRIMAL-DUAL BARREIRA LOGARÍTMICA	11
2.3	PROBLEMAS NÃO LINEARES	17
3	O PROBLEMA DA ESTABILIDADE	19
3.1	DEFINIÇÕES DE ESTABILIDADE	19
3.2	O MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA	21
3.3	O ÂNGULO DE CARGA DA MÁQUINA SÍNCRONA E A EQUAÇÃO SWING	24
3.4	O MODELO CLÁSSICO EM UM SISTEMA MULTIMÁQUINAS	30
3.5	CÁLCULOS PRELIMINARES PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	32
3.6	O MÉTODO DE EULER MODIFICADO	35
3.7	O CENTRO DE INÉRCIA DO SISTEMA	38

4	RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE TRANSITÓRIA NA OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS	39
4.1	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	39
4.2	VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NO SISTEMA DE 9 BARRAS	41
4.3	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS UTILIZANDO O SISTEMA DE 9 BARRAS	44
4.3.1	Solução do sistema de 9 barras pelo fluxo de potência ótimo	45
4.3.2	Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 9 barras	47
4.3.3	Execução do FPO para o sistema de 9 barras com elevação da geração da máquina 2	51
4.3.4	Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 9 barras com elevação da geração da máquina 2	52
4.4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS UTILIZANDO O SISTEMA DE 41 BARRAS	54
4.4.1	Solução do sistema de 41 barras pelo fluxo de potência ótimo	56
4.4.2	Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras	59
4.4.3	Execução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 6	62
4.4.4	Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 6	64
4.4.5	Execução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração das máquinas 6 e 7	65
4.4.6	Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras com elevação da geração das máquinas 6 e 7	67
4.4.7	Execução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6	68
4.4.8	Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6	70

4.4.9	Execução do FPO para o sistema de 41 barras com geração máxima nas máquinas 6 e 7	71
4.4.10	Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras com geração máxima nas máquinas 6 e 7	73
5	CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	77
5.1	CONCLUSÕES GERAIS	77
5.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	78
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80

Lista de Tabelas

4.1	Dados de transformadores e linhas de transmissão para o sistema de 9 barras	42
4.2	Dados de geradores para o sistema de 9 barras	43
4.3	Solução do FPO para o sistema de 9 barras	46
4.4	Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia para o sistema de 9 barras	49
4.5	Solução do FPO para o sistema de 9 barras com elevação da geração da máquina 2	51
4.6	Geração no sistema de 9 barras na primeira (insegura) e na última (segura) solução	54
4.7	Perdas no sistema de 9 barras na primeira (insegura) e na última (segura) solução	54
4.8	Dados dos geradores para o sistema de 41 barras	55
4.9	Solução do FPO para o sistema de 41 barras	58
4.10	Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia para o sistema de 41 barras	61
4.11	Solução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 6	63
4.12	Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia com elevação da geração da máquina 6	65
4.13	Solução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração das máquinas 6 e 7	66
4.14	Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia com elevação da geração das máquinas 6 e 7	68
4.15	Solução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6	69

4.16	Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia com elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6	71
4.17	Solução do FPO para o sistema de 41 barras com geração máxima nas máquinas 6 e 7	72
4.18	Geração no sistema de 41 barras na primeira (insegura) e na última (segura) solução	75
4.19	Perdas no sistema de 41 barras na primeira (insegura) e na última (segura) solução	75

Lista de Figuras

1.1	Ilustração da metodologia proposta	6
2.1	Exemplo de função côncava e função convexa	18
2.2	Exemplo de função nem convexa nem côncava	18
3.1	Classificação de estabilidade de sistemas de potência	20
3.2	Circuito equivalente da máquina síncrona no modelo clássico	22
3.3	Diagrama fasorial da máquina síncrona no modelo clássico	23
3.4	Referência fixa e rotativa para posição do rotor	26
3.5	Variação de P_e com δ	29
3.6	Representação do gerador para cálculo do δ_0	33
3.7	Representação gráfica do método de Euler modificado	36
4.1	Sistema clássico de nove barras e três geradores	42
4.2	Comportamento dos ângulos de rotor para o sistema de 9 barras	44
4.3	Comportamento dos ângulos de rotor para o sistema de 9 barras considerando curto-circuito trifásico na linha 5-7	48
4.4	Comportamento dos ângulos de rotor para o sistema de 9 barras considerando curto-circuito trifásico na linha 4-5	49
4.5	Comportamento dos ângulos de rotor para o sistema de 9 barras considerando curto-circuito trifásico na linha 4-5, com elevação da geração da máquina 2	52
4.6	Comportamento dos ângulos de rotor entre as máquinas 1 e 3 considerando curto-circuito trifásico nas linhas 4-6, 7-5, 6-9, 7-8 e 8-9, com elevação da geração da máquina 2	53
4.7	Sistema equivalente de 41 barras e 13 geradores	55

4.8	Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20	60
4.9	Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20 e elevação da geração da máquina 6	64
4.10	Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20 e elevação da geração das máquinas 6 e 7	67
4.11	Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20, elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6	70
4.12	Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 e entre as máquinas 1 e 10 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20 e geração máxima nas máquinas 6 e 7	73
4.13	Comportamento dos ângulos de rotor entre as máquinas 1 e 10 considerando curto-circuito monofásico nas linhas 20-22, 23-24, 27-30, 32-36, 35-36, 36-37 e 38-39	74

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

<i>CI</i>	Centro de Inércia
<i>FPO</i>	Fluxo de Potência Ótimo
<i>SEP</i>	Sistemas Elétricos de Potência
<i>SEB</i>	Sistema Elétrico Brasileiro
<i>DE</i>	Despacho Econômico
<i>MA57</i>	Técnica de esparsidade elaborada pelo Grupo de Algoritmos Numéricos do Laboratório Harwell do United Kingdom Atomic Energy Authority
<i>H</i>	Constante de Inércia
<i>Anarede</i>	Programa de Análise de Redes – CEPEL
<i>PlotCepel</i>	Programa de Plotagem gráfica – CEPEL
<i>CEPEL</i>	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – ELETROBRÁS
<i>UFJF</i>	Universidade Federal de Juiz de Fora
<i>UnB</i>	Universidade de Brasília
<i>FEUP</i>	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<i>CLAGTEE</i>	Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
<i>k e m</i>	Nós (barras) conectados diretamente por um ou mais ramos
<i>NL</i>	Número total de linhas de transmissão
<i>V e θ</i>	Vetores da magnitude e fase da tensão, respectivamente
<i>t</i>	Tap dos transformadores, tempo (variável independente)
<i>Q</i>	Potência reativa em geral, podendo ser identificada pelo subíndice
<i>P</i>	Potência ativa em geral, podendo ser identificada pelo subíndice
<i>F_{km}</i>	Fluxo de potência ativa no ramo entre os nós k e m

t_j	Tap do transformador j
V_k	Módulo da tensão no nó k
$f_{km}(V, \theta, t)$	Função perdas de potência ativa na transmissão
Ω	Conjunto de barras vizinhas à barra k
P_k^G e P_k^C	Potências ativas, geradas e consumidas, respectivamente
g_{km}	Condutância da linha de transmissão
b_{km}	Susceptância da linha de transmissão
b_{km}^{sh}	Susceptância shunt da linha de transmissão
Q_k^{\min}	Limite mínimo de potência reativa gerada
Q_k^{\max}	Limite máximo de potência reativa gerada
P_k^{\min}	Limite mínimo de potência ativa gerada
P_k^{\max}	Limite máximo de potência ativa gerada
V_k^{\min}	Limite mínimo das magnitudes das tensões
V_k^{\max}	Limite máximo das magnitudes das tensões
t_j^{\min}	Limite mínimo dos taps dos transformadores
t_j^{\max}	Limite máximo dos taps dos transformadores
F_{ativo}^{\max}	Limite de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão
$g(x)$	Vetor das equações de balanço da rede elétrica
$h(x)$	Vetor das inequações funcionais da rede elétrica
x^{\min} e x^{\max}	Vetores dos limites das variáveis de controle e de estado do problema
h^{\min} e h^{\max}	Vetores dos limites das restrições funcionais $h(x)$
s_1 e s_3	Vetores das variáveis de folga

s_2 e s_4	Vetores das variáveis de excesso
μ	Parâmetro de barreira
$\lambda, \pi_1, \pi_2, \pi_3, \pi_4$	Vetores multiplicadores de Lagrange
$W(x, \lambda, \pi_1, \pi_2)$	Matriz Hessiana
$J(x) = \nabla_x g(x)$	Matriz Jacobiana, dada pela derivada das restrições de igualdade em relação as variáveis do problema
$\nabla_x h(x)$	Matriz Jacobiana, dada pela derivada das restrições funcionais em relação as variáveis do problema
I	Matriz identidade
\bar{E}_i	Força eletromotriz da máquina i
\bar{V}_t	Tensão nos terminais da máquina
r_a	Resistência de armadura
x_d	Reatância transitória de eixo direto do enrolamento do estator
\bar{I}_i	Corrente elétrica fornecida pela máquina i
T_l	Soma algébrica de todos os torques (N.m)
α	Aceleração angular mecânica (rad/s^2)
I	Momento de inércia (kg.m^2)
θ_e	Ângulo elétrico do rotor
θ_m	Ângulo mecânico do rotor
p	Número de pólos da máquina
f	Frequência
rpm	Rotação por minuto
ω	Velocidade angular

δ	Ângulo de torque (posição do rotor com relação à uma referência rotativa)
ω_0	Velocidade angular nominal
α	Aceleração angular mecânica
T_l	Soma algébrica de todos os torques atuantes no rotor (torque líquido)
T_{BASE}	Torque base
P_{BASE}	Potência base
ω_{BASE}	Velocidade angular base
π	Número pi = 3.1415926535...
T_m	Torque mecânico proveniente da turbina, podendo ser identificada pelo subíndice
T_e	Torque elétrico fornecido pelo gerador, podendo ser identificada pelo subíndice
P_m	Potência mecânica proveniente da turbina, podendo ser identificada pelo subíndice
P_e	Potência elétrica fornecida pelo gerador, podendo ser identificada pelo subíndice
P_M	Potência máxima fornecida pelo gerador, podendo ser identificada pelo subíndice
Y	Admitância de barra, podendo ser identificada pelo subíndice
G	Condutância de barra, podendo ser identificada pelo subíndice
B	Susceptância de barra, podendo ser identificada pelo subíndice
Y_{mn}	Submatriz admitância considerando apenas os nós que possuem gerador conectado
Y_{nr} ou Y_m	Submatriz admitância considerando as ligações entre os nós que possuem gerador conectado aos nós que não possuem gerador conectado

Submatriz admitância considerando apenas os nós que não possuem gerador conectado

Variável genérica dependente numa equação diferencial, podendo ser identificada pelo subíndice

Ângulo no Centro de Inércia

Capítulo 1 INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO GERAL

Em Sistemas Elétricos de Potência (SEP) de grande porte, como o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), a operação é efetuada para que o atendimento às cargas ocorra de forma econômica e segura, respeitando as diversas restrições energéticas e elétricas que possam existir. Entenda-se por restrições energéticas como sendo o controle de reservatórios e a limitação na capacidade de geração das usinas, entre outras. As restrições elétricas referem-se a limites físicos em equipamentos e limites de segurança dinâmicos para intercâmbios entre regiões, entre outras.

Para atendimento a essas restrições, é necessário que o sistema elétrico seja constantemente avaliado por meio de resultados de simulações. Com esta finalidade, são utilizadas ferramentas para análise estática (fluxo de potência) e análise de estabilidade transitória (transitórios eletromecânicos). Na análise estática é avaliado se o ponto de operação definido atende às restrições de carregamento em equipamentos, bem como aos limites de intercâmbio (definidos nos estudos de análise de estabilidade transitória) e ao controle de tensão. Na análise de estabilidade transitória são definidos os limites de intercâmbio entre regiões, para os quais o sistema deve permanecer estável diante de determinados eventos, a exemplo dos curtos-circuitos com desligamento de linhas de transmissão.

Outra ferramenta que tem sido importante nas últimas décadas é o Fluxo de Potência Ótimo (FPO), pela qual objetiva-se determinar um ponto de operação que atenda à determinada função objetivo, podendo ser esta função objetivo: mínimo custo de geração, mínimas perdas elétricas na transmissão, máxima transferência de energia, entre outros. O ponto de operação definido pelo FPO deve ainda atender a um determinado grupo de restrições, podendo ser: limite mínimo e máximo de tensão, limite mínimo e máximo de

geração de potência ativa, limite máximo de fluxo em determinados equipamentos. O FPO é capaz de garantir um ponto de operação que seja seguro do ponto de vista estático, ou seja, sem que haja violação de limites físicos ou restrições operativas.

As empresas responsáveis pela operação dos sistemas elétricos buscam coordenar e controlar a operação dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, assegurando a otimização econômica. Nesta situação, o FPO torna-se uma ferramenta fundamental para se decidir o despacho final e o ponto de operação do sistema. No entanto, como mencionado anteriormente, o FPO garante o atendimento às restrições de segurança estática. Por outro lado, apenas com a utilização do FPO, não é possível assegurar que o sistema seja estável quando submetido a determinadas contingências [Alam, 2006].

A estabilidade de um sistema de potência está ligada ao comportamento dinâmico das máquinas síncronas após a ocorrência de uma perturbação (evento). Se a perturbação não envolver qualquer mudança na configuração do sistema, as máquinas deverão voltar ao mesmo estado de operação inicial em um tempo finito após a extinção da perturbação. Porém, se houver qualquer mudança na configuração do sistema, tais como alteração na carga, geração, linhas de transmissão, etc., haverá um desequilíbrio entre a geração e a carga. Conseqüentemente, as máquinas deverão estabelecer-se em um novo ponto de operação. Em qualquer caso, todas as máquinas síncronas interligadas deverão permanecer em sincronismo se o sistema for estável.

1.2 MOTIVAÇÃO

A utilização do FPO associada a estudos de estabilidade transitória, é cada vez mais frequente [Alam, 2006] [Hakim, 2009] [Gan, 2000] e [Valenzuela, 2004]. Esta associação tem como objetivo maximizar o aproveitamento das condições energéticas sazonais nos sistemas, possibilitando que o sistema possa suportar dinamicamente as possíveis contingências.

As primeiras propostas para inclusão de restrições de estabilidade transitória na formulação de FPO foram apresentadas em [Scala, 1998] e [Gan, 1998]. Em [Tuglie, 2000] avalia-se a aplicação de FPO com restrições de estabilidade transitória para avaliar dinamicamente a capacidade de transferência de energia.

O SEB pode ser considerado um bom exemplo para este tipo de análise, por ser um sistema hidrotérmico de grande porte, atualmente com cerca de 103.000 MW de potência instalada. É predominantemente hidroelétrico, com mais de 80% de sua capacidade total advinda de geração hidráulica. Devido à magnitude deste sistema interligado e à existência de restrições físicas associadas à transmissão de energia elétrica por longas distâncias, o SEB foi dividido em quatro subsistemas interligados por uma extensa rede de transmissão, sendo eles: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte [Monteiro, 2009].

Para que se possa aproveitar ao máximo as sazonalidades intrínsecas ao SEB, a programação da operação é efetuada de forma a obter a máxima transferência de energia das regiões que estiverem em seu período úmido, ou seja, elevadas afluências aos reservatórios das usinas hidroelétricas, para as regiões que estiverem no período seco, mantendo assim um controle adequado dos reservatórios.

Uma vez atendidas as restrições energéticas, é importante que a operação praticada resulte também na minimização das perdas elétricas na transmissão, o que certamente contribuirá para um melhor aproveitamento dos recursos hidrotérmicos. Para este objetivo, o FPO apresenta-se como importante ferramenta, uma vez que pode definir o despacho que minimize as perdas na transmissão e ainda atenda as restrições eletro-energéticas, do ponto de vista estático.

Para se garantir também um ponto de operação seguro do ponto de vista de estabilidade transitória, é que se pretende inserir a análise de estabilidade transitória a partir do resultado do estudo de FPO.

Neste trabalho será estudado o problema de estabilidade transitória de ângulo de rotor, ou seja, estabilidade a grandes perturbações. Para tanto, será necessária a resolução da equação *swing* das máquinas síncronas, a qual define o comportamento do ângulo de rotor. Existem diversos métodos de solução da equação *swing*, como, por exemplo, a expansão da série de Taylor [Haque, 1988] ou ainda a regra trapezoidal [Alam, 2006]. Utiliza-se, neste trabalho, o método de Euler modificado por se tratar de um método de fácil implementação e adequado ao problema estudado [Mota, 2006].

Uma das formas de garantir a estabilidade do sistema é definindo um limite para a variação angular das máquinas do sistema em relação ao ângulo de uma máquina tomada como referência [Fontoura, 2006]. Analogamente, pode-se usar também o Centro de Inércia (CI) do sistema como referência, sendo esta prática mais freqüente na literatura [Gan, 2000] [Yuan, 2003] e [Gan, 2003].

Outra questão importante é a estratégia a ser adotada caso o ponto de operação, definido pelo FPO, não atenda aos critérios de estabilidade quando da aplicação de perturbações. Nestas situações, considerando que a topologia do sistema em estudo não será alterada de forma a garantir a estabilidade, entende-se que a geração das máquinas síncronas deve ser modificada, para garantir um ponto de operação que seja seguro em perturbações. Em geral, utiliza-se do procedimento de tentativa e erro, associado à experiência dos analistas para definir quais geradores terão sua geração alterada [Alam, 2006], [Hakim, 2009] e [Gan, 2000].

1.3 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para realimentação do FPO, nas situações em que o sistema não atenda aos critérios de estabilidade, determinando o sentido de variação da potência ativa para o(s) gerador(es) considerado(s) mais crítico(s).

Para identificação do(s) gerador(es) mais crítico(s), será calculada a diferença angular de cada um dos geradores para o CI, na condição de regime permanente (pré-perturbação) definida pelo FPO. Aquele(s) gerador(es) que estiver(em) “mais afastado(s)” (do ponto de vista angular) do CI terá(ão) seu despacho de potência ativa restringido a valores próximos ao seu limite inferior (ângulo do rotor do gerador maior que o ângulo do centro de inércia) ou a valores próximos ao seu limite superior (ângulo do rotor do gerador menor que o ângulo do centro de inércia).

A estabilidade é avaliada pela variação angular de cada gerador com todos os demais geradores do sistema. Para que o caso seja aprovado (sistema estável) todos os geradores deverão permanecer em sincronismo e as variações angulares entre as máquinas deverão ficar restritas a um determinado valor máximo. Uma vez que não é possível prever as

contingências às quais o sistema estará submetido, será utilizada a análise de multicontingências, proposta por [Bruno, 2002] e [Yuan, 2003], na qual simula-se diversas perturbações possíveis, sendo que o sistema deverá suportar a todas individualmente.

Para alteração dos limites de potência ativa dos geradores selecionados, propõe-se utilizar como critério a modificação do limite inferior ou superior, a depender da diferença angular entre a máquina e o CI, em 50% da diferença entre o limite máximo e o limite mínimo do gerador. Exemplificando, caso a metodologia indique necessidade de elevar a geração de potência ativa do gerador i , o novo valor de potência mínima, na restrição do FPO, será:

$$P_i^{\min} \text{ novo} = \left(P_i^{\min} \text{ antigo} + \frac{P_i^{\max} \text{ original} - P_i^{\min} \text{ original}}{2} \right).$$

Caso o resultado indique um $P_i^{\min} \text{ novo}$ maior que P_i^{\max} , o $P_i^{\min} \text{ novo}$ assumirá o valor de P_i^{\max} .

De forma análoga, caso seja necessário reduzir a geração de potência ativa do gerador j , o novo valor de potência máxima, na restrição do FPO, será:

$$P_j^{\max} \text{ novo} = \left(P_j^{\max} \text{ antigo} - \frac{P_j^{\max} \text{ original} - P_j^{\min} \text{ original}}{2} \right).$$

Caso o resultado indique um $P_j^{\max} \text{ novo}$ menor que P_j^{\min} , o $P_j^{\max} \text{ novo}$ assumirá o valor de P_j^{\min} .

A formulação proposta para alteração dos limites mínimo e máximo, e a referência de 50% da diferença entre o limite máximo e o limite mínimo do gerador, utilizadas neste trabalho, foram definidas de forma arbitrária, podendo ser alteradas em trabalhos futuros.

Desta forma, a proposta de investigação é composta das seguintes etapas, ilustradas pela Figura 1.1:

- Primeiramente, executa-se o FPO, cuja função objetivo é minimizar as perdas elétricas na transmissão, considerando as diversas restrições estáticas existentes, e já apresentadas anteriormente.
- Para o ponto de operação definido, executam-se várias simulações de estabilidade transitória, verificando se o sistema mantém-se estável e atendendo aos critérios de segurança de estabilidade definidos, quando submetido às diversas perturbações possíveis.

- Caso um ou mais critérios sejam violados, as restrições de potência ativa nos geradores identificados pela metodologia desenvolvida são alteradas no problema do FPO.
- Este procedimento é repetido até que não haja violações dos critérios de segurança. Neste ponto, o despacho final (seguro) foi encontrado.

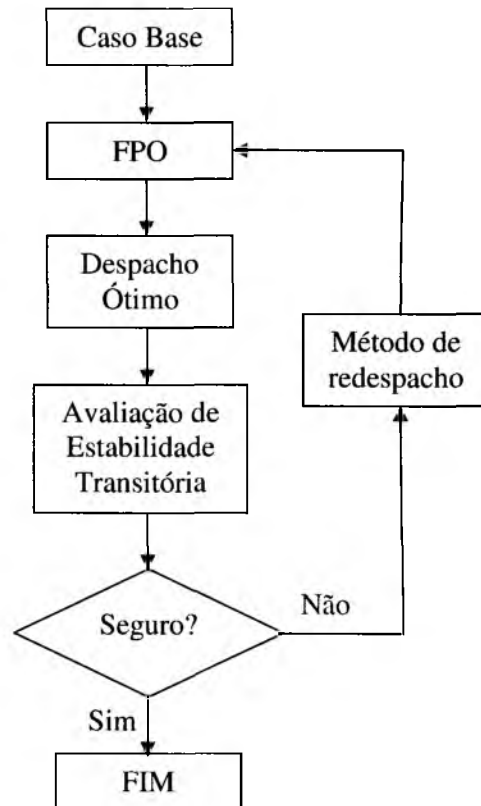


Fig. 1.1 – Ilustração da metodologia proposta

A metodologia apresentada foi testada, através de estudos de caso, em um sistema fictício de 9 barras e 3 geradores, apresentado em [Anderson, 2003] e em um sistema real de 41 barras e 13 geradores, representando a interligação entre as regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste do SEB.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado na forma a seguir:

O capítulo 2 apresenta uma breve descrição da utilização do FPO e do método de solução utilizado.

No capítulo 3 será abordada a representação da máquina síncrona nos estudos de estabilidade transitória, com atenção para o controle do ângulo de rotor. Ainda neste capítulo será apresentado o problema de estabilidade transitória e a resolução das equações diferenciais no domínio do tempo.

No capítulo 4 serão apresentados os resultados das simulações efetuadas em um sistema fictício de 9 barras e no sistema real de 41 barras.

O capítulo 5 traz as conclusões finais do trabalho juntamente com suas principais contribuições. Sugestões para trabalhos futuros são também apresentadas.

Capítulo 2 O FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Para implementação da metodologia proposta foi utilizado o problema de FPO na forma estudada e implementada em [Souza, 2005]. A programação do FPO não foi refeita ou alterada neste trabalho, tendo sido utilizada como ferramenta no desenvolvimento da metodologia proposta.

Neste capítulo serão apresentados o desenvolvimento do modelo do problema de FPO e o método primal-dual barreira logarítmica aplicado à solução deste problema.

2.1 O PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O Fluxo de Potência Ótimo é uma ferramenta para análise de SEP. Está em desenvolvimento desde a década de 60, onde teve a sua origem. O FPO surgiu a partir do problema de Despacho Econômico (DE), originalmente utilizado em concessionárias de eletricidade, fornecendo como resultado a potência gerada pelas unidades geradoras para atender a demanda total do sistema ao menor custo [Souza, 2005].

O problema de FPO marcou o fim do período clássico do DE. O problema de DE passou a ser um caso particular do problema de FPO e um novo modelo passou a ser considerado, onde acrescentaram-se restrições físicas e operacionais do sistema elétrico. As restrições adicionadas ao modelo inicial foram: equações de balanço da rede elétrica e limites de geração de potência reativa, de fluxo de potência em linhas de transmissão, de tensão, de taps de transformadores, entre outras.

O modelo inicial, que possuía somente restrições lineares, passou a conter restrições funcionais não-lineares. Aumentando, desta forma, o nível de dificuldade na solução do problema. O FPO ajusta de forma ótima as variáveis de controle e de estado do sistema e,

simultaneamente, resolve o problema de fluxo de potência, que é formado pelas equações de balanço da rede elétrica.

Em muitos modelos de FPO, a função objetivo custo na geração de potência foi mantida, porém, em outros modelos outras funções foram consideradas como, por exemplo, a função perdas de potência ativa no sistema de transmissão, o qual foi considerado neste trabalho, conforme apresentado em (2.1).

$$\text{Minimizar } \sum_{(k,m) \in NL} f_{km}(V, \theta, t)$$

sujeito a :

Equações de balanço do sistema elétrico :

$$\Delta P_k(V, \theta, t) = 0$$

$$\Delta Q_k(V, \theta, t) = 0$$

Limite na geração de potência reativa :

$$Q_k^{\min} \leq Q_k(V, \theta, t) \leq Q_k^{\max}$$

(2.1)

Limite na geração de potência ativa :

$$P_k^{\min} \leq P_k(V, \theta, t) \leq P_k^{\max}$$

Limite de fluxo ativo na transmissão :

$$|F_{km}(V, \theta, t)| \leq F_{ativo}^{\max}$$

Limite de tensão :

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max}$$

Limite de tap de transformador

$$t_j^{\min} \leq t_j \leq t_j^{\max}$$

onde:

k e m - nós (barras) conectados diretamente por um ou mais ramos.

NL - número total de linhas de transmissão.

Ve θ - vetores da magnitude e fase da tensão, respectivamente.

t - tap dos transformadores.

Q_k - potência reativa no gerador k.

P_k - potência ativa no gerador k.

F_{km} - fluxo de potência ativa no ramo entre os nós k e m .

t_j - *tap* do transformador j .

V_k - módulo da tensão no nó k .

Q_k^{\min} e Q_k^{\max} - limites mínimos e máximos da potência reativa gerada.

P_k^{\min} e P_k^{\max} - limites mínimos e máximos da potência ativa gerada.

V_k^{\min} e V_k^{\max} - limites mínimos e máximos das magnitudes das tensões.

t_j^{\min} e t_j^{\max} - limites mínimos e máximos dos taps dos transformadores.

F_{ativo}^{\max} - limite de fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão.

$f_{km}(V, \theta, t)$ - função perdas de potência ativa na transmissão dada por:

$$f_{km}(V, \theta, t) = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2 V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (2.2)$$

• As equações de balanço do sistema elétrico são dadas por:

a) Potência ativa para as barras de carga e de controle de reativo:

$$\Delta P_k(V, \theta, t) = P_k^G - P_k^C - \sum_{m \in \Omega} P_{km}(V, \theta, t); \quad (2.3)$$

onde:

$$P_{km}(V, \theta, t) = (t V_k)^2 g_{km} - (t V_k) V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km})$$

Ω - conjunto de barras vizinhas à barra k .

P_k^G e P_k^C - potências ativas, geradas e consumidas, respectivamente.

g_{km} , b_{km} - condutância e susceptância da linha, respectivamente.

b) Potência reativa para as barras de carga:

$$\Delta Q_k(V, \theta, t) = Q_k^G - Q_k^C - \sum_{m \in \Omega} Q_{km}(V, \theta, t); \quad (2.4)$$

onde:

$$Q_{km}(V, \theta, t) = -(t V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (t V_k) V_m (b_{km} \cos \theta_{km} - g_{km} \sin \theta_{km})$$

Q_k^G e Q_k^C - potências reativas, geradas e consumidas, respectivamente.

- Limite na geração de potência reativa para as barras de controle de reativo e barras de geração:

$$Q_k(V, \theta, t) = \sum_{m \in \Omega} - (t V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (t V_k) V_m (b_{km} \cos \theta_{km} - g_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.5)$$

onde:

b_{km}^{sh} - susceptância shunt da linha.

- Limite na geração de potência ativa para as barras de geração:

$$P_k(V, \theta, t) = \sum_{m \in \Omega} (t V_k)^2 g_{km} - (t V_k) V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.6)$$

- Limite de fluxo de potência ativa na transmissão:

$$F_{km}(V, \theta, t) = (t V_k)^2 g_{km} - (t V_k) V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.7)$$

Em termos gerais, o problema de FPO é definido como sendo não-linear, não-convexo e de grande porte, possuindo um grande número de variáveis e restrições. Essa característica torna o FPO um desafio para pesquisadores desta área, como mencionado em [Stott, 1980]. Muitas técnicas de otimização são encontradas na literatura com o objetivo de resolver o problema de FPO [Momoh, 1994]. Na próxima seção será apresentado o método de pontos interiores – primal-dual barreira logarítmica – utilizado na solução do Problema (2.1).

2.2 O MÉTODO PRIMAL-DUAL BARREIRA LOGARÍTMICA

Entre as diversas técnicas existentes para a resolução do problema de FPO, o método desenvolvido em [Souza, 2005] e utilizado neste trabalho foi o primal-dual barreira logarítmica, o qual será tratado a seguir.

Com o objetivo de simplificar o modelo matemático, o método será apresentado partindo de um modelo geral de um problema de programação não-linear. Considere o seguinte problema de otimização generalizado:

Minimizar $f(x)$

sujeito a :

$$g(x) = 0$$

$$h^{\min} \leq h(x) \leq h^{\max}$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max}$$

(2.8)

onde:

$f(x)$ - função escalar, a qual representa o desempenho do sistema.

$g(x)$ - vetor das equações de balanço da rede elétrica, onde $n > m$.

$h(x)$ - vetor das inequações funcionais da rede elétrica.

x^{\min} e x^{\max} - vetores dos limites das variáveis de controle e de estado do problema.

h^{\min} e h^{\max} - vetores dos limites das restrições funcionais $h(x)$.

No método primal-dual barreira logarítmica as restrições de desigualdade canalizadas são representadas como duas restrições de desigualdade. Nessas restrições são inseridas variáveis de folga ou excesso, transformando-as em igualdades. Desse modo, (2.8) pode ser reescrito como:

Minimizar $f(x)$

sujeito a :

$$g(x) = 0$$

$$h(x) + s_1 = h^{\max}$$

$$h(x) - s_2 = h^{\min}$$

$$x + s_3 = x^{\max}$$

$$x - s_4 = x^{\min}$$

$$s_1, s_2, s_3, s_4 \geq 0$$

(2.9)

onde:

s_1 e s_3 - vetores das variáveis de folga.

s_2 e s_4 - vetores das variáveis de excesso.

As variáveis de folga ou excesso devem ser estritamente positivas, pois são incorporadas à função objetivo por meio da função barreira logarítmica apresentada em [Frisch, 1955], a qual é dada por:

$$B(x) = -\sum_{i=1}^n \ln x_i, \quad x \in \mathfrak{R}^n, x > 0 \quad (2.10)$$

e de um parâmetro de barreira μ .

Dessa forma, (2.10) pode ser reescrito como:

$$\begin{aligned} &\text{Minimizar } f(x) - \mu \left(\sum_{i=1}^p \ln s_{1i} + \sum_{i=1}^p \ln s_{2i} + \sum_{j=1}^n \ln s_{3j} + \sum_{j=1}^n \ln s_{4j} \right) \\ &\text{sujeito a :} \\ &g(x) = 0 \\ &h(x) + s_1 = h^{\max} \\ &h(x) - s_2 = h^{\min} \\ &x + s_3 = x^{\max} \\ &x - s_4 = x^{\min} \end{aligned} \quad (2.11)$$

onde μ é o parâmetro de barreira, o qual tende a zero durante o processo iterativo, ou seja, $\mu_0 > \mu_1 > \dots > \mu_\infty \rightarrow 0$.

Associa-se ao Problema (2.11) a função Lagrangiana, que é dada por:

$$\begin{aligned} L = & f(x) - \mu \left(\sum_{i=1}^p \ln s_{1i} + \sum_{i=1}^p \ln s_{2i} + \sum_{j=1}^n \ln s_{3j} + \sum_{j=1}^n \ln s_{4j} \right) + \\ & + \lambda^T g(x) + \\ & + \pi_1^T (h(x) + s_1 - h^{\max}) + \\ & + \pi_2^T (h(x) - s_2 - h^{\min}) + \\ & + \pi_3^T (x + s_3 - x^{\max}) + \\ & + \pi_4^T (x - s_4 - x^{\min}) \end{aligned} \quad (2.12)$$

onde:

$\lambda, \pi_1, \pi_2, \pi_3, \pi_4$ - vetores multiplicadores de Lagrange.

As condições necessárias de primeira-ordem são aplicadas em (2.12), gerando um sistema de equações não-lineares dado por:

$$\nabla_x L = 0 \rightarrow \nabla_x f(x) + \lambda^T \nabla_x g(x) + \pi_1^T \nabla_x h(x) + \pi_2^T \nabla_x h(x) + \pi_3 + \pi_4 = 0 \quad (2.13)$$

$$\nabla_\lambda L = 0 \rightarrow g(x) = 0 \quad (2.14)$$

$$\nabla_{\pi_1} L = 0 \rightarrow (h(x) + s_1 - h^{\max}) = 0 \quad (2.15)$$

$$\nabla_{\pi_2} L = 0 \rightarrow (h(x) - s_2 - h^{\min}) = 0 \quad (2.16)$$

$$\nabla_{\pi_3} L = 0 \rightarrow (x + s_3 - x^{\max}) = 0 \quad (2.17)$$

$$\nabla_{\pi_4} L = 0 \rightarrow (x - s_4 - x^{\min}) = 0 \quad (2.18)$$

$$\nabla_{s_1} L = 0 \rightarrow (-\mu S_1^{-1} e + \pi_1) = 0 \quad (2.19)$$

$$\nabla_{s_2} L = 0 \rightarrow (-\mu S_2^{-1} e - \pi_2) = 0 \quad (2.20)$$

$$\nabla_{s_3} L = 0 \rightarrow (-\mu S_3^{-1} e + \pi_3) = 0 \quad (2.21)$$

$$\nabla_{s_4} L = 0 \rightarrow (-\mu S_4^{-1} e - \pi_4) = 0 \quad (2.22)$$

onde:

$$e = \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix};$$

S_1, S_2, S_3, S_4 - matrizes diagonais cujos elementos são: $s_1^{-1}, s_2^{-1}, s_3^{-1}, s_4^{-1}$, respectivamente.

O sistema de Equações não-lineares de (2.13) a (2.22) é resolvido pelo método de Newton. Esse método utiliza a expansão em série de Taylor até primeira-ordem das equações do sistema, gerando um sistema do tipo $Ax = b$; onde as direções de busca $(\Delta x, \Delta \lambda, \Delta \pi_1, \Delta \pi_2, \Delta \pi_3, \Delta \pi_4, \Delta s_1, \Delta s_2, \Delta s_3, \Delta s_4)$ são utilizadas na atualização das variáveis. Dessa forma, tem-se o seguinte sistema de equações:

$$\nabla_x L + (\nabla_{xx}^2 f(x) + \lambda^T \nabla_{xx}^2 g(x) + \pi_1^T \nabla_{xx}^2 h(x) + \pi_2^T \nabla_{xx}^2 h(x)) \Delta x + (\nabla_x g(x))^T \Delta \lambda + (\nabla_x h(x))^T \Delta \pi_1 + (\nabla_x h(x))^T \Delta \pi_2 + \Delta \pi_3 + \Delta \pi_4 = 0 \quad (2.23)$$

$$\nabla_\lambda L + \nabla_x g(x) \Delta x = 0 \quad (2.24)$$

$$\nabla_{\pi_1} L + \nabla_x h(x) \Delta x + \Delta s_1 = 0 \quad (2.25)$$

$$\nabla_{\pi_2} L + \nabla_x h(x) \Delta x - \Delta s_2 = 0 \quad (2.26)$$

$$\nabla_{\pi_3} L + \Delta x + \Delta s_3 = 0 \quad (2.27)$$

$$\nabla_{\pi_4} L + \Delta x - \Delta s_4 = 0 \quad (2.28)$$

$$\nabla_{s_1} L + \mu S_1^{-2} \Delta s_1 + \Delta \pi_1 = 0 \quad (2.29)$$

$$\nabla_{s_2} L + \mu S_2^{-2} \Delta s_2 - \Delta \pi_2 = 0 \quad (2.30)$$

$$\nabla_{s_3} L + \mu S_3^{-2} \Delta s_3 + \Delta \pi_3 = 0 \quad (2.31)$$

$$\nabla_{s_4} L + \mu S_4^{-2} \Delta s_4 - \Delta \pi_4 = 0 \quad (2.32)$$

Reescrevendo as Equações de (2.23) a (2.32) na forma matricial, tem-se o seguinte sistema:

$$\begin{bmatrix} W(x, \lambda, \pi_1, \pi_2) & J(x) & \nabla_x h(x) & \nabla_x h(x) & I & I & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J(x)^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \nabla_x h(x)^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 \\ \nabla_x h(x)^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -I & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 \\ I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -I \\ 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & \mu S_1^{-2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -I & 0 & 0 & 0 & \mu S_2^{-2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & \mu S_3^{-2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -I & 0 & 0 & 0 & \mu S_4^{-2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi_1 \\ \Delta \pi_2 \\ \Delta \pi_3 \\ \Delta \pi_4 \\ \Delta s_1 \\ \Delta s_2 \\ \Delta s_3 \\ \Delta s_4 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_x L \\ \nabla_\lambda L \\ \nabla_{\pi_1} L \\ \nabla_{\pi_2} L \\ \nabla_{\pi_3} L \\ \nabla_{\pi_4} L \\ \nabla_{s_1} L \\ \nabla_{s_2} L \\ \nabla_{s_3} L \\ \nabla_{s_4} L \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

onde:

$W(x, \lambda, \pi_1, \pi_2) = \nabla_{xx}^2 f(x) + \lambda^T \nabla_{xx}^2 g(x) + \pi_1^T \nabla_{xx}^2 h(x) + \pi_2^T \nabla_{xx}^2 h(x)$ - matriz Hessiana.

$J(x) = \nabla_x g(x)$ - matriz Jacobiana, dada pela derivada das restrições de igualdade em relação as variáveis do problema.

$\nabla_x h(x)$ - matriz Jacobiana, dada pela derivada das restrições funcionais em relação as variáveis do problema.

I - matriz identidade.

Com o objetivo de detalhar mais a matriz Hessiana da Lagrangiana dada em (2.33), as submatrizes $W(x, \lambda, \pi_1, \pi_2)$ e $J(x)$ serão escritas em termos das variáveis do problema de FPO visto em (2.1):

$$W(V, \theta, t, \lambda, \pi_1, \pi_2) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial V^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial V \partial \theta} & \frac{\partial^2 L}{\partial V \partial t} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \theta \partial V} & \frac{\partial^2 L}{\partial \theta^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial \theta \partial t} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial t \partial V} & \frac{\partial^2 L}{\partial t \partial \theta} & \frac{\partial^2 L}{\partial t^2} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

$$J(V, \theta, t) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V} \\ \frac{\partial \theta}{\partial \Delta P_k} & \frac{\partial \theta}{\partial \Delta Q_k} \\ \frac{\partial \theta}{\partial t} & \frac{\partial \theta}{\partial t} \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

A matriz Hessiana da Lagrangiana do Sistema (2.33) é esparsa e simétrica de posição e valor. Essas características foram exploradas no processo de solução do sistema. Uma técnica de esparsidade elaborada pelo Grupo de Algoritmos Numéricos do Laboratório Harwell do United Kingdom Atomic Energy Authority foi utilizada. Esta técnica usa uma variante da eliminação de Gauss e é conhecida como MA57. A sub-rotina MA57 necessita, como informação, somente os valores não-nulos da matriz triangular superior (ou inferior). Com isso, economiza-se memória e tempo de processamento, uma vez que o número de elementos a serem calculados e armazenados é bem menor. O problema de FPO foi implementado em Linguagem C++ e a sub-rotina MA57 em Fortran, logo, realizou-se um link entre essas duas linguagens. A matriz Hessiana da Lagrangiana é formada por submatrizes de fácil implementação, tais como: as matrizes identidades e as referentes às variáveis de folga e de excesso. Devido ao fato dessas matrizes possuírem somente elementos na diagonal principal, isto se torna um atrativo na implementação do algoritmo.

O método primal-dual barreira logarítmica, por acrescentar novas variáveis ao problema – variáveis de folga e de excesso –, torna a dimensão da matriz Hessiana da Lagrangiana

consideravelmente grande quando comparada a outros métodos. A dimensão dessa matriz para o problema de FPO é igual a:

$$\begin{aligned}
 \text{Dimensão} = & 6.(\text{número de barras do sistema}) + \\
 & 5.(\text{número de barras do tipo controle de reativo}) + \\
 & 2.(\text{número de barras de carga}) + \\
 & 8.(\text{número de barras de geração}) + \\
 & 5.(\text{número de taps variáveis}) + \\
 & 2.(\text{número de restrições de fluxo de potência ativa na transmissão}) - 1
 \end{aligned}
 \tag{2.36}$$

2.3 PROBLEMAS NÃO LINEARES

Em geral, os problemas (2.1) ou (2.11) representam um problema de otimização com restrições não lineares [Momoh, 1950]. Quando a função objetivo é convexa ou côncava e todas as restrições são expressas como equações lineares, o espaço de solução é também convexo ou côncavo e o ótimo global pode ser determinado usando métodos numéricos. Nestes casos, o ótimo local é necessariamente o ótimo global [Geidl, 2007]. A Figura 2.1 ilustra uma função côncava, na qual pode ser identificado o máximo da função (ótimo global), e outra função convexa, na qual pode ser identificado o mínimo da função (ótimo global).

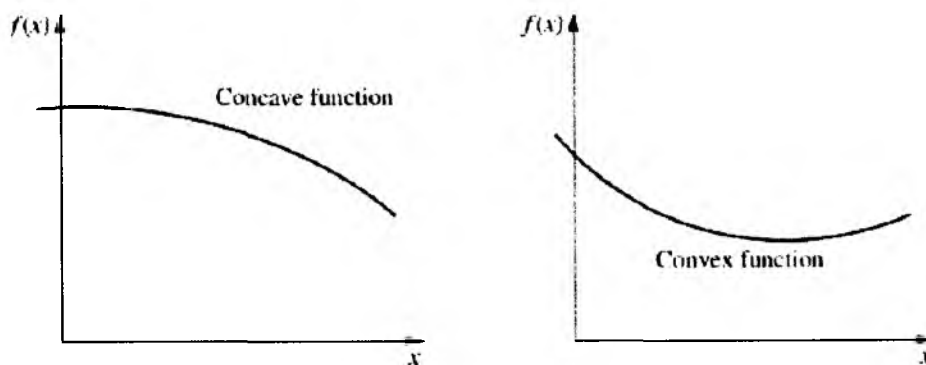


Fig. 2.1 – Exemplo de função côncava e função convexa

Quando a função objetivo é do tipo nem convexa nem côncava, e as restrições não são lineares, o espaço de solução deixa de ser convexo (ou côncavo). Os métodos numéricos podem ser utilizados, assim como na situação anterior, mas o resultado não representa,

necessariamente, o ótimo global. Dependendo da estimativa inicial, a solução do problema poderá ser apenas o ótimo local. A Figura 2.2 ilustra uma função do tipo nem convexa nem côncava.

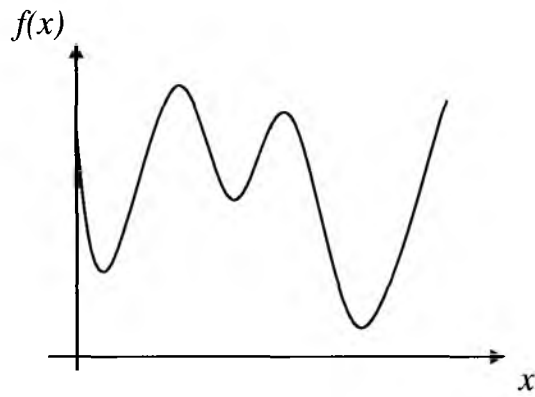


Fig. 2.2 – Exemplo de função nem convexa nem côncava

Capítulo 3 O PROBLEMA DA ESTABILIDADE

Conforme apresentado no Capítulo 1, a estabilidade de qualquer sistema de potência dependerá do comportamento dinâmico das máquinas síncronas após a ocorrência de alguma perturbação, ou seja, de sua capacidade em se manter em sincronismo em condições transitórias.

Neste capítulo apresentaremos uma revisão sobre o problema da estabilidade no sistema de geração e transmissão, com enfoque para a estabilidade transitória de ângulo de rotor. Para tanto, serão abordadas a modelagem das máquinas síncronas em simulações de estabilidade transitória, o efeito da variação de ângulo de carga do gerador na estabilidade do sistema, a equação diferencial que determina o comportamento do ângulo de carga (equação *swing*) e o método de Euler para sua solução. Trataremos também sobre o Centro de Inércia de um sistema elétrico e a modelagem dos equipamentos deste sistema.

3.1 DEFINIÇÕES DE ESTABILIDADE

O termo “estabilidade de sistemas de potência” é aplicável a sistemas de potência em corrente alternada para denotar uma condição em que as várias máquinas síncronas do sistema permanecem mutuamente em sincronismo. “Instabilidade”, por outro lado, denota uma condição que envolve perda de sincronismo [Mata, 2005].

Em [Kundur, 1994] o autor apresenta uma classificação do problema de estabilidade em categorias, conforme pode ser observado na Figura 3.1. A classificação da estabilidade facilita sua análise, bem como a determinação dos fatores que contribuem para uma possível instabilidade, além da definição dos métodos de solução.

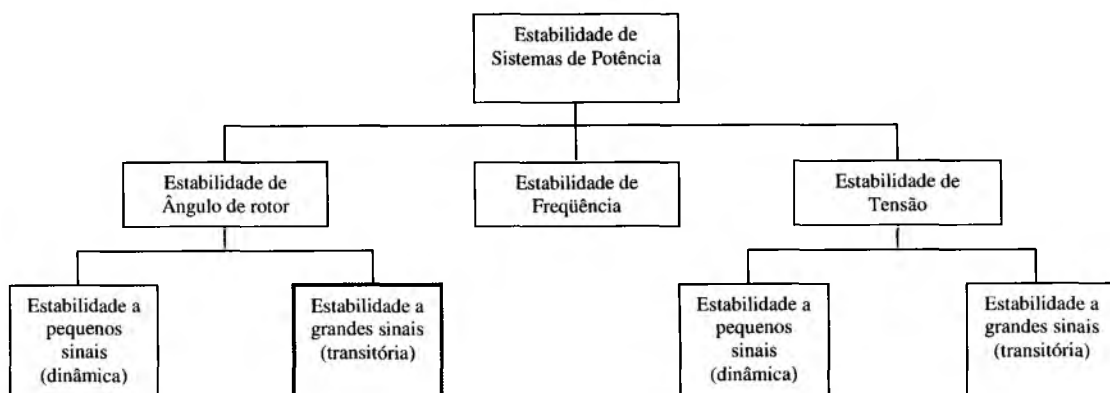


Fig. 3.1 – Classificação de estabilidade de sistemas de potência

Conforme apresentado na Figura 3.1, dois tipos de estudos de estabilidade estão presentes na literatura: Estabilidade Dinâmica e Estabilidade Transitória.

Estabilidade Transitória refere-se aos fenômenos que se seguem à ocorrência de uma grande e súbita perturbação em um sistema de potência, a exemplo dos curtos-circuitos e perdas de grandes geradores, sendo sua solução obtida no domínio do tempo. O período de tempo sob estudo pode variar de uma fração de segundo, quando a estabilidade da primeira oscilação é determinada, para períodos superiores a 10 segundos, nos casos em que a estabilidade para múltiplas oscilações deve ser examinada.

O termo “Estabilidade Dinâmica” é empregado para descrever a resposta de um sistema a pequenas perturbações, a exemplos das variações de carga, ou a controles automáticos mal ajustados, sendo geralmente provocada pela existência de um modo de oscilação instável associado a algum elemento de controle. O problema pode ser resolvido tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência.

Nos estudos de estabilidade dinâmica, as equações do sistema são linearizadas em torno de um ponto de operação estável, e o modelo matemático utilizado é um conjunto de equações diferenciais lineares, descrito na equação a seguir.

$$\dot{x} = A.x \quad (3.1)$$

As técnicas de análise empregadas neste caso são as de sistemas lineares. A análise está diretamente associada ao estudo dos autovalores da matriz de transição de estados em (3.1). Nesse tipo de estudo, o interesse recai no comportamento do sistema ao longo do tempo e, portanto, a influência de reguladores deve ser levada em consideração, uma vez que a ação dos reguladores é eficaz após alguns segundos.

Nos estudos de estabilidade transitória, as não-linearidades inerentes aos sistemas de potência, em especial na relação potência-ângulo, não podem ser desprezadas, e o modelo matemático utilizado neste estudo é um conjunto de equações diferenciais não-lineares.

Neste trabalho o foco será a estabilidade transitória de ângulo de rotor, a qual depende fortemente do ponto de operação inicial (regime permanente) e da severidade da perturbação aplicada [Kundur, 1994].

Pode-se entender a estabilidade de um sistema como uma condição de equilíbrio entre forças opostas. As máquinas síncronas interconectadas mantêm-se sincronizadas através de forças denominadas “forças restauradoras”. No estado de regime permanente existe um equilíbrio entre o torque mecânico motriz e o torque de carga elétrica em cada máquina, fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. Se o sistema é perturbado, esse equilíbrio se desfaz, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas [Kundur, 1994].

A preocupação primordial nos estudos de estabilidade transitória é a verificação da manutenção do sincronismo entre as máquinas num curto período de tempo após a ocorrência do distúrbio, durante o qual, a ação dos controladores não causa efeitos significativos no comportamento do sistema.

3.2 O MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA

Durante o período transitório, o sistema “visto” pela máquina síncrona é modificado por variação de suas grandezas, tais como [Mota, 2006]: tensão terminal, impedância “vista” pela máquina, ângulo de torque, frequência, etc.

Consequentemente, haverá variação da potência de saída da máquina, acarretando um desequilíbrio entre os torques mecânico e elétrico, dando origem às oscilações na máquina. Até que a variação da velocidade seja sentida e corrigida pela turbina (regulador de velocidade), a variação da potência de saída será compensada pela energia armazenada nas partes girantes da máquina, podendo ocorrer perda de estabilidade.

Quando um gerador síncrono perde o sincronismo do resto do sistema, o seu rotor gira numa velocidade maior (ou menor) da que é necessária para gerar energia na frequência do sistema. O desacoplamento entre a velocidade do campo do estator de uma máquina, que possui uma frequência de rotação imposta pelos outros geradores do sistema, e a velocidade do campo do seu rotor resulta em grandes flutuações na potência de saída desta máquina, nas correntes e nas tensões, fazendo com que o sistema de proteção isole a máquina do resto do sistema. A perda de sincronismo pode ocorrer entre um gerador e o resto do sistema ou entre grupos de geradores. Neste último caso, o sincronismo poderá ser mantido nos sistemas isolados, formados por grupos de máquinas.

Para representação da máquina síncrona no estudo de estabilidade transitória será adotado, neste trabalho, o denominado “modelo clássico”, no qual a máquina é modelada através de uma fonte de tensão atrás da reatância transitória. Essa tensão é constante em módulo, porém varia sua posição angular. Este modelo despreza o efeito da saliência e considera o fluxo concatenado no campo como uma constante, produzindo, desta forma, uma modelagem conservativa [Mota, 2006]. As Figuras 3.2 e 3.3 ilustram o modelo clássico.

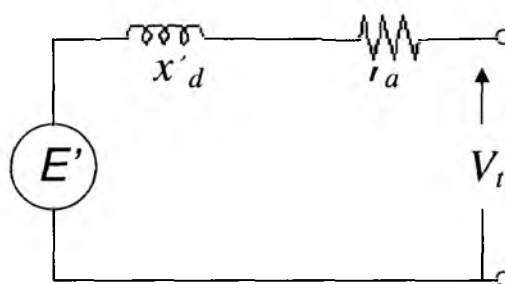


Fig. 3.2 – Circuito equivalente da máquina síncrona no modelo clássico

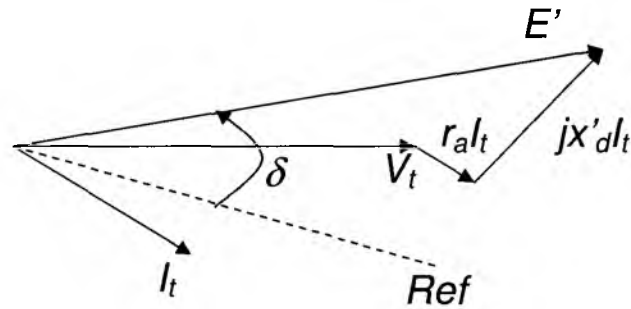


Fig. 3.3 – Diagrama fasorial da máquina síncrona no modelo clássico

A força Eletromotriz (\vec{E}'), cujo módulo é considerado constante, é obtida através das condições de pré-defeito do sistema [Ferreira, 1995]:

$$\vec{E}_i = \vec{V}_i + r_a \vec{I}_i + jX'_d \vec{I}_i \quad (3.2)$$

onde:

\vec{E}_i - Força eletromotriz da máquina i

\vec{V}_i - Tensão nos terminais da máquina

r_a - Resistência de armadura

X'_d - Reatância transitória de eixo direto do enrolamento do estator

\vec{I}_i - Corrente elétrica fornecida pela máquina i

A corrente \vec{I}_i é função da potência fornecida pelo gerador i .

$$\vec{I}_i^* = \frac{\vec{S}_i}{\vec{V}_i} \quad (3.3)$$

Para o modelo clássico assumem-se as seguintes simplificações [Anderson, 2003]:

- Potência mecânica de entrada permanece constante durante o período transitório.
- O amortecimento é desprezado.
- A máquina síncrona é representada (eletricamente) como uma fonte de tensão constante atrás de uma reatância transitória.

- O ângulo mecânico do rotor das máquinas síncronas coincide com o ângulo de fase elétrico da tensão atrás da reatância transitória.

O modelo clássico deve ser utilizado para estudos de estabilidade em sistemas de potência apenas no período de tempo durante o qual a resposta dinâmica do sistema é largamente dependente da energia cinética armazenada nas massas rotativas [Anderson, 2003]. Para um sistema de potência realístico, esse modelo é válido quando o tempo de simulação é pequeno e o regulador de tensão lento. Ainda assim, este modelo é bastante utilizado, devido sua facilidade de implementação e economia de tempo de processamento. Além disto, os resultados obtidos podem ser considerados coerentes, de forma qualitativa, com os obtidos com modelos mais completos.

Esse modelo é conhecido como modelo de 2ª ordem por existir apenas uma equação diferencial de 2ª ordem associada à equação mecânica da máquina [Mota, 2006].

3.3 O ÂNGULO DE CARGA DA MÁQUINA SÍNCRONA E A EQUAÇÃO SWING

Voltando ao modelo de 2ª ordem, e considerando a tensão terminal como referência, isto é, $\bar{V}_t = |V_t| \angle 0^\circ$, a tensão interna da máquina será $\bar{E} = |E'| \angle \delta$, que pode ser determinada a partir das condições iniciais, ou seja, neste trabalho o ponto de operação definido no FPO. Durante o regime transitório, o módulo de E' é mantido constante, enquanto o ângulo entre a posição do rotor e a referência (ângulo de carga) varia de acordo com a equação de oscilação da máquina (equação *swing*) [Mota, 2006].

A resolução da equação *swing* – diferencial de segunda ordem – determinará o deslocamento angular entre duas máquinas, ao longo do período transitório. Para estudos de estabilidade transitória, o ângulo de carga é a melhor grandeza para ser avaliada, uma vez que seu comportamento é determinante para que as máquinas síncronas mantenham-se em sincronismo.

Considere o modelo clássico de uma máquina contra um barramento infinito.

A partir da lei da mecânica, relacionada com massas girantes, tem-se a expressão do torque líquido que atua no rotor:

$$T_l = \alpha.I \quad (3.4)$$

onde:

T_l - Soma algébrica de todos os torques (N.m)

α - Aceleração angular mecânica (rad/s²)

I - Momento de inércia (kg.m²)

Da teoria de máquinas síncronas, o ângulo elétrico θ_e , medido com relação a uma referência fixa, é relacionado com o ângulo mecânico do rotor, θ_m , pela equação (3.5):

$$\theta_e = \frac{p}{2} \theta_m \quad (3.5)$$

onde:

p - número de polos da máquina

θ_e - ângulo elétrico do rotor

θ_m - ângulo mecânico do rotor

$$f = \frac{p}{2} \left(\frac{rpm}{60} \right) \quad (3.6)$$

onde:

f - frequência

rpm - rotação por minuto

Combinando as equações (3.5) e (3.6) temos que:

$$\theta_e = \frac{60f}{rpm} \theta_m \quad (3.7)$$

No entanto, em estudos de estabilidade, não é conveniente medir o deslocamento angular em relação a uma referência fixa, mas sim a uma referência rotativa, a exemplo da diferença angular entre duas máquinas síncronas. A Figura 3.4 ilustra a posição do rotor na referência rotativa.

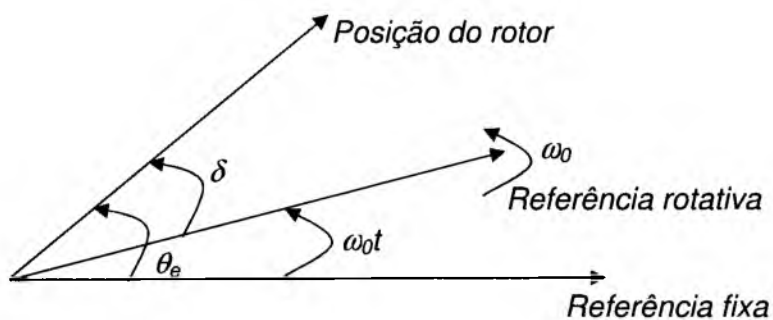


Fig. 3.4 – Referência fixa e rotativa para posição do rotor

Na referência rotativa, a velocidade angular é dada por:

$$\omega = \frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta_e}{dt} - \omega_0 \quad (3.8)$$

onde:

ω - velocidade angular

δ - ângulo de torque (posição do rotor com relação à uma referência rotativa)

ω_0 - velocidade angular nominal

A aceleração angular é dada por:

$$\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2\theta_e}{dt^2} \quad (3.9)$$

onde:

α - aceleração angular mecânica

Associando as equações (3.4) e (3.7), temos a nova equação que define o Torque Líquido:

$$T_l = I \frac{rpm}{60f} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (3.10)$$

onde:

T_l - soma algébrica de todos os torques atuantes no rotor (torque líquido)

Usualmente, a representação do torque é feita em *p.u.* (por unidade). Sabendo que o torque base é definido como sendo o torque necessário para produzir a potência nominal da máquina na velocidade mecânica nominal, ou seja:

$$T_{BASE} = \frac{P_{BASE}}{\omega_{BASE}} \quad (3.11)$$

$$\omega_{BASE} = 2\pi \frac{rpm}{60} \quad (3.12)$$

onde:

T_{BASE} - torque base

P_{BASE} - potência base

ω_{BASE} - velocidade angular base

Temos que o torque líquido (em *p.u.*) será dado por:

$$T_l(p.u.) = \frac{T_l}{T_{BASE}} = \frac{2\pi \cdot I (rpm)^2}{f \cdot P_{BASE} (60)^2} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (3.13)$$

onde:

π - número pi = 3.1415926535...

Neste momento, é conveniente introduzirmos uma nova variável, denominada constante de inércia (H), definida como sendo a energia cinética em MW.s ou MJ à velocidade nominal, armazenada nas partes girantes, por MVA (nominal da máquina). H é dado em MW.s/MVA, em MJ/MVA ou apenas em segundos (s). Como H exprime uma energia armazenada em *p.u.* de potência, esse valor não varia muito de uma máquina para outra, quando expressa nos valores de potência nominal das máquinas.

Por definição, H é dado por:

$$H = \frac{\frac{1}{2} \cdot J \cdot \left(\frac{2\pi \text{rpm}}{60}\right)^2}{P_{BASE}} \quad (3.14)$$

Substituindo (3.14) em (3.13), temos que:

$$T_l = \frac{H}{\pi \cdot f} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (3.15)$$

O torque líquido atuante no rotor é dado pela diferença entre o torque mecânico proveniente da turbina e o torque elétrico fornecido pelo gerador.

$$T_l = T_m - T_e \quad (3.16)$$

onde:

T_m - torque mecânico proveniente da turbina

T_e - torque elétrico fornecido pelo gerador

Por convenção, T_m positivo acelera a máquina e T_e positivo desacelera a máquina. Então, a equação *swing* pode ser escrita, a partir da equação (3.15), da seguinte forma:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\pi \cdot f}{H} \cdot (T_m - T_e) \quad (3.17)$$

Em *p.u.*, e na velocidade angular síncrona, torque e potência são iguais, e para pequenas variações na velocidade angular, a equação *swing* da máquina síncrona pode ser escrita em função da potência:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2 \cdot H} \cdot (P_m - P_e) \quad (3.18)$$

onde:

P_m - potência mecânica proveniente da turbina

P_e - potência elétrica fornecida pelo gerador

Uma vez que, para o modelo clássico de máquina síncrona, adotado neste trabalho, os efeitos da turbina e do regulador de velocidade não são levados em conta, a potência mecânica será mantida constante – e igual ao valor da potência elétrica no ponto de operação pré-perturbação – durante todo o período transitório.

Desprezando a resistência de armadura, a potência elétrica será dada por:

$$P_e = \frac{|E||V_t|}{x_d} \cdot \text{sen} \delta = P_M \text{sen} \delta \quad (3.19)$$

onde:

P_M - potência máxima fornecida pelo gerador

A variação de P_e com δ é mostrada na Figura 3.5 a seguir.

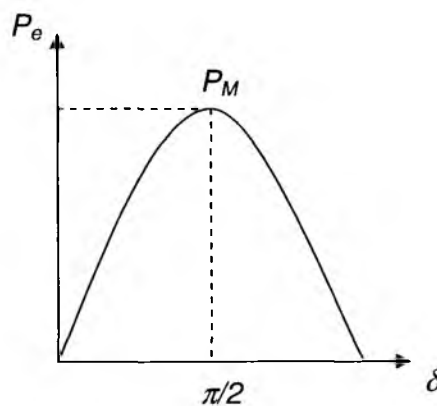


Fig. 3.5 – Variação de P_e com δ

A partir da equação (3.19) e da figura 3.5 pode-se observar o acoplamento existente entre a potência de saída da máquina síncrona e o ângulo de carga. Teoricamente, a máxima potência de saída da máquina é obtida quando o ângulo de carga for igual a $\pi/2$.

Conforme apresentado anteriormente, a estabilidade transitória é dependente das condições iniciais do sistema. Isto quer dizer que, defasagem angular elevada entre as diversas máquinas síncronas do sistema, em regime permanente, poderá contribuir para a perda de sincronismo entre estas máquinas.

Como poderá ser observado no capítulo 4 deste trabalho, a medida adotada para garantir que o sistema, quando apresentado comportamento instável no período transitório, passe a ser estável, será a alteração nas limitações de potência ativa gerada por algumas máquinas síncronas. A partir do controle da potência gerada, consegue-se aumentar ou reduzir o ângulo de carga da máquina síncrona, em regime permanente (ver equação 3.19), fazendo com que esta “se aproxime” do centro de inércia e, por consequência, das demais máquinas, ou seja, reduzindo a defasagem angular entre elas.

É importante lembrar que, para o modelo clássico, adotado neste trabalho, a tensão interna da máquina síncrona mantém-se constante durante o período transitório.

3.4 O MODELO CLÁSSICO EM UM SISTEMA MULTIMÁQUINAS

As simplificações consideradas para o modelo de uma máquina contra um barramento infinito (item 3.2) permanecem válidas para o sistema multimáquinas.

Assim como no sistema de uma máquina, as tensões internas \bar{E}_i são determinadas nas condições de regime permanente e mantidas constantes durante o período transitório. Neste trabalho, as tensões terminais \bar{V}_i foram obtidas pelo ponto de operação definido pelo FPO, enquanto as correntes \bar{I}_i e as tensões internas \bar{E}_i foram calculadas através das equações (3.3) e (3.2), respectivamente.

A matriz admitância para um sistema de n geradores, vista a partir do terminal destes geradores é definida por [Anderson, 2003]:

$$\bar{I} = \bar{Y} \cdot \bar{E} \quad (3.20)$$

Onde \bar{Y} é formada pelos elementos diagonais \bar{Y}_{ii} e pelos elementos fora da diagonal \bar{Y}_{ij} .
Por definição:

$$\bar{Y}_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (3.21)$$

é a soma de todas admitâncias conectadas ao nó i .

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.22)$$

é o negativo da admitância entre o nó i e o nó j .

A potência injetada na rede através do nó i , ou seja, a potência de saída da máquina i , é dada por:

$$P_i = \Re \{ \bar{E}_i \bar{I}_i^* \} \quad (3.23)$$

Desta forma, para o sistema multimáquinas, a equação (3.19) passa a ser:

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i = 1, 2, \dots, n$$

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.24)$$

A equação *swing* (3.18) passa a ser definida por:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2.H} \cdot [P_m - E_i^2 G_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)] \quad (3.25)$$

Conforme descrito anteriormente, em regime permanente (antes da perturbação), a potência mecânica P_m é considerada como igual à potência elétrica P_e , ou seja:

$$P_{mi0} = E_i^2 G_{ii0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij0} \cos(\theta_{ij0} - \delta_{i0} + \delta_{j0}) \quad (3.26)$$

O subscrito 0 é utilizado para representar as condições de regime permanente.

Para um sistema multimáquinas, haverá um grupo de equações (3.25) a serem resolvidas. Por se tratarem de equações não lineares, a obtenção dos valores dos δ ao longo do período transitório deverá ser efetuado por integração numérica. A bibliografia [Anderson, 2003] apresenta alguns métodos computacionais para solução de equações diferenciais. Neste trabalho utilizaremos o método de Euler modificado, apresentado em [Mota, 2006] e detalhado no item 3.6 deste trabalho, dado a sua facilidade de implementação computacional e precisão nos resultados.

3.5 CÁLCULOS PRELIMINARES PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Nos estudos de estabilidade angular transitória devem ser considerados os seguintes passos preliminares [Anderson, 2003]:

a) Conversão de todos os dados para uma mesma base:

Todos os dados do sistema devem ser convertidos para uma base comum. A base de 100MVA é comumente utilizada, sendo esta adotada neste trabalho.

b) Conversão das cargas para o modelo de impedância ou admitância constante:

Os dados necessários para esta etapa são obtidos do estudo de fluxo de carga (ou FPO). Se uma determinada barra de carga possui uma tensão \bar{V}_L , potência ativa \bar{P}_L , potência reativa \bar{Q}_L e corrente \bar{I}_L fluindo através de uma admitância $\bar{Y}_L = \bar{G}_L + j\bar{B}_L$, então:

$$\bar{P}_L + j\bar{Q}_L = \bar{V}_L \bar{I}_L^* = \bar{V}_L [\bar{V}_L^* (\bar{G}_L - j\bar{B}_L)] = \bar{V}_L^2 (\bar{G}_L - j\bar{B}_L) \quad (3.27)$$

A admitância equivalente na barra de carga é dada por:

$$\bar{Y}_L = \bar{P}_L / \bar{V}_L^2 - j(\bar{Q}_L / \bar{V}_L^2) \quad (3.28)$$

c) Cálculo da tensão interna em regime permanente:

As tensões internas dos geradores $E_i \angle \delta_{i0}$ são calculadas a partir do ponto de operação definido pelo FPO, utilizando as equações de fluxo de carga. Os ângulos internos, em regime permanente, são obtidos através da tensão das barras terminais dos geradores $V \angle \alpha$, utilizando esta tensão terminal como referência, conforme Figura 3.6.

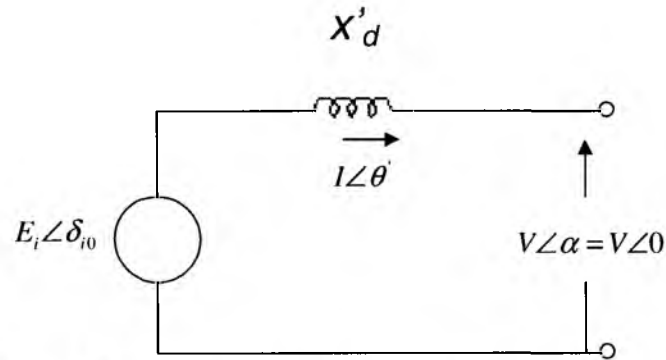


Fig. 3.6 – Representação do gerador para cálculo do δ_0

Definindo $\bar{I} = I_1 + jI_2$, e utilizando a relação $P + jQ = \bar{V} \bar{I}^*$, temos que $\bar{I} = I_1 + jI_2 = (P - jQ)/\bar{V}$. Dado que $E \angle \delta' = \bar{V} + jx'_d \bar{I}$, temos que:

$$E \angle \delta' = (V + Qx'_d/V) + j(Px'_d/V) \quad (3.29)$$

O ângulo inicial δ_0 é, então, calculado adicionando o ângulo α da tensão terminal de regime permanente ao ângulo δ' , ou seja:

$$\delta_0 = \delta' + \alpha \quad (3.30)$$

d) Cálculo das matrizes admitância:

A matriz admitância \bar{Y} deverá ser calculada para cada condição da rede (pré-falta, durante a falta e pós-falta), em função das modificações na admitância da rede, seja a inclusão de uma nova admitância para a terra (curto-circuito) ou pela abertura de uma linha de transmissão (eliminação da falta). Para tanto, os seguintes passos são necessários:

- As cargas deverão estar convertidas para admitância constante.
- A reatância transitória de cada gerador será adicionada à reatância do respectivo transformador elevador. Com esta medida é possível evitar o procedimento de criação de nós fictícios, o que aumentaria a dimensão da matriz admitância no número de geradores representados na rede.
- Todos os demais elementos de impedância são convertidos para admitância.

e) Redução das matrizes admitância às barras dos geradores:

A admitância apresentada em (3.25) refere-se à admitância entre os nós de cada dois geradores. Uma vez que as barras dos geradores não estão, necessariamente, conectadas fisicamente, será necessário reduzir a matriz \bar{Y} , para cada condição da rede (pré-falta, durante a falta e pós-falta), às barras dos geradores. Desta forma, a matriz \bar{Y} será reduzida da dimensão *número de barras* para a dimensão *número de geradores*.

A redução da matriz \bar{Y} pode ser efetuada a partir de operações matriciais, lembrando que, à exceção dos nós dos geradores, todos os demais nós possuem injeção de corrente igual a zero.

Dado que $I = YV$, onde $I = \begin{bmatrix} I_n \\ \text{---} \\ 0 \end{bmatrix}$, as matrizes Y e V podem ser representadas da seguinte

forma:

$$\begin{bmatrix} I_n \\ \text{---} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & | & Y_{nr} \\ \text{---} & & \text{---} \\ Y_{rn} & | & Y_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ \text{---} \\ V_r \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

onde o subscrito n refere-se aos nós dos geradores e o subscrito r refere-se aos demais nós. Desta forma, a submatriz V_n possui dimensão $(n \times 1)$ e a submatriz V_r possui dimensão $(r \times 1)$.

Expandindo (3.31),

$$I_n = Y_{nn} V_n + Y_{nr} V_r \quad 0 = Y_{rn} V_n + Y_{rr} V_r$$

Eliminando V_r temos:

$$I_n = (Y_{nn} - Y_{nr} Y_{rr}^{-1} Y_{rn}) V_n \quad (3.32)$$

A matriz $(Y_{nn} - Y_{nr} Y_{rr}^{-1} Y_{rn})$ é o resultado da redução da matriz \bar{Y} e, como já foi dito, possui dimensão $(n \times n)$, onde n é o número de geradores da rede.

3.6 O MÉTODO DE EULER MODIFICADO

Após os cálculos iniciais, apresentados no item 3.5 anterior, deve-se proceder a resolução das equações diferenciais (3.25) que determinam o comportamento da diferença de ângulo de rotor entre as diversas máquinas síncronas.

Para este trabalho, foi escolhido o método de Euler modificado, que apresenta fácil implementação computacional e precisão nos resultados, considerando os modelos aqui utilizados. A seguir apresenta-se a explanação do método de Euler original, evoluindo para o método de Euler modificado [Mota, 2006].

a) Método de Euler:

Dada uma equação diferencial de primeira ordem $\frac{dy}{dt} = f(t, y)$, onde t é o tempo (variável independente) e y , a variável genérica dependente. A solução será da forma $y=g(t,c)$, onde c é uma constante determinada pelas condições iniciais [Stagg, 1968].

Parte-se do princípio de que, desde que se tenha uma curva suave e contínua, pequenos segmentos podem ser considerados como linhas retas.

Para um ponto inicial (t_0, y_0) na curva, uma variação de y pode ser calculada por:

$$\Delta y = \left. \frac{dy}{dt} \right|_0 \Delta t \quad \text{onde} \quad \left. \frac{dy}{dt} \right|_0 \quad \text{é a declividade da curva em } (t_0, y_0), \text{ e pode ser obtida por}$$

substituição de (t_0, y_0) na equação diferencial $\frac{dy}{dt} = f(t, y)$, e Δt é a variação do tempo

(intervalo de integração). Então, $y_1 = y_0 + \frac{dy}{dt}\bigg|_{t_0} \Delta t$.

Logo, partindo de um valor inicial (t_0, y_0) , vários valores de y podem ser calculados:

$y_2 = y_1 + \frac{dy}{dt}\bigg|_{t_1} \Delta t$, $y_3 = y_2 + \frac{dy}{dt}\bigg|_{t_2} \Delta t$ e assim por diante.

b) Método de Euler modificado:

No método de Euler, $\frac{dy}{dt}$, calculado no início do intervalo, permanece constante durante todo o intervalo.

Um melhoramento pode ser obtido calculando-se um novo valor de $\frac{dy}{dt}$ no fim do intervalo e considerando a média dos dois para o cálculo de y , como segue:

$$y_{(t+\Delta t)} = y_{(t)} + \frac{\left[\frac{dy}{dt}\bigg|_t + \frac{dy}{dt}\bigg|_{(t+\Delta t)} \right]}{2} \Delta t \quad (3.33)$$

e assim por diante, conforme ilustrado na Figura 3.7 a seguir.

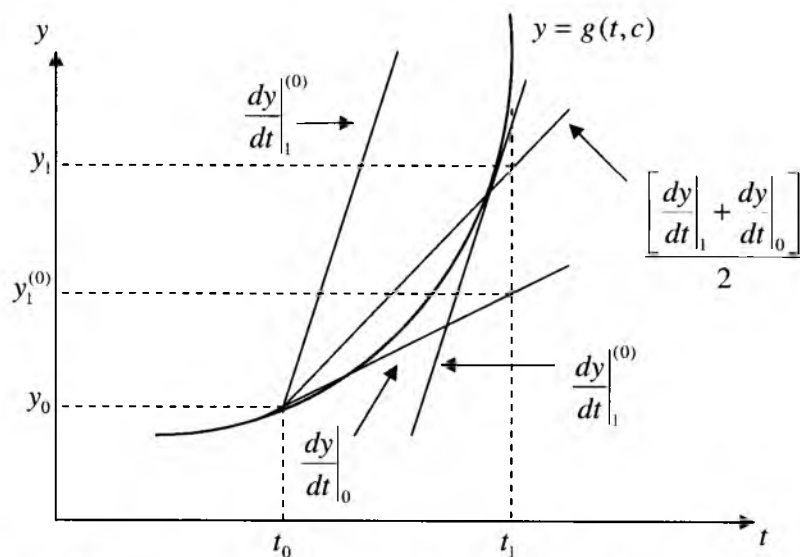


Fig. 3.7 – Representação gráfica do método de Euler modificado

c) Solução da equação *swing*:

A equação diferencial de segunda ordem (3.18) $\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2.H} \cdot (P_m - P_e)$ pode ser desdobrada em duas equações diferenciais de primeira ordem, que são resolvidas pelo método de Euler modificado, conforme segue:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega(t) - \omega_0 \quad (3.34)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\pi f_0}{H} [P_m - P_e(t)] \quad (3.35)$$

onde:

f_0 - frequência nominal

Aplicando o método de Euler,

$$\delta_{(t+\Delta t)}^{(1)} = \delta_{(t)} + \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{(t)} \Delta t, \quad \text{com } \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{(t)} \text{ calculado em (3.34)}$$

e

$$\omega_{(t+\Delta t)}^{(1)} = \omega_{(t)} + \left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{(t)} \Delta t, \quad \text{com } \left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{(t)} \text{ calculado em (3.35)}$$

sendo $\delta_{(t)}$ e $\omega_{(t)}$ conhecidos inicialmente.

Agora, $\left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{(t+\Delta t)}$ e $\left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{(t+\Delta t)}$ serão calculados em (3.36) e (3.37), usando $\delta_{(t+\Delta t)}^{(1)}$ e $\omega_{(t+\Delta t)}^{(1)}$ já calculados anteriormente.

Finalmente, usando Euler modificado,

$$\delta_{(t+\Delta t)} = \delta_{(t)} + \frac{\left[\left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{(t)} + \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{(t+\Delta t)} \right]}{2} \Delta t \quad (3.36)$$

$$\omega_{(t+\Delta t)} = \omega_{(t)} + \frac{\left[\left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{(t)} + \left. \frac{d\omega}{dt} \right|_{(t+\Delta t)} \right]}{2} \Delta t \quad (3.37)$$

3.7 O CENTRO DE INÉRCIA DO SISTEMA

A distância do ângulo de rotor de determinada máquina síncrona para o centro de inércia do sistema pode influenciar na estabilidade ou instabilidade transitória do sistema [Chattopadhyay, 2000].

Em algumas bibliografias [Hakim, 2009], [Gan, 2000] o centro de inércia é utilizado como referência rotativa para avaliar o deslocamento angular das máquinas. Alguns autores incluem o centro de inércia como restrição no problema de FPO, limitando, desta forma, a defasagem angular das máquinas para o referido centro de inércia.

Para um sistema com ng geradores com ângulos de rotor δ_i , e constante de inércia H_i , a posição angular do centro de inércia δ_{CI} é definida como:

$$\delta_{CI} = \frac{\left(\sum_{i=1}^{ng} H_i \delta_i \right)}{\left(\sum_{i=1}^{ng} H_i \right)} \quad (3.38)$$

Uma vez que não se pode afirmar, com certeza, a partir de qual valor de diferença angular entre as máquinas síncronas e o centro de inércia o sistema passaria de estável para instável, optou-se, neste trabalho, pela não utilização desta restrição no problema de FPO.

O centro de inércia será utilizado como referência para definir, em caso de instabilidade, quais serão os geradores candidatos a terem suas limitações no despacho de potência ativa alterados na nova execução do FPO.

Capítulo 4 RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE TRANSITÓRIA NA OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos na aplicação dos estudos de FPO complementados com estudos de estabilidade transitória angular. Inicialmente, será apresentada a implementação computacional do método. Em seguida será efetuada a validação da ferramenta implementada para simulação de estabilidade transitória, utilizando o sistema clássico de 9 barras para, finalmente, apresentar os resultados obtidos na aplicação da metodologia nos sistemas de 9 e de 41 barras. Para ambos os sistemas observa-se a coerência na utilização do CI como referência para determinação dos geradores que terão seu despacho de potência ativa alterado, objetivando obter um ponto de operação que seja estável diante de perturbações.

4.1 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Para aplicação da metodologia definida neste trabalho foram utilizados dois ambientes de simulação, sendo um para a análise de FPO e outro para a análise de estabilidade transitória, conforme será apresentado a seguir.

Para a análise de FPO foi utilizado um programa implementado em [Souza, 2005], utilizando linguagem C++, o qual não sofreu alterações neste trabalho.

A seguir tem-se uma breve descrição das sub-rotinas implementadas para solução do problema de FPO.

Leitura de Dados – são sub-rotinas responsáveis pela leitura dos dados de barra, de linhas e dos limites das variáveis do sistema elétrico.

Inicia Variáveis – são sub-rotinas que inicializam as variáveis utilizadas pelo método primal-dual barreira logarítmica, como o vetor s , os multiplicadores de Lagrange λ e π , o parâmetro de barreira μ e parâmetro de atualização β .

Topologia da Rede – descreve as ligações existentes entre as barras do sistema. É de fundamental importância para a construção do vetor gradiente e da matriz Hessiana da Lagrangiana.

Constrói Sistema – constrói o vetor gradiente e a matriz Hessiana da Lagrangiana para o sistema. A matriz Hessiana da Lagrangiana é construída de forma vetorial.

MA57 – sub-rotina em Fortran responsável pela solução do sistema de equações. Para esta sub-rotina, enviam-se os seguintes dados: vetor gradiente, matriz Hessiana da Lagrangiana em formato vetorial, vetores que indicam a linha e a coluna de cada elemento na matriz, a dimensão da matriz e o número de elementos não-nulos. Essa sub-rotina utiliza somente a diagonal principal e a matriz triangular superior da matriz Hessiana da Lagrangiana.

Atualização das Variáveis – com a solução do sistema e calculado os passos primais e duais, atualiza-se todas as variáveis do problema de otimização.

Saída – gera o arquivo de saída que contém os resultados obtidos pelo programa, ou seja, os valores de tensão, fluxos e geração.

A implementação computacional do programa de estabilidade transitória foi efetuada nas linguagens C++ e Matlab. Apresenta-se a seguir uma breve descrição das principais sub-rotinas implementadas.

Leitura de Dados – são sub-rotinas responsáveis pela leitura dos dados de barra, de linhas, do ponto de operação definido no FPO e dos eventos relacionados à perturbação a ser aplicada.

Operações com a matriz admitância – nestas sub-rotinas são construídas as matrizes admitâncias para as condições pré, durante e pós-perturbação. Também são efetuadas as operações de redução destas matrizes aos nós dos geradores.

Cálculo das variáveis dos geradores – são efetuados os cálculos necessários para determinação do módulo e fase da tensão interna do gerador, em regime permanente. A fase da tensão interna será o ângulo de rotor (δ). Nestas sub-rotinas também é calculado o ângulo no centro de inércia, bem como a diferença angular de cada máquina para o referido centro de inércia.

Resolução da equação *swing* – utilizando o método de Euler modificado é resolvida a equação *swing* ao longo do período de simulação transitória.

Saída – gera o arquivo de saída, com o comportamento da diferença de ângulo de rotor entre cada duas máquinas do sistema, para ser visualizado com a utilização do programa Plot Cepel [Cepel, 2009].

4.2 VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NO SISTEMA DE 9 BARRAS

Em [Anderson, 2003] tem-se um sistema de nove barras e três geradores, utilizado pelos autores para estudos do problema de estabilidade transitória. Neste sistema, a representação dos elementos (geradores, linhas de transmissão e cargas) foi efetuada na mesma forma apresentada no capítulo 3 deste trabalho. O diagrama do sistema está apresentado na Figura 4.1 a seguir [Neto, 2009].

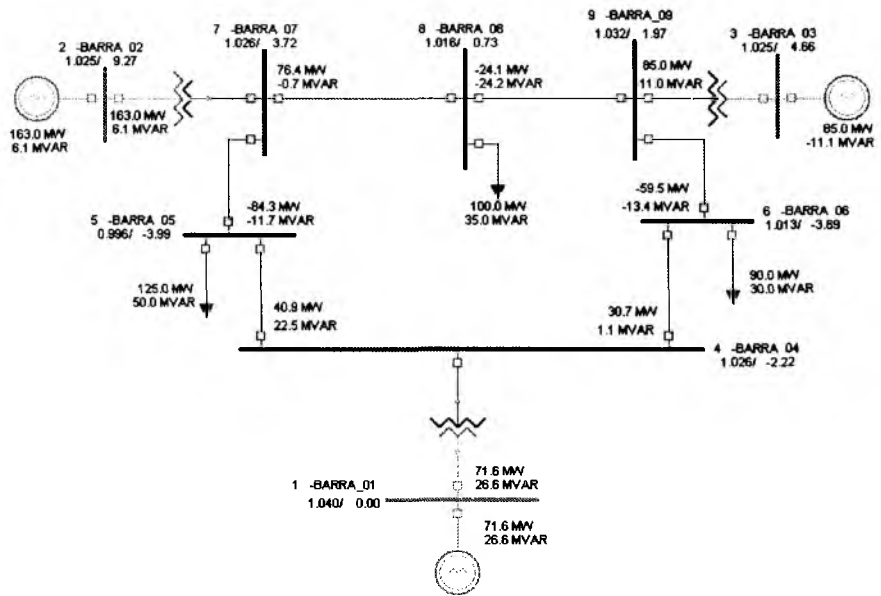


Fig. 4.1 – Sistema clássico de nove barras e três geradores

Na Tabela 4.1 estão apresentados os dados de transformadores, linhas de transmissão e elementos *shunt*, enquanto na Tabela 4.2 podem ser encontrados os dados dos geradores representados no sistema.

Tabela 4.1 – Dados de transformadores e linhas de transmissão para o sistema de 9 barras

Equipamento	Nº barras terminais	Impedância [pu]		Admitância	
		R	X	G [pu]	B [Mvar]
Transformadores	1-4	0	0.1184	0	-8.4459
	2-7	0	0.1823	0	-5.4855
	3-9	0	0.2399	0	-4.1684
Linhas de transmissão	4-5	0.0100	0.0850	1.3652	-11.6041
	4-6	0.0170	0.0920	1.9422	-10.5107
	5-7	0.0320	0.1610	1.1876	-5.9751
	6-9	0.0390	0.1700	1.2820	-5.5882
	7-8	0.0085	0.0720	1.6171	-13.6980
	8-9	0.0119	0.1008	1.1551	-9.7843
Admitâncias <i>Shunt</i>	5-0			1.2610	-0.2634
	6-0			0.8777	-0.0346
	8-0			0.9690	-0.1601
	4-0				0.1670
	7-0				0.2275
	9-0				0.2835

Tabela 4.2 – Dados de geradores para o sistema de 9 barras

Dados	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
Tipo	Hidroelétrica	Termoelétrica	Termoelétrica
Potência Nominal [MVA]	247.5	192.0	128.0
Tensão [kV]	16.5	18.0	13.8
$x'd$ [pu]	0.0608	0.1198	0.1813
H [s]	23.64	6.40	3.01

Uma vez que o ponto de operação apresentado em [Anderson, 2003] não foi definido por um estudo de FPO, mas sim por um fluxo de potência convencional, foi necessário realizar também a simulação de fluxo de potência, objetivando obter o mesmo ponto de operação da bibliografia. Para este fim, foi utilizado o software Anarede (Programa de Análise de Redes) [Cepel, 2009a]. Na Figura 4.1 podem ser observados os valores de tensão nos nós (módulo e fase) e geração nas máquinas síncronas para o ponto de operação definido no fluxo de potência convencional.

De posse dos dados do sistema de 9 barras, apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2, procedeu-se a modelagem deste sistema no programa de análise de estabilidade transitória, considerando o ponto de operação apresentado na Figura 4.1. Em seguida foi efetuada a simulação de estabilidade transitória, aplicando, como perturbação, um curto-circuito trifásico na linha de transmissão entre as barras 5 e 7, nas proximidades da barra 7. O curto-circuito foi aplicado após 200ms de simulação, ou seja, em $t = 0.200s$, e eliminado após 5 ciclos ($t = 0.283s$) pela abertura da linha 5-7.

Como resultado da simulação de estabilidade transitória obteve-se o comportamento da diferença entre o ângulo de rotor das máquinas 2 e 3, adotando a máquina 1 como referência rotativa, ou seja, $(\delta_2 - \delta_1)$ e $(\delta_3 - \delta_1)$, conforme apresentado na Figura 4.2.

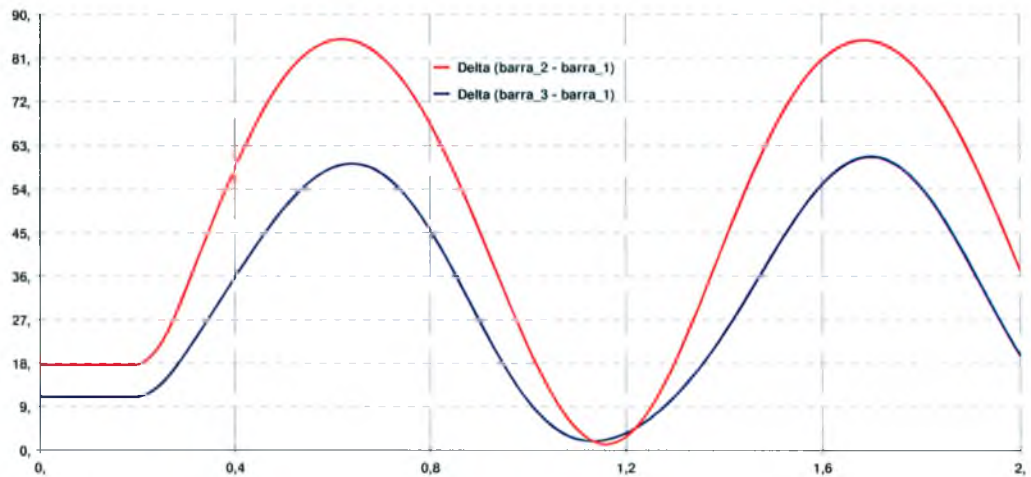


Fig. 4.2 – Comportamento dos ângulos de rotor para o sistema de 9 barras

A Figura 4.2 apresenta comportamento idêntico ao apresentado na bibliografia [Anderson, 2003] para as diferenças de ângulo de rotor. Desta forma, foi possível concluir pelo sucesso na implementação do programa para simulação de estabilidade transitória, validando a ferramenta.

4.3 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS UTILIZANDO O SISTEMA DE 9 BARRAS

O sistema de 9 barras, utilizado neste trabalho, foi escolhido para validar a ferramenta para simulação de estabilidade transitória, conforme apresentado no item 4.2, e também para aplicação da metodologia definida neste trabalho. Os dados do sistema são aqueles apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2. O ponto de operação inicial está apresentado na Figura 4.1.

A metodologia será aplicada obedecendo as seguintes etapas, já apresentadas no capítulo 1:

- Execução do FPO, considerando as restrições estáticas (limites de tensão e geração).

- Para o ponto de operação definido pelo FPO, executa-se a simulação de estabilidade transitória, verificando se o sistema atende aos critérios de segurança dinâmica estabelecidos.
- Caso o sistema não atenda aos critérios de estabilidade, as restrições de potência ativa gerada são alteradas no problema do FPO, estabelecendo assim um ponto de operação seguro do ponto de vista dinâmico.

A seguir serão detalhadas cada uma destas etapas.

4.3.1 Solução do sistema de 9 barras pelo fluxo de potência ótimo

O problema de FPO para o sistema de 9 barras será conforme apresentado a seguir:

$$\text{Minimizar } \sum_{(k,m) \in NL} g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2 V_k V_m \cos \theta_{km})$$

sujeito a: (4.1)

$$\Delta P_k = 0$$

$$\Delta Q_k = 0$$

$$0.9 \leq V_k \leq 1.1$$

$$0 \leq P_1 \leq 2.47$$

$$0 \leq P_2 \leq 1.92$$

$$0 \leq P_3 \leq 1.28$$

A função objetivo representa o somatório das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão do sistema. Para a barra de carga, têm-se duas equações de igualdade – que são as equações de balanço da rede (ΔP_k e ΔQ_k).

Para as barras de geração, tem-se a restrição canalizada de geração de potência ativa (P_k), sendo que, o limite máximo considerado refere-se à capacidade nominal de cada gerador. Os limites estão apresentados em *p.u.*, na base 100MVA.

Todas as tensões (V_k) são canalizadas, possuindo limite mínimo de 0.9 *p.u.* e máximo de 1.1 *p.u.*, na base de cada nível de tensão do sistema.

A Tabela 4.3 apresenta a solução do FPO.

Tabela 4.3 – Solução do FPO para o sistema de 9 barras

Barra	Tipo	V(pu)	θ°	P_G (MW)	Q_G (Mvar)	P_C (MW)	Q_C (Mvar)
1	referência	0.9002	0.0	243.9	-13.0	0.0	0.0
2	geração	1.0561	-18.6	39.7	54.4	0.0	0.0
3	geração	1.0497	-17.8	39.3	38.8	0.0	0.0
4	carga	0.9218	-9.7	0.0	0.0	0.0	0.0
5	carga	0.9251	-17.7	0.0	0.0	125.0	50.0
6	carga	0.9399	-16.5	0.0	0.0	90.0	30.0
7	carga	1.0241	-19.9	0.0	0.0	0.0	0.0
8	carga	1.0132	-21.8	0.0	0.0	100.0	35.0
9	carga	1.0283	-19.1	0.0	0.0	0.0	0.0

onde:

P_G : Potência ativa gerada (em MW)

Q_G : Potência reativa gerada (em Mvar)

P_C : Potência ativa consumida (em MW)

Q_C : Potência reativa consumida (em Mvar)

referência: barra *swing*, *slack* ou $V\theta$. Possui o módulo e fase da tensão constantes. Na entrada de dados do sistema utiliza-se o código “2” para representar este tipo de barra.

geração: barra de geração ou *PV*. Possui geração de potência ativa e módulo de tensão constantes. Na entrada de dados do sistema utiliza-se o código “1” para representar este tipo de barra. Para que esta máquina tenha sua geração alterada quando submetida ao FPO, o código representativo deverá ser alterado para “-1”.

carga: barra de carga ou *PQ*. Possui geração de potência ativa e reativa constantes. Na entrada de dados do sistema utiliza-se o código “0” para representar este tipo de barra.

Como pode-se observar na Tabela 4.3, para minimizar a função objetivo foi elevada a geração do gerador 1, reduzindo nos geradores 2 e 3, uma vez que, conforme Figura 4.1, a geração original era de 71.6MW, 163MW e 85MW, para os geradores 1, 2 e 3, respectivamente.

Apesar da barra 1 ser a barra de referência, o módulo da tensão não é mantido em 1.000 p.u., uma vez que, na implementação do FPO, as variáveis de tensão foram mantidas livres para todas as barras, respeitando apenas aos limites estabelecidos na lista de restrições.

A etapa seguinte será a simulação de estabilidade transitória, para avaliar se o sistema atende aos critérios de estabilidade.

4.3.2 Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 9 barras

Dado o sistema de 9 barras, no ponto de operação definido pelo FPO (Tabela 4.3) foi repetida a simulação do item 4.2, ou seja, um curto-circuito trifásico, na linha de transmissão entre as barras 5 e 7, nas proximidades da barra 7. O curto-circuito foi aplicado após 200ms de simulação, ou seja, em $t = 0.200s$, e eliminado após 5 ciclos ($t = 0.283s$) pela abertura da linha 5-7.

Para que o ponto de operação seja aprovado, ou seja, considerar que o sistema suporta a perturbação aplicada, deverão ser atendidos os seguintes critérios dinâmicos de segurança:

- Cada um dos geradores deverá manter-se em sincronismo com os demais. Para considerar que o gerador se manteve em sincronismo, a diferença de ângulo de rotor entre este e os demais geradores não poderá apresentar crescimento ininterrupto, ou seja, deverá oscilar em torno de um ponto.
- O módulo da diferença angular máxima entre cada dois geradores não deverá ser superior a 90 graus. Este critério é baseado na teoria de transferência de potência, apresentada no capítulo 3 deste trabalho (ver Figura 3.5 e equação 3.19).

Conforme apresentado no capítulo 3, este trabalho considera o modelo clássico para a máquina síncrona, o qual despreza o efeito do amortecimento. Desta forma, nas situações em que não houver perda de sincronismo, é esperado que os ângulos de rotor apresentem comportamento oscilatório.

Como resultado da simulação de estabilidade transitória obteve-se o comportamento da diferença entre o ângulo de rotor de cada duas máquinas, ou seja, $(\delta_1 - \delta_2)$, $(\delta_1 - \delta_3)$ e $(\delta_2 - \delta_3)$, conforme apresentado na Figura 4.3.

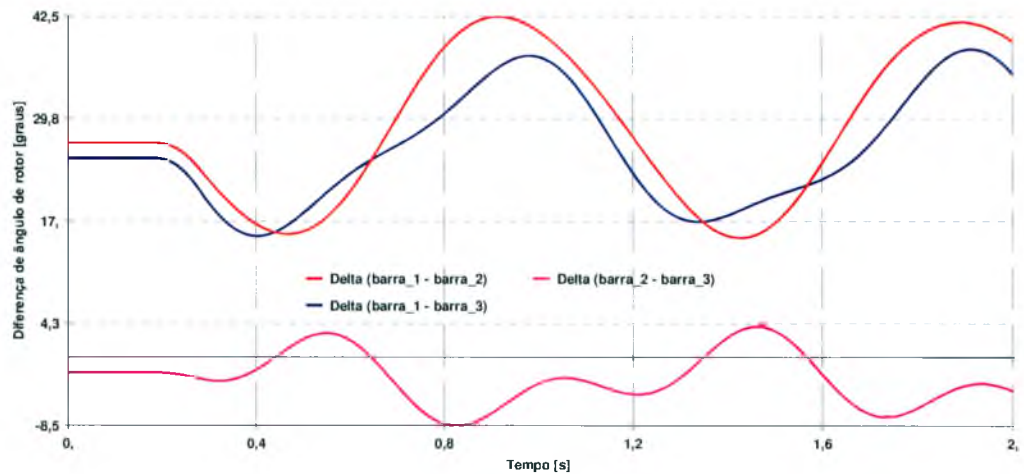


Fig. 4.3 – Comportamento dos ângulos de rotor para o sistema de 9 barras considerando curto-circuito trifásico na linha 5-7

Como pode ser observado, no ponto de operação definido pelo FPO, os geradores mantêm-se em sincronismo. A diferença de ângulo de rotor não supera, em módulo, o limite de 90 graus estabelecido.

Desta forma, pode-se considerar que, para a perturbação aplicada, o ponto de operação definido pelo FPO é seguro. No entanto, deve-se avaliar se o sistema suporta, além da perturbação aplicada, outros eventos. Procede-se, a seguir, a simulação de um curto-circuito trifásico, na linha de transmissão entre as barras 4 e 5, nas proximidades da barra 4. O curto-circuito foi aplicado após 200ms de simulação, ou seja, em $t = 0.200s$, e eliminado após 5 ciclos ($t = 0.283s$) pela abertura da linha 4-5.

Como resultado da simulação de estabilidade transitória obteve-se o comportamento da diferença entre o ângulo de rotor de cada duas máquinas, ou seja, $(\delta_1 - \delta_2)$, $(\delta_1 - \delta_3)$ e $(\delta_2 - \delta_3)$, conforme apresentado na Figura 4.4.

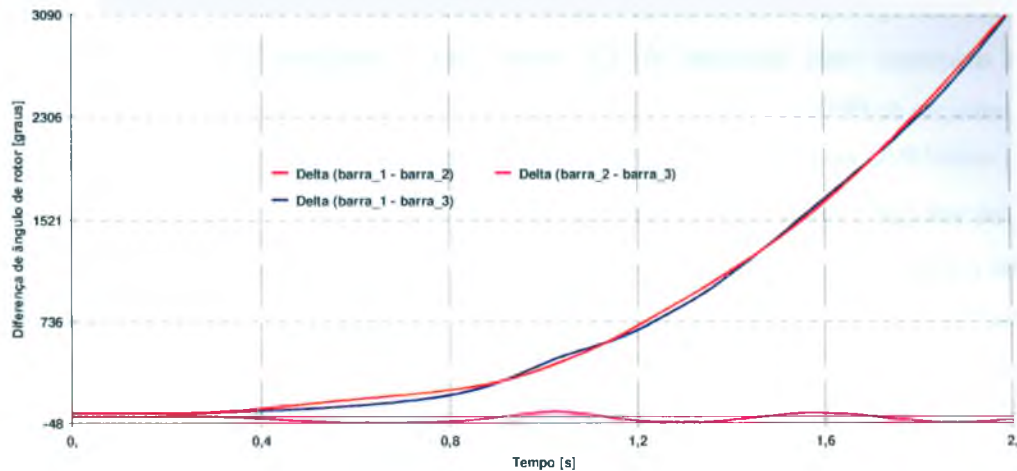


Fig. 4.4 – Comportamento dos ângulos de rotor para o sistema de 9 barras considerando curto-circuito trifásico na linha 4-5

Como pode ser observado, para aplicação do curto-circuito na linha 4-5, o gerador 1 perde sincronismo dos geradores 2 e 3, embora os geradores 2 e 3 mantenham sincronismo entre si. Uma vez que o sistema está sujeito a curtos-circuitos em qualquer uma de suas linhas de transmissão, o sistema deve suportar, de forma não simultânea, a aplicação de curto-circuito em todas as linhas de transmissão. Desta forma, o ponto de operação não pode ser considerado como seguro, por não suportar a perturbação simulada.

Para garantir que o sistema seja seguro, a metodologia definida neste trabalho estabelece que as restrições de potência ativa das máquinas síncronas devem ser alteradas. Para definir qual gerador será submetido a esta etapa, utilizaremos o conceito do centro de inércia, através do qual observaremos qual gerador está mais afastado do centro de inércia.

A Tabela 4.4 apresenta a diferença angular entre cada gerador e o centro de inércia. Como pode-se observar, o gerador 2 é o mais afastado do CI, seguido pelo gerador 3.

Tabela 4.4 – Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia para o sistema de 9 barras

Ângulo no CI [graus]	Diferença de ângulo entre gerador e CI [graus]		
	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
3.02	7.45	-19.3	-17.4

A metodologia apresentada neste trabalho propõe alterar os limites de potência gerada para as máquinas mais afastadas do CI, neste caso, a máquina 2 e efetuar novamente a simulação de FPO.

Uma vez que a diferença de ângulo da máquina 2 para o CI foi negativa, pode-se concluir que o ângulo desta máquina é, numericamente, inferior ao ângulo no CI. Tomando como base a teoria apresentada no capítulo 3 (Figura 3.3), para elevarmos o ângulo de rotor da máquina 2 será necessário elevarmos a corrente de saída do gerador. Para tanto será elevada a geração de potência ativa da máquina 2, por meio da elevação de seu limite mínimo de potência ativa na restrição do FPO e calculado um novo ponto de operação do sistema.

De acordo com a proposta deste trabalho para alteração dos limites na formulação do FPO, conforme apresentado no capítulo 1, o novo valor de potência mínima na restrição do FPO, para o gerador 2, seria:

$$P_2^{\min} \text{ novo} = \left(P_2^{\min} \text{ antigo} + \frac{P_2^{\max} \text{ original} - P_2^{\min} \text{ original}}{2} \right) = \left(0 + \frac{1.92 - 0}{2} \right) = 0.96 \text{ pu} .$$

Conforme apresentado no capítulo 2, o método primal-dual barreira logarítmica utiliza-se dos parâmetros de barreira para converter restrições de desigualdade em restrições de igualdade. Com isto, utilizando-se este método em particular, podem ocorrer situações em que o ponto de operação não atenda a um ou mais limites de potência, o que aconteceu, neste caso, com a máquina 2.

Para garantir o aumento na geração da máquina 2 optou-se, então, por retirar a máquina da formulação do FPO e manter a geração constante e igual ao novo valor de potência mínima calculado na formulação proposta, ou seja, 0.96pu (96MW). Caso este valor não seja suficiente para garantir a estabilidade do sistema, a geração desta ou de outra máquina, será novamente alterada, mantendo a mesma formulação.

Para que a geração desta máquina não seja alterada durante a execução do FPO, basta alterar o código identificador de “-1” para “1” na entrada de dados.

4.3.3 Execução do FPO para o sistema de 9 barras com elevação da geração da máquina 2

Mantendo fixa a geração do gerador 2, o problema de FPO para o sistema de 9 barras passa a ser da seguinte forma:

$$\text{Minimizar } \sum_{(k,m) \in NL} g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2 V_k V_m \cos \theta_{km})$$

sujeito a: (4.2)

$$\Delta P_k = 0$$

$$\Delta Q_k = 0$$

$$0.9 \leq V_k \leq 1.1$$

$$0.1 \leq P_1 \leq 2.47$$

$$0.25 \leq P_3 \leq 1.28$$

A Tabela 4.5 apresenta a nova solução do FPO.

Tabela 4.5 – Solução do FPO para o sistema de 9 barras com elevação da geração da máquina 2

Barra	Tipo	V(pu)	θ°	P_G (MW)	Q_G (Mvar)	P_C (MW)	Q_C (Mvar)
1	referência	0.9933	0.0	183.7	17.0	0.0	0.0
2	geração	1.0118	-5.7	96.0	10.7	0.0	0.0
3	geração	1.0147	-9.1	38.6	2.4	0.0	0.0
4	carga	0.9892	-6.2	0.0	0.0	0.0	0.0
5	carga	0.9672	-11.2	0.0	0.0	125.0	50.0
6	carga	0.9823	-10.7	0.0	0.0	90.0	30.0
7	carga	1.0069	-9.1	0.0	0.0	0.0	0.0
8	carga	0.9966	-12.0	0.0	0.0	100.0	35.0
9	carga	1.0136	-10.3	0.0	0.0	0.0	0.0

Como pode-se observar na Tabela 4.5, a nova execução do FPO resultou em redução na geração da máquina 1. O FPO efetuou também uma pequena elevação na geração da máquina 3. Ressalta-se que a máquina 2 teve sua geração fixada em 96MW.

A etapa seguinte será repetir a simulação de estabilidade transitória, para avaliar se o sistema é ou não estável.

4.3.4 Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 9 barras com elevação da geração da máquina 2

Considerando o novo ponto de operação definido pelo FPO, foi repetida a simulação de curto-circuito trifásico, na linha de transmissão entre as barras 4 e 5, nas proximidades da barra 4.

Como resultado da simulação de estabilidade transitória obteve-se o comportamento da diferença entre o ângulo de rotor de cada duas máquinas, ou seja, $(\delta_1 - \delta_2)$, $(\delta_1 - \delta_3)$ e $(\delta_2 - \delta_3)$, conforme apresentado na Figura 4.5.

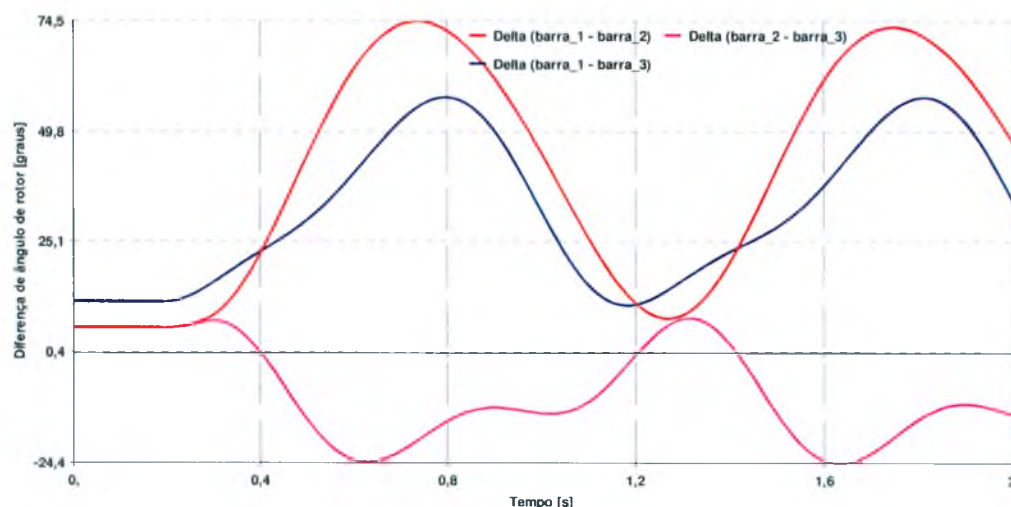


Fig. 4.5 – Comportamento dos ângulos de rotor para o sistema de 9 barras considerando curto-circuito trifásico na linha 4-5, com elevação da geração da máquina 2

Como pode ser observado, no novo ponto de operação definido pelo FPO, os geradores mantêm-se em sincronismo. A diferença de ângulo de rotor não supera, em módulo, o limite de 90 graus estabelecido. Desta forma, pode-se considerar que, para a perturbação aplicada, o novo ponto de operação é seguro.

Assim como efetuado para o ponto de operação anterior, faz-se necessário avaliar se o sistema atende aos critérios de estabilidade para perturbações nas demais linhas de transmissão. Desta forma, foram simulados curtos-circuitos em todas as outras linhas de transmissão do sistema, sendo elas: 4-6, 7-5, 6-9, 7-8 e 8-9. Para todas estas perturbações,

os geradores mantiveram-se em sincronismo e não violaram o limite de 90 graus, em módulo, estabelecido para este trabalho. A título de ilustração apresentam-se, na Figura 4.6, o comportamento da diferença de ângulo de rotor entre as máquinas 1 e 2, para as perturbações descritas.

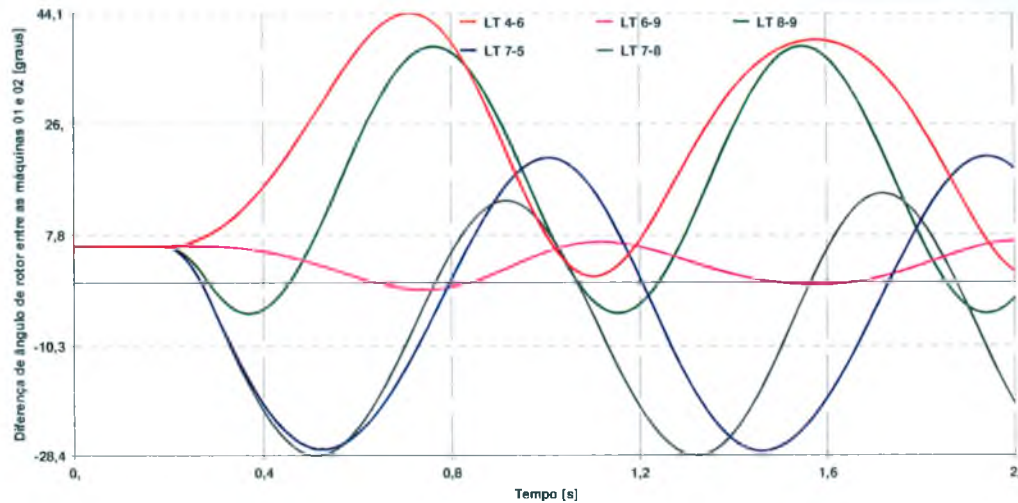


Fig. 4.6 – Comportamento dos ângulos de rotor entre as máquinas 1 e 2 considerando curto-circuito trifásico nas linhas 4-6, 7-5, 6-9, 7-8 e 8-9, com elevação da geração da máquina 2

As simulações efetuadas para o sistema de 9 barras comprovam a eficiência da metodologia adotada, onde foi observado:

- A execução do FPO, observando apenas a capacidade máxima de geração para cada máquina resultou em um ponto de operação inseguro, uma vez que houve perda de sincronismo para o curto-circuito na linha 4-5.
- A monitoração da diferença angular para o CI identificou a necessidade de elevar a geração de potência ativa da máquina 2.
- A execução do FPO, considerando nova restrição de potência ativa para a máquina 2, resultou em um novo ponto de operação, o qual atendeu aos critérios estabelecidos neste trabalho, ou seja, o novo ponto de operação é seguro.

A Tabela 4.6 apresenta os valores de potência ativa gerada por máquina na primeira solução (caso inseguro) e na última solução (caso seguro) do FPO, enquanto a Tabela 4.7 apresenta os valores de perdas elétricas totais na transmissão para estes dois casos.

Tabela 4.6 – Geração no sistema de 9 barras na primeira (insegura) e na última (segura) solução

Gerador	Potência Gerada (MW)	
	Caso inseguro	Caso seguro
1	243.9	183.7
2	39.7	96.0
3	39.3	38.6

Tabela 4.7 – Perdas no sistema de 9 barras na primeira (insegura) e na última (segura) solução

Perdas (MW)	
Caso inseguro	Caso seguro
7.77	3.29

Pela tabela 4.7 observa-se que as perdas no caso denominado como seguro foram menores que no primeiro caso. Este resultado é justificado pela não-linearidade e não-convexidade da função objetivo e das restrições, conforme apresentado no capítulo 2.

4.4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS UTILIZANDO O SISTEMA DE 41 BARRAS

A metodologia apresentada neste trabalho mostrou-se eficiente quando utilizada no sistema fictício de 9 barras. No entanto, para comprovar sua efetividade, faz-se necessária a utilização de sistemas de maior porte. Por este motivo, as avaliações efetuadas para o sistema fictício serão agora repetidas no sistema de 41 barras e 13 geradores, representando a interligação entre as regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste do SEB, conforme Figura 4.7 a seguir.

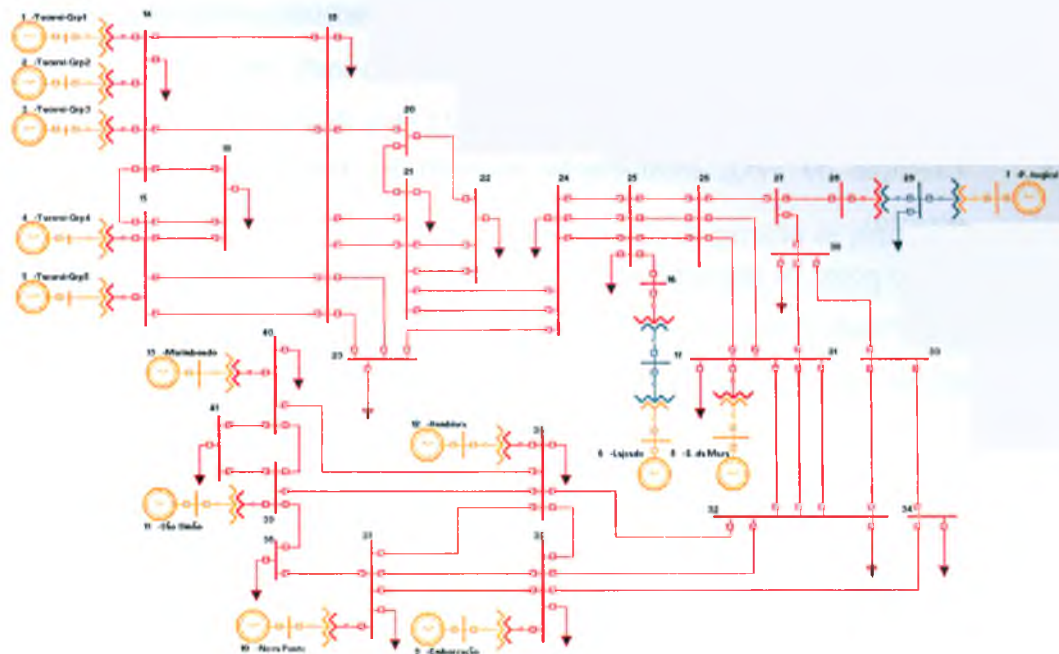


Fig. 4.7 – Sistema equivalente de 41 barras e 13 geradores

Na Tabela 4.8 estão apresentados os dados dos geradores representados no sistema.

Tabela 4.8 – Dados dos geradores para o sistema de 41 barras

Número	Geradores	Potência Nominal [MVA]	Tensão [kV]	x'd [pu]	H [s]
	Nome				
1	Tucuruí – Grupo 1 (Geradores 1, 3, 5, 7 e 9)	1750	13.8	13.998	0.0833
2	Tucuruí – Grupo 2 (Geradores 2 e 6)	700	13.8	9.332	0.1250
3	Tucuruí – Grupo 3 (Geradores 4 e 8)	700	13.8	9.332	0.1250
4	Tucuruí – Grupo 4 (Geradores 13, 15 e 16)	1110	13.8	12.00	0.1000
5	Tucuruí – Grupo 5 (Geradores 14, 17 e 20)	1110	13.8	12.00	0.1000
6	Lajeado	540	13.8	9.192	0.1167
7	Peixe Angical	332	13.8	5.612	0.1750
8	Serra da Mesa	431	15.0	5.500	0.2890
9	Emborcação	1192	16.5	9.444	0.1600
10	Nova Ponte	510	13.8	14.73	0.1000
11	São Simão	1120	16.5	24.91	0.0625
12	Itumbiara	1900	13.8	21.55	0.0520
13	Marimbondo	1488	13.8	40.40	0.0412

Para o sistema de 41 barras e 13 geradores, será novamente utilizada a metodologia desenvolvida neste trabalho, ou seja:

- Execução do FPO, considerando as restrições estáticas (limites de tensão e geração).
- Para o ponto de operação definido pelo FPO, executam-se diversas simulações de estabilidade transitória, verificando se o sistema mantém-se estável e atendendo aos critérios de segurança dinâmica estabelecidos.
- Caso o sistema não atenda aos critérios de estabilidade, as restrições de potência ativa gerada são alteradas no problema do FPO, estabelecendo assim um ponto de operação seguro do ponto de vista dinâmico.

A seguir serão detalhadas cada uma destas etapas.

4.4.1 Solução do sistema de 41 barras pelo fluxo de potência ótimo

O problema de FPO para o sistema de 41 barras será conforme apresentado a seguir:

$$\text{Minimizar } \sum_{(k,m) \in NL} g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2 V_k V_m \cos \theta_{km})$$

sujeito a: (4.3)

$$\Delta P_k = 0$$

$$\Delta Q_k = 0$$

$$0.9 \leq V_k \leq 1.1$$

$$4.7 \leq P_1 \leq 17.50$$

$$4.7 \leq P_2 \leq 7.0$$

$$4.7 \leq P_3 \leq 7.0$$

$$7.05 \leq P_4 \leq 1.11$$

$$7.05 \leq P_5 \leq 1.11$$

$$0.0 \leq P_6 \leq 5.40$$

$$0.0 \leq P_7 \leq 3.32$$

$$1.08 \leq P_8 \leq 4.31$$

$$7.60 \leq P_9 \leq 1.19$$

$$3.30 \leq P_{10} \leq 5.10$$

$$7.20 \leq P_{11} \leq 1.12$$

$$1.00 \leq P_{12} \leq 1.90$$

$$8.80 \leq P_{13} \leq 1.49$$

A função objetivo representa o somatório das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão do sistema. Para a barra de carga, têm-se duas equações de igualdade – que são as equações de balanço da rede (ΔP_k e ΔQ_k).

Para as barras de geração, tem-se a restrição canalizada de geração de potência ativa (P_k), sendo que, o limite máximo considerado refere-se à capacidade nominal de cada gerador. Para limite mínimo foi utilizada a geração mínima de cada usina definida por sua curva de capacidade [ONS, 2009]. Os limites estão apresentados em *p.u.*, na base 100MVA.

Todas as tensões (V_k) são canalizadas, possuindo limite mínimo de 0.9 *p.u.* e máximo de 1.1 *p.u.*, na base de cada nível de tensão do sistema.

A Tabela 4.9 apresenta a solução do FPO.

Tabela 4.9 – Solução do FPO para o sistema de 41 barras

Barra	Tipo	V(pu)	θ°	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _C (MW)	Q _C (Mvar)
1	referência	0.9819	0.0	857.0	-195.7	0.00	0.00
2	geração	0.9886	-1.6	678.9	-176.3	0.00	0.00
3	geração	0.9886	-1.6	678.9	-176.3	0.00	0.00
4	geração	0.9912	0.1	1050.6	-162.7	0.00	0.00
5	geração	0.9603	0.9	1104.8	-353.2	0.00	0.00
6	geração	0.9829	-16.2	15.0	-168.6	0.00	0.00
7	geração	0.9575	-6.0	325.4	-197.8	0.00	0.00
8	geração	1.0020	-15.1	108.2	-186.7	0.00	0.00
9	geração	0.9604	-7.8	846.7	-438.1	0.00	0.00
10	geração	0.9868	-10.1	383.8	150.0	0.00	0.00
11	geração	0.9007	4.8	1116.1	-397.9	0.00	0.00
12	geração	1.0081	1.2	1873.9	194.5	0.00	0.00
13	geração	0.9844	-2.9	880.0	-434.2	0.00	0.00
14	carga	1.0736	-7.6	0.00	0.00	181.00	13.00
15	carga	1.0775	-8.3	0.00	0.00	0.00	0.00
16	carga	1.0932	-16.5	0.00	0.00	0.00	0.00
17	carga	1.0191	-16.4	0.00	0.00	0.00	0.00
18	carga	1.0513	-19.5	0.00	0.00	1853.00	216.00
19	carga	1.0881	-13.0	0.00	0.00	271.00	161.00
20	carga	1.0934	-17.8	0.00	0.00	0.00	0.00
21	carga	1.0914	-17.7	0.00	0.00	203.00	4.00
22	carga	1.0506	-22.9	0.00	0.00	1731.00	94.00
23	carga	1.0918	-13.4	0.00	0.00	102.00	-92.00
24	carga	1.0999	-16.6	0.00	0.00	-36.00	-27.00
25	carga	1.0988	-16.5	0.00	0.00	102.00	-9.00
26	carga	1.0999	-16.4	0.00	0.00	0.00	0.00
27	carga	1.0966	-16.2	0.00	0.00	0.00	0.00
28	carga	1.0907	-15.9	0.00	0.00	0.00	0.00
29	carga	1.0349	-12.5	0.00	0.00	32.00	-8.00
30	carga	1.0942	-16.7	0.00	0.00	300.00	-26.00
31	carga	1.0973	-16.5	0.00	0.00	31.00	100.00
32	carga	1.0918	-16.5	0.00	0.00	780.00	274.00
33	carga	1.0911	-16.2	0.00	0.00	0.00	0.00
34	carga	1.0837	-15.4	0.00	0.00	158.00	-69.00
35	carga	1.0564	-12.4	0.00	0.00	460.00	61.00
36	carga	1.0538	-6.6	0.00	0.00	445.00	-27.00
37	carga	1.0361	-14.0	0.00	0.00	1042.00	-235.00
38	carga	0.9981	-17.6	0.00	0.00	970.00	-9.00
39	carga	0.9985	-2.4	0.00	0.00	0.00	0.00
40	carga	1.0217	-6.9	0.00	0.00	1481.00	-585.00
41	carga	0.9906	-2.4	0.00	0.00	-312.00	169.00

A etapa seguinte será a simulação de estabilidade transitória, para avaliar se o sistema atende aos critérios de estabilidade.

4.4.2 Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras

Dado o sistema de 41 barras, no ponto de operação definido pelo FPO (Tabela 4.9) foi efetuada a simulação de um curto-circuito monofásico, na linha de transmissão entre as barras 19 e 20, nas proximidades da barra 19. O curto-circuito foi aplicado após 200ms de simulação, ou seja, em $t = 0.200s$, e eliminado após 100ms ($t = 0.300s$) pela abertura da linha 19-20. Para representar o curto-circuito monofásico foi inserido um reator de $4.0p.u.$, representando a potência de curto-circuito monofásica do barramento 19 [ONS, 2008].

Para que o ponto de operação seja aprovado, ou seja, considerar que o sistema suporta a perturbação aplicada, novamente deverão ser atendidos os seguintes critérios dinâmicos de segurança:

- Cada um dos geradores deverá manter-se em sincronismo com os demais. Para considerar que o gerador se manteve em sincronismo, a diferença de ângulo de rotor entre este e os demais geradores não poderá apresentar crescimento ininterrupto, ou seja, deverá oscilar em torno de um ponto.
- O módulo da diferença angular máxima entre cada dois geradores não deverá ser superior a 90 graus. Este critério é baseado na teoria de transferência de potência, apresentada no capítulo 3 deste trabalho (ver Figura 3.5 e equação 3.19).

Conforme apresentado no capítulo 3, este trabalho considera o modelo clássico para a máquina síncrona, o qual despreza o efeito do amortecimento. Desta forma, nas situações em que não houver perda de sincronismo, é esperado que os ângulos de rotor apresentem comportamento oscilatório.

Como resultado da simulação de estabilidade transitória foi monitorado o comportamento da diferença entre o ângulo de rotor de cada duas máquinas, ou seja, $(\delta_1 - \delta_2)$, $(\delta_1 - \delta_3)$, ... , $(\delta_1 - \delta_{13})$, $(\delta_2 - \delta_3)$, $(\delta_2 - \delta_4)$, ... , $(\delta_2 - \delta_{13})$, ... , $(\delta_{12} - \delta_{13})$. Dado a grande quantidade de diferenças angulares monitoradas (78) apresentaremos, ao longo deste capítulo, apenas aquelas mais relevantes.

Para a simulação tratada neste item, apresenta-se na Figura 4.8 o comportamento da diferença angular entre as máquinas 1 e 6.

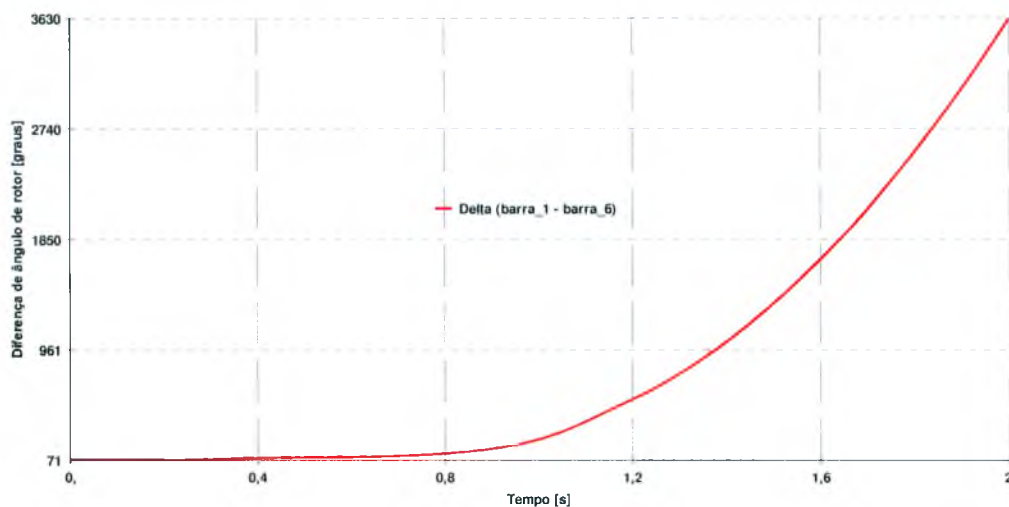


Fig. 4.8 – Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20

Como pode ser observado, para aplicação do curto-circuito na linha 19-20, o gerador 1 perde sincronismo com o gerador 6, o mesmo acontecendo para outros geradores do sistema. Desta forma, o ponto de operação não pode ser considerado como seguro, por não suportar a perturbação simulada.

Para garantir que o sistema seja seguro, a metodologia definida neste trabalho estabelece que as restrições de geração pelas máquinas síncronas devem ser alteradas. Para definir qual gerador será submetido a esta etapa, utilizaremos novamente o conceito do centro de inércia, através do qual observaremos qual gerador está mais afastado do centro de inércia.

A Tabela 4.10 apresenta a diferença angular entre cada gerador e o centro de inércia. Como pode-se observar, o gerador 6 é o mais afastado do CI.

Para que a geração desta máquina não seja alterada durante a execução do FPO, foi alterado o código identificador de “-1” para “1” na entrada de dados.

4.4.3 Execução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 6

Mantendo fixa a geração do gerador 6, o problema de FPO (4.3) para o sistema de 41 barras, será alterado pela exclusão das restrições de potência ativa para o gerador 6.

A Tabela 4.11 apresenta a nova solução do FPO.

Tabela 4.11 – Solução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 6

Barra	Tipo	V(pu)	θ°	P_G (MW)	Q_G (Mvar)	P_C (MW)	Q_C (Mvar)
1	referência	0.9500	0.0	935.4	-271.9	0.00	0.00
2	geração	0.9666	-2.3	700.0	-207.5	0.00	0.00
3	geração	0.9667	-2.3	699.9	-207.0	0.00	0.00
4	geração	0.9980	-0.8	1097.8	-89.1	0.00	0.00
5	geração	0.9980	-0.8	1097.8	-89.1	0.00	0.00
6	geração	0.9564	-13.1	270.0	-170.5	0.00	0.00
7	geração	0.9501	-20.5	-17.1 (*)	-199.9	0.00	0.00
8	geração	0.9733	-14.3	408.8	-189.2	0.00	0.00
9	geração	0.9502	-14.4	681.3	-330.5	0.00	0.00
10	geração	0.9508	-15.9	377.3	74.2	0.00	0.00
11	geração	0.9503	-0.6	1012.6	-24.3	0.00	0.00
12	geração	0.9503	-7.3	1189.2	-222.7	0.00	0.00
13	geração	0.9514	-1.2	1470.0	-491.7	0.00	0.00
14	carga	1.0572	-8.8	0.00	0.00	181.00	13.00
15	carga	1.0743	-9.6	0.00	0.00	0.00	0.00
16	carga	1.0724	-18.5	0.00	0.00	0.00	0.00
17	carga	0.9957	-16.5	0.00	0.00	0.00	0.00
18	carga	1.0423	-20.9	0.00	0.00	1853.00	216.00
19	carga	1.0739	-14.6	0.00	0.00	271.00	161.00
20	carga	1.0763	-19.8	0.00	0.00	0.00	0.00
21	carga	1.0741	-19.8	0.00	0.00	203.00	4.00
22	carga	1.0330	-25.2	0.00	0.00	1731.00	94.00
23	carga	1.0770	-15.2	0.00	0.00	102.00	-92.00
24	carga	1.0812	-18.8	0.00	0.00	-36.00	-27.00
25	carga	1.0787	-19.0	0.00	0.00	102.00	-9.00
26	carga	1.0779	-19.4	0.00	0.00	0.00	0.00
27	carga	1.0739	-19.6	0.00	0.00	0.00	0.00
28	carga	1.0686	-19.6	0.00	0.00	0.00	0.00
29	carga	1.0222	-20.2	0.00	0.00	32.00	-8.00
30	carga	1.0709	-20.0	0.00	0.00	300.00	-26.00
31	carga	1.0734	-19.6	0.00	0.00	31.00	100.00
32	carga	1.0671	-20.3	0.00	0.00	780.00	274.00
33	carga	1.0670	-20.2	0.00	0.00	0.00	0.00
34	carga	1.0607	-20.1	0.00	0.00	158.00	-69.00
35	carga	1.0341	-18.3	0.00	0.00	460.00	61.00
36	carga	1.0205	-12.7	0.00	0.00	445.00	-27.00
37	carga	1.0109	-20.0	0.00	0.00	1042.00	-235.00
38	carga	0.9795	-23.3	0.00	0.00	970.00	-9.00
39	carga	1.0065	-6.7	0.00	0.00	0.00	0.00
40	carga	0.9997	-8.2	0.00	0.00	1481.00	-585.00
41	carga	0.9883	-5.6	0.00	0.00	-312.00	169.00

(*) Observa-se que a geração estabelecida pelo FPO, para a máquina 7, foi inferior ao seu limite mínimo. Isto deve-se à característica do método primal-dual barreira logarítmica,

conforme já mencionado no item 4.3.2. A máquina 7 teve sua geração modificada para 0MW.

A etapa seguinte será repetir a simulação de estabilidade transitória, para avaliar se o sistema é ou não estável.

4.4.4 Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 6

Considerando o novo ponto de operação definido pelo FPO, foi repetida a simulação de curto-circuito monofásico, na linha de transmissão entre as barras 19 e 20, nas proximidades da barra 19.

Para a simulação tratada neste item, apresenta-se na Figura 4.9 o comportamento da diferença angular entre as máquinas 1 e 6.

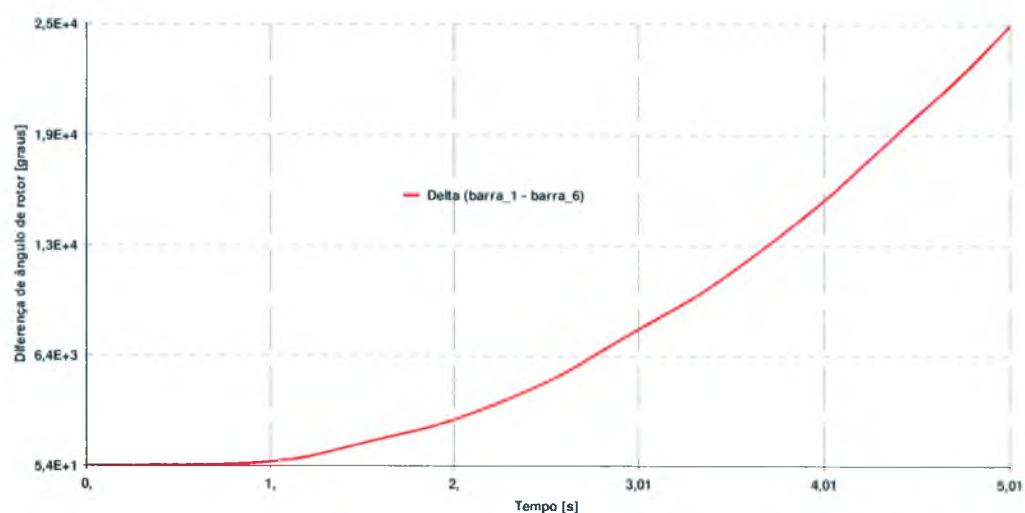


Fig. 4.9 – Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20 e elevação da geração da máquina 6

Como pode ser observado, este novo ponto de operação também não pode ser considerado como seguro, por não suportar a perturbação simulada.

Utilizando novamente a metodologia definida neste trabalho deve-se observar qual gerador está mais afastado do centro de inércia.

A Tabela 4.12 apresenta a diferença angular entre cada gerador e o centro de inércia. Como pode-se observar, o gerador 7 é, agora, o mais afastado do CI.

Tabela 4.12 – Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia com elevação da geração da máquina 6

Ângulo no CI [graus]	Diferença de ângulo entre gerador e CI [graus]				
	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 4	Gerador 5
36.81	27.50	13.22	13.19	12.82	12.82
	Gerador 6	Gerador 7	Gerador 8	Gerador 9	Gerador 10
	-26.13	-60.45	20.19	19.84	-31.62
	Gerador 11	Gerador 12	Gerador 13		
	-1.88	-5.96	2.76		

Assim como efetuado para a máquina 6, para garantir o aumento na geração da máquina 7, optou-se por retirar a máquina da formulação do FPO e manter sua geração constante e igual ao valor calculado na formulação proposta,

$$P_7^{\min} \text{ novo} = \left(P_7^{\min} \text{ antigo} + \frac{P_7^{\max} \text{ original} - P_7^{\min} \text{ original}}{2} \right) = \left(0 + \frac{3.32 - 0}{2} \right) = 1.66 \text{ pu}, \text{ ou seja,}$$

166MW. Caso este valor não seja suficiente para garantir a estabilidade do sistema, a geração desta ou de outra máquina será novamente alterada, mantendo a mesma formulação.

Para que a geração desta máquina não seja alterada durante a execução do FPO, foi alterado o código identificador de “-1” para “1” na entrada de dados.

4.4.5 Execução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração das máquinas 6 e 7

Mantendo fixa a geração dos geradores 6 e 7, o problema de FPO (4.4) para o sistema de 41 barras, será alterado pela exclusão das restrições de potência ativa para o gerador 7.

A Tabela 4.13 apresenta a nova solução do FPO.

Tabela 4.13 – Solução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração das máquinas 6 e 7

Barra	Tipo	V(pu)	θ°	$P_G(\text{MW})$	$Q_G(\text{Mvar})$	$P_C(\text{MW})$	$Q_C(\text{Mvar})$
1	referência	0.9601	0.0	695.4	-320.1	0.00	0.00
2	geração	0.9822	-0.1	698.0	-189.6	0.00	0.00
3	geração	0.9791	-0.1	698.9	-208.5	0.00	0.00
4	geração	0.9896	1.8	1086.5	-191.4	0.00	0.00
5	geração	0.9896	1.8	1086.5	-191.4	0.00	0.00
6	geração	0.9806	-8.8	270.0	-161.3	0.00	0.00
7	geração	0.9784	-9.6	166.0	-187.9	0.00	0.00
8	geração	1.0014	-13.6	82.0	-176.7	0.00	0.00
9	geração	0.9620	-6.8	649.9	-360.8	0.00	0.00
10	geração	0.9771	-6.6	480.7	147.5	0.00	0.00
11	geração	0.9604	7.4	1082.5	-30.6	0.00	0.00
12	geração	0.9600	4.2	1786.9	-171.2	0.00	0.00
13	geração	0.9601	3.3	1134.8	-555.7	0.00	0.00
14	carga	1.0697	-6.4	0.00	0.00	181.00	13.00
15	carga	1.0810	-6.9	0.00	0.00	0.00	0.00
16	carga	1.0926	-13.9	0.00	0.00	0.00	0.00
17	carga	1.0169	-12.0	0.00	0.00	0.00	0.00
18	carga	1.0523	-18.1	0.00	0.00	1853.00	216.00
19	carga	1.0884	-11.4	0.00	0.00	271.00	161.00
20	carga	1.0933	-16.0	0.00	0.00	0.00	0.00
21	carga	1.0912	-15.9	0.00	0.00	203.00	4.00
22	carga	1.0504	-21.1	0.00	0.00	1731.00	94.00
23	carga	1.0920	-11.8	0.00	0.00	102.00	-92.00
24	carga	1.0997	-14.6	0.00	0.00	-36.00	-27.00
25	carga	1.0984	-14.4	0.00	0.00	102.00	-9.00
26	carga	1.0987	-14.5	0.00	0.00	0.00	0.00
27	carga	1.0954	-14.5	0.00	0.00	0.00	0.00
28	carga	1.0905	-14.3	0.00	0.00	0.00	0.00
29	carga	1.0458	-12.8	0.00	0.00	32.00	-8.00
30	carga	1.0916	-14.8	0.00	0.00	300.00	-26.00
31	carga	1.0942	-14.6	0.00	0.00	31.00	100.00
32	carga	1.0864	-14.5	0.00	0.00	780.00	274.00
33	carga	1.0864	-14.3	0.00	0.00	0.00	0.00
34	carga	1.0779	-13.5	0.00	0.00	158.00	-69.00
35	carga	1.0489	-10.4	0.00	0.00	460.00	61.00
36	carga	1.0318	-3.7	0.00	0.00	445.00	-27.00
37	carga	1.0273	-11.5	0.00	0.00	1042.00	-235.00
38	carga	0.9955	-14.8	0.00	0.00	970.00	-9.00
39	carga	1.0184	1.1	0.00	0.00	0.00	0.00
40	carga	1.0102	-2.0	0.00	0.00	1481.00	-585.00
41	carga	0.9995	1.5	0.00	0.00	-312.00	169.00

A etapa seguinte será repetir novamente a simulação de estabilidade transitória, para avaliar se o sistema é ou não estável.

4.4.6 Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras com elevação da geração das máquinas 6 e 7

Considerando o novo ponto de operação definido pelo FPO, foi repetida a simulação de curto-circuito monofásico, na linha de transmissão entre as barras 19 e 20, nas proximidades da barra 19.

Para a simulação tratada neste item, apresenta-se na Figura 4.10 o comportamento da diferença angular entre as máquinas 1 e 6.

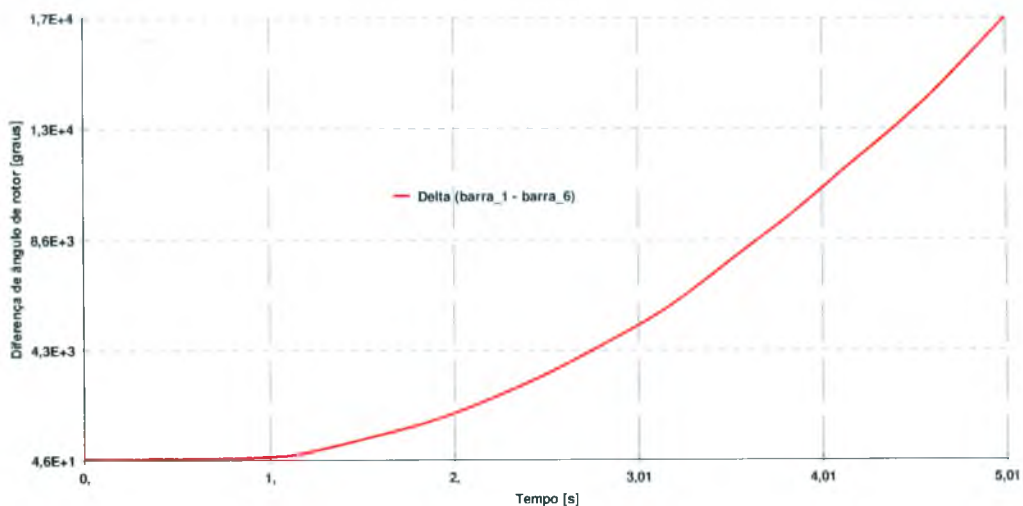


Fig. 4.10 – Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20 e elevação da geração das máquinas 6 e 7

Como pode ser observado, este novo ponto de operação também não pode ser considerado como seguro, por não suportar, novamente, a perturbação simulada.

Pela metodologia apresentada, deve-se observar novamente a diferença de ângulo de rotor de cada máquina para o centro de inércia, conforme apresentado na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia com elevação de geração das máquinas 6 e 7

Ângulo no CI [graus]	Diferença de ângulo entre gerador e CI [graus]				
	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 4	Gerador 5
42.06	16.96	7.98	9.23	13.84	13.84
	Gerador 6	Gerador 7	Gerador 8	Gerador 9	Gerador 10
	-28.66	-26.82	-19.93	22.60	-25.07
	Gerador 11	Gerador 12	Gerador 13		
	2.22	10.28	-4.79		

Da Tabela 4.14 observa-se que o gerador 6 apresenta novamente a maior diferença de ângulo de rotor para o centro de inércia.

Novamente, para garantir o aumento na geração da máquina 6, sua geração será mantida constante e igual ao valor calculado na formulação proposta,

$$P_6^{\min} \text{ novo} = \left(P_6^{\min} \text{ antigo} + \frac{P_6^{\max} \text{ original} - P_6^{\min} \text{ original}}{2} \right) = \left(2.70 + \frac{5.40 - 0}{2} \right) = 5.40 \text{ pu}, \quad \text{ou}$$

seja, 540MW. Caso este valor não seja suficiente para garantir a estabilidade do sistema, a geração de outra máquina, será novamente alterada, mantendo a mesma formulação.

4.4.7 Execução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6

A Tabela 4.15 apresenta a nova solução do FPO, considerando a elevação de geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6.

Tabela 4.15 – Solução do FPO para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6

Barra	Tipo	V(pu)	θ°	P_G (MW)	Q_G (Mvar)	P_C (MW)	Q_C (Mvar)
1	referência	0.9517	0.0	1173.2	-190.0	0.00	0.00
2	geração	0.9680	-5.3	623.6	-175.9	0.00	0.00
3	geração	0.9770	-4.7	698.9	-114.1	0.00	0.00
4	geração	0.9505	-6.9	712.8	-336.1	0.00	0.00
5	geração	0.9505	-6.9	712.8	-336.1	0.00	0.00
6	geração	0.9998	-6.6	540.0	-70.7	0.00	0.00
7	geração	0.9935	-12.9	166.0	-168.1	0.00	0.00
8	geração	1.0014	-16.7	90.5	-188.4	0.00	0.00
9	geração	1.0241	-10.0	658.4	78.1	0.00	0.00
10	geração	0.9500	-9.4	467.6	-41.4	0.00	0.00
11	geração	0.9505	5.1	1071.9	-64.3	0.00	0.00
12	geração	0.9501	1.7	1799.7	-275.5	0.00	0.00
13	geração	0.9518	1.6	1204.2	-561.0	0.00	0.00
14	carga	1.0519	-11.1	0.00	0.00	181.00	13.00
15	carga	1.0572	-13.0	0.00	0.00	0.00	0.00
16	carga	1.0920	-16.8	0.00	0.00	0.00	0.00
17	carga	1.0211	-13.0	0.00	0.00	0.00	0.00
18	carga	1.0272	-24.2	0.00	0.00	1853.00	216.00
19	carga	1.0735	-16.3	0.00	0.00	271.00	161.00
20	carga	1.0819	-20.5	0.00	0.00	0.00	0.00
21	carga	1.0807	-20.2	0.00	0.00	203.00	4.00
22	carga	1.0393	-25.6	0.00	0.00	1731.00	94.00
23	carga	1.0780	-16.6	0.00	0.00	102.00	-92.00
24	carga	1.0938	-18.5	0.00	0.00	-36.00	-27.00
25	carga	1.0965	-17.8	0.00	0.00	102.00	-9.00
26	carga	1.0991	-17.8	0.00	0.00	0.00	0.00
27	carga	1.0968	-17.7	0.00	0.00	0.00	0.00
28	carga	1.0924	-17.6	0.00	0.00	0.00	0.00
29	carga	1.0531	-16.1	0.00	0.00	32.00	-8.00
30	carga	1.0946	-18.0	0.00	0.00	300.00	-26.00
31	carga	1.0970	-17.8	0.00	0.00	31.00	100.00
32	carga	1.0914	-17.7	0.00	0.00	780.00	274.00
33	carga	1.0928	-17.4	0.00	0.00	0.00	0.00
34	carga	1.0897	-16.5	0.00	0.00	158.00	-69.00
35	carga	1.0701	-13.3	0.00	0.00	460.00	61.00
36	carga	1.0303	-6.3	0.00	0.00	445.00	-27.00
37	carga	1.0332	-14.3	0.00	0.00	1042.00	-235.00
38	carga	0.9982	-17.5	0.00	0.00	970.00	-9.00
39	carga	1.0116	-1.3	0.00	0.00	0.00	0.00
40	carga	1.0034	-4.1	0.00	0.00	1481.00	-585.00
41	carga	0.9927	-0.7	0.00	0.00	-312.00	169.00

A etapa seguinte será repetir novamente a simulação de estabilidade transitória, para avaliar a estabilidade do sistema.

4.4.8 Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras com elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6

Considerando o novo ponto de operação definido pelo FPO, foi repetida a simulação de curto-circuito monofásico, na linha de transmissão entre as barras 19 e 20, nas proximidades da barra 19.

Para a simulação tratada neste item, apresenta-se na Figura 4.11 o comportamento da diferença angular entre as máquinas 1 e 6.

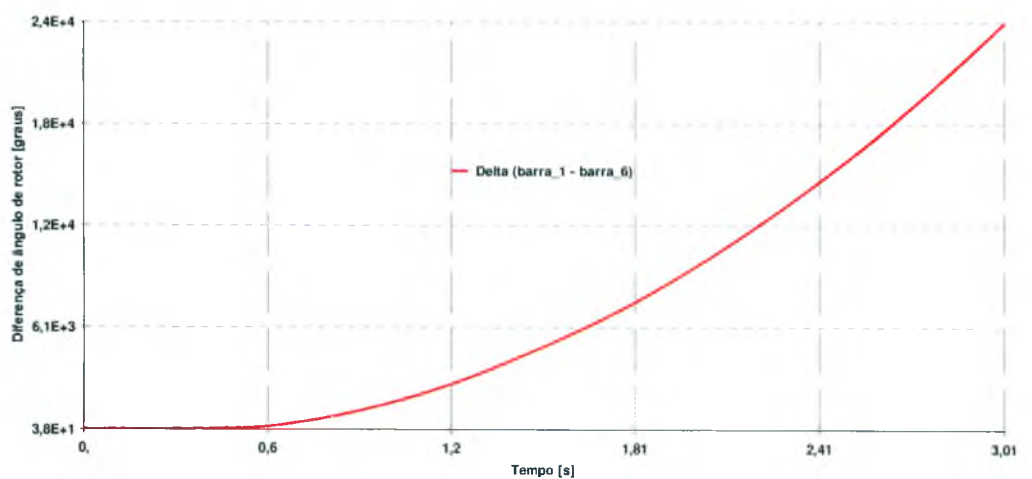


Fig. 4.11 – Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20, elevação da geração da máquina 7 e geração máxima na máquina 6

Como pode ser observado, este novo ponto de operação também não pode ser considerado como seguro, por não suportar, novamente, a perturbação simulada.

Pela metodologia apresentada, deve-se observar novamente a diferença de ângulo de rotor de cada máquina para o centro de inércia, conforme apresentado na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 – Diferença de ângulo de rotor entre os geradores e o centro de inércia com elevação da geração na máquina 7 e geração máxima na máquina 6

Ângulo no CI [graus]	Diferença de ângulo entre gerador e CI [graus]				
	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 4	Gerador 5
39.11	26.39	2.97	3.31	5.43	5.43
	Gerador 6	Gerador 7	Gerador 8	Gerador 9	Gerador 10
	-11.26	-29.31	-26.05	-7.16	-20.02
	Gerador 11	Gerador 12	Gerador 13		
	3.82	13.53	-1.19		

Da Tabela 4.16 observa-se que o gerador 7 apresenta novamente a maior diferença de ângulo de rotor para o centro de inércia.

Novamente, para garantir o aumento na geração da máquina 7, sua geração será mantida constante e igual ao valor calculado na formulação proposta,

$$P_7^{\min} \text{ novo} = \left(P_7^{\min} \text{ antigo} + \frac{P_7^{\max} \text{ original} - P_7^{\min} \text{ original}}{2} \right) = \left(1.66 + \frac{3.32 - 0}{2} \right) = 3.32 \text{ pu}, \quad \text{ou}$$

seja, 332MW. Caso este valor não seja suficiente para garantir a estabilidade do sistema, a geração desta ou de outra máquina, será novamente alterada, mantendo a mesma formulação.

4.4.9 Execução do FPO para o sistema de 41 barras com geração máxima nas máquinas 6 e 7

A Tabela 4.17 apresenta a nova solução do FPO, considerando geração máxima nas máquinas 6 e 7.

Tabela 4.17 – Solução do FPO para o sistema de 41 barras com geração máxima nas máquinas 6 e 7

Barra	Tipo	V(pu)	θ°	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _C (MW)	Q _C (Mvar)
1	referência	0.9505	0.0	508.5	-394.6	0.00	0.00
2	geração	0.9796	1.6	699.8	-207.1	0.00	0.00
3	geração	0.9830	1.5	695.9	-186.9	0.00	0.00
4	geração	0.9870	-0.2	706.4	-270.0	0.00	0.00
5	geração	0.9870	-0.2	706.8	-270.0	0.00	0.00
6	geração	1.0141	4.5	540.0	-38.6	0.00	0.00
7	geração	0.9831	4.7	332.0	-157.5	0.00	0.00
8	geração	0.9968	-0.9	315.4	-171.0	0.00	0.00
9	geração	0.9513	4.7	591.9	-322.3	0.00	0.00
10	geração	0.9510	6.0	495.5	93.1	0.00	0.00
11	geração	0.9501	22.7	1130.0	15.9	0.00	0.00
12	geração	0.9504	17.4	1766.3	-105.6	0.00	0.00
13	geração	0.9501	20.9	1442.6	-483.2	0.00	0.00
14	carga	1.0700	-4.7	0.00	0.00	181.00	13.00
15	carga	1.0829	-5.9	0.00	0.00	0.00	0.00
16	carga	1.0949	-5.5	0.00	0.00	0.00	0.00
17	carga	1.0283	-1.8	0.00	0.00	0.00	0.00
18	carga	1.0538	-16.8	0.00	0.00	1853.00	216.00
19	carga	1.0913	-8.0	0.00	0.00	271.00	161.00
20	carga	1.0942	-11.2	0.00	0.00	0.00	0.00
21	carga	1.0908	-10.7	0.00	0.00	203.00	4.00
22	carga	1.0504	-16.1	0.00	0.00	1731.00	94.00
23	carga	1.0943	-8.1	0.00	0.00	102.00	-92.00
24	carga	1.1000	-8.1	0.00	0.00	-36.00	-27.00
25	carga	1.0980	-6.5	0.00	0.00	102.00	-9.00
26	carga	1.0976	-5.7	0.00	0.00	0.00	0.00
27	carga	1.0943	-5.4	0.00	0.00	0.00	0.00
28	carga	1.0894	-5.0	0.00	0.00	0.00	0.00
29	carga	1.0444	-1.6	0.00	0.00	32.00	-8.00
30	carga	1.0887	-5.2	0.00	0.00	300.00	-26.00
31	carga	1.0907	-4.8	0.00	0.00	31.00	100.00
32	carga	1.0798	-4.3	0.00	0.00	780.00	274.00
33	carga	1.0798	-4.1	0.00	0.00	0.00	0.00
34	carga	1.0676	-2.7	0.00	0.00	158.00	-69.00
35	carga	1.0339	1.4	0.00	0.00	460.00	61.00
36	carga	1.0167	9.4	0.00	0.00	445.00	-27.00
37	carga	1.0093	0.7	0.00	0.00	1042.00	-235.00
38	carga	0.9761	-2.3	0.00	0.00	970.00	-9.00
39	carga	1.0035	15.9	0.00	0.00	0.00	0.00
40	carga	0.9975	14.0	0.00	0.00	1481.00	-585.00
41	carga	0.9855	16.8	0.00	0.00	-312.00	169.00

A etapa seguinte será repetir novamente a simulação de estabilidade transitória, para avaliar a estabilidade do sistema.

4.4.10 Simulação de estabilidade transitória para o sistema de 41 barras com geração máxima nas máquinas 6 e 7

Considerando o novo ponto de operação definido pelo FPO, foi repetida a simulação de curto-circuito monofásico, na linha de transmissão entre as barras 19 e 20, nas proximidades da barra 19.

Para a simulação tratada neste item, apresenta-se na Figura 4.12 o comportamento da diferença angular entre as máquinas 1 e 6 e entre as máquinas 1 e 10.

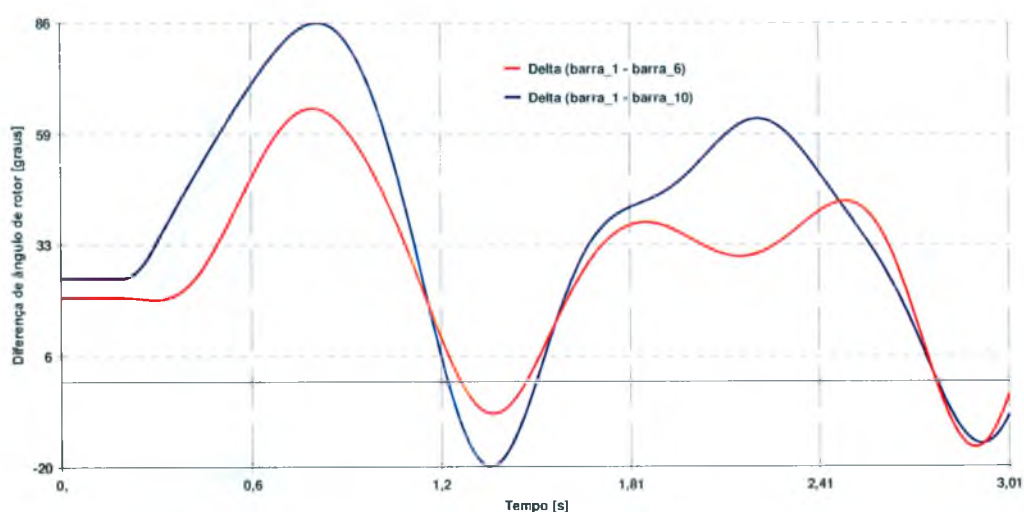


Fig. 4.12 – Diferença angular entre as máquinas 1 e 6 e entre as máquinas 1 e 10 considerando curto-circuito monofásico na linha 19-20 e geração máxima nas máquinas 6 e

7

Como pode ser observado, no novo ponto de operação definido pelo FPO, os geradores mantêm-se em sincronismo. A diferença de ângulo de rotor não supera, em módulo, o limite de 90 graus estabelecido. Cumpre destacar que as diferenças angulares entre os demais geradores mantiveram-se dentro dos critérios de segurança.

Desta forma, pode-se considerar que, para a perturbação aplicada, o novo ponto de operação é seguro.

Faz-se necessário, então, avaliar se o sistema atende aos critérios de estabilidade para perturbações nas demais linhas de transmissão. Desta forma, foram simulados curtos-circuitos em outras linhas de transmissão do sistema, sendo elas: 20-22, 23-24, 27-30, 32-36, 35-36, 36-37 e 38-39. Para todas estas perturbações, os geradores mantiveram-se em sincronismo e não violaram o limite de 90 graus, em módulo, estabelecido para este trabalho. A título de ilustração apresentam-se, na Figura 4.13, o comportamento da diferença de ângulo de rotor entre as máquinas 1 e 10 para as perturbações descritas.

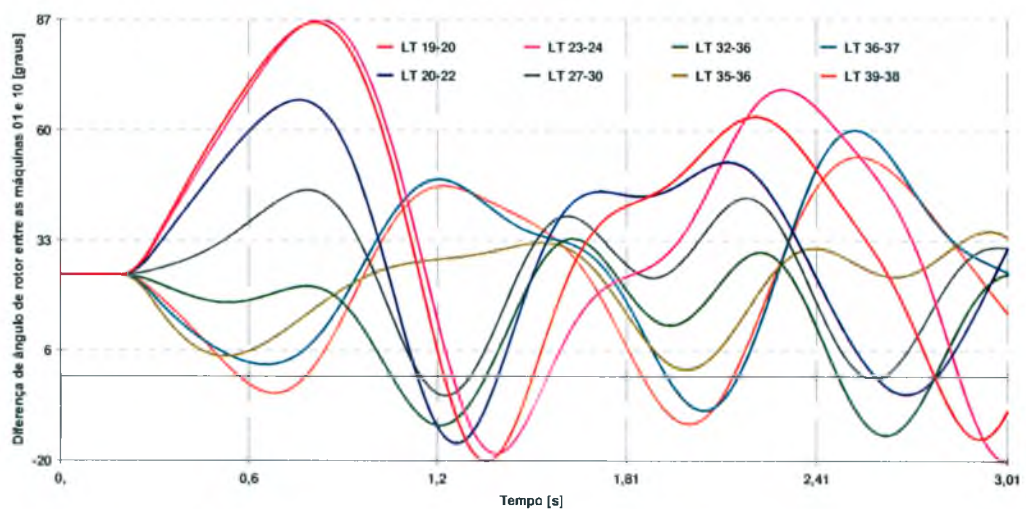


Fig. 4.13 – Comportamento dos ângulos de rotor entre as máquinas 1 e 10 considerando curto-circuito monofásico nas linhas 20-22, 23-24, 27-30, 32-36, 35-36, 36-37 e 38-39 e geração máxima nas máquinas 6 e 7

Em função da maior complexidade do sistema de 41 barras, quando comparado com o sistema de 9 barras, a metodologia aplicada exigiu um maior número de simulações, onde cada etapa foi executada cinco vezes até que fosse encontrado o ponto de operação considerado como seguro.

Ainda assim, as simulações efetuadas para o sistema de 41 barras comprovam a eficiência da metodologia adotada, onde novamente foi observado:

- A execução do FPO, observando apenas a capacidade máxima de geração para cada máquina resultou em um ponto de operação inseguro, uma vez que houve perda de sincronismo para o curto-circuito na linha 19-20.

- A monitoração da diferença angular para o CI identificou a necessidade de elevar a geração de potência ativa das máquinas 6 e 7.
- A execução do FPO, considerando nova restrição de potência ativa para as máquinas 6 e 7, resultou em um novo ponto de operação, o qual atendeu aos critérios estabelecidos neste trabalho, ou seja, o novo ponto de operação é seguro.

A Tabela 4.18 apresenta os valores de potência ativa gerada por máquina na primeira solução (caso inseguro) e na última solução (caso seguro) do FPO, enquanto a Tabela 4.19 apresenta os valores de perdas elétricas totais na transmissão para estes dois casos.

Tabela 4.18 – Geração no sistema de 41 barras na primeira (insegura) e na última (segura) solução

Gerador	Potência Gerada (MW)	
	Caso inseguro	Caso seguro
1	857.0	508.5
2	678.9	699.8
3	678.9	695.9
4	1050.6	706.4
5	1104.8	706.8
6	15.0	540.0
7	325.4	330.0
8	108.2	315.4
9	846.7	591.9
10	383.8	495.5
11	1116.1	1130.0
12	1873.9	1766.3
13	880.0	1442.6

Tabela 4.19 – Perdas no sistema de 41 barras na primeira (insegura) e na última (segura) solução

Perdas (MW)	
Caso inseguro	Caso seguro
125.85	135.22

Pela tabela 4.19 observa-se que foi possível garantir um ponto de operação seguro com pequeno incremento nas perdas totais.

Apesar das simplificações intrínsecas ao modelo clássico para representação da máquina síncrona, sua utilização permite avaliar, satisfatoriamente, o comportamento do sistema no problema de estabilidade transitória.

Capítulo 5 CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 CONCLUSÕES GERAIS

Esta dissertação apresentou uma metodologia para associação de estudos de estabilidade transitória angular aos estudos de fluxo de potência ótimo. O estudo foi aplicado a dois sistemas distintos: Um sistema de 9 barras e 3 geradores, clássico em estudos de estabilidade, apresentado na bibliografia [Anderson, 2003] e um sistema de 41 barras e 13 geradores, representando a interligação em 500kV entre as regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste do Sistema Elétrico Brasileiro, construído a partir de dados reais do sistema.

Com a evolução do problema de FPO, alguns autores incluíram restrições de segurança dinâmica à formulação do FPO, a exemplo da máxima abertura angular entre máquinas e o centro de inércia do sistema, para garantir que o ponto de operação definido pelo FPO seja seguro diante de perturbações no sistema. Neste trabalho optou-se por acompanhar o comportamento da diferença angular entre pares de máquinas, observando se os critérios de segurança dinâmica estabelecidos seriam violados.

Um dos problemas na associação de estudos de estabilidade transitória aos estudos de FPO é a definição do melhor despacho de potência ativa que atenda às restrições estáticas e dinâmicas. Neste trabalho foi apresentada a metodologia de utilização do centro de inércia para definir os geradores candidatos a terem sua geração de potência ativa alterada. Monitorando a diferença angular entre cada gerador e o centro de inércia, ainda na condição de pré-perturbação, ou seja, no ponto de operação definido pelo FPO, pode-se observar quais geradores estão “mais afastados” do centro de inércia, sendo aqueles com maior defasagem angular.

Ao executar as simulações de estabilidade transitória foi possível observar que, via de regra, a perda de sincronismo envolveu os geradores com maior defasagem angular para o centro de inércia. De acordo com a metodologia proposta, estes geradores tiveram sua geração alterada, no sentido de aproximá-los do centro de inércia. Em seguida foi repetida a análise, incluindo nova execução do FPO e, para este novo ponto de operação, nova execução das simulações de estabilidade transitória.

Com a utilização desta metodologia foi possível encontrar um ponto de operação definido pelo FPO que suportasse, sem violação dos critérios de segurança, as perturbações aplicadas na simulação de estabilidade transitória. Para o sistema de 9 barras, foram necessários dois ciclos envolvendo FPO e estabilidade transitória. Para o sistema de 41 barras este ciclo foi executado cinco vezes, dada a maior complexidade do sistema.

Com os resultados obtidos conclui-se pela eficácia da metodologia proposta, através da qual foi possível identificar facilmente os geradores que deveriam ter sua geração alterada de forma a garantir um ponto de operação que atendesse a função objetivo e restrições estáticas do FPO, bem como os critérios de segurança definidos para a simulação de estabilidade transitória.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os problemas de FPO e de estabilidade transitória vêm sendo estudados em larga escala, por diversos autores, podendo ser encontradas diversas contribuições para evolução do assunto. Exemplo destas contribuições, a metodologia apresentada nesta dissertação não esgota a possibilidade de evolução do tema.

Por se tratar de programas distintos, as alterações no programa de FPO, da geração de potência ativa dos geradores identificados pela simulação de estabilidade transitória, foram efetuadas de forma manual. Para evolução do tema, considera-se importante a fusão das ferramentas de FPO e estabilidade transitória em uma única ferramenta, a qual possibilite, de forma automática, a identificação do atendimento aos critérios de segurança, os geradores candidatos a terem sua geração alterada e a implementação desta alteração no problema de FPO, repetindo o processo até que se encontre o ponto de operação seguro, isto facilitado pela metodologia de seleção dos geradores, desenvolvida neste trabalho.

Outro avanço está na própria representação da máquina síncrona e na relação custo x benefício de se detalhar melhor a máquina. Alguns autores consideram que a representação do fluxo no enrolamento de campo proporciona uma melhor avaliação do fenômeno de estabilidade. Comprovou-se neste trabalho que o modelo clássico apresenta facilidade de uso e garante resultados satisfatórios para as análises propostas.

Quanto à ferramenta de FPO utilizada, é interessante repetir o problema com a utilização de outros métodos, avaliando os resultados obtidos no FPO, em função da não-linearidade e não-convexidade do problema. Sugere-se ainda avaliar, em outros métodos, o comportamento das variáveis frente às restrições estabelecidas, face ao comportamento verificado no método primal-dual barreira logarítmica, pelo qual algumas restrições de desigualdade não foram atendidas.

Referências Bibliográficas

- [Alam, 2006]. A. Alam e E. B. Makram, “Transient Stability Constrained Optimal Power Flow”, *Power Engineering Society General Meeting*, 2006. IEEE.
- [Mota, 2006]. W. S. Mota, *Simulação de Transitórios Eletromecânicos em Sistemas de Potência*, 1ª.edição. Campina Grande: EPGRAF, 2006, p. 1-22.
- [Hakim, 2009]. L. Hakim, J. Kubokawa, Y. Yuan, T. Mitani, Y. Zoka, N. Yorino, Y. Niwa, K. Shimomura e A. Takeuchi, “A Study on the Effect of Generation shedding to Total Transfer Capability by Means of Transient Stability Constrained Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, no. 1, 2009.
- [Gan, 2000]. D. Gan, R. J. Thoms, R. D. Zimmerman, “Stability-Constrained Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.15, no. 2, 2000.
- [Valenzuela, 2004]. J. Valenzuela, S. Mark. Halpin, C. S. Park, “Including Stability Constraints in Optimal Dispatch Algorithms”, *Power Systems Conference and Exposition, 2004*. vol. 2, pp. 971-976, Oct. 2004.
- [Scala, 1998]. M. La Scala, M. Trovato, C. Antonelli, “On-line dynamic preventive control: An algorithm for transient security dispatch,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 601–610, May 1998.
- [Gan, 1998]. D. Gan, R. J. Thomas, R. D. Zimmerman, “A transient stability constrained optimal power flow,” *Proc. Bulk Power System Dynamics and Control IV—Restructuring*, Santorini, Greece, Aug. 24–28, 1998.
- [Tuglie, 2000]. E. De Tuglie, M. Dicorato, M. La Scala, P. Scarpellini, “A static optimization approach to assess dynamic available transfer capability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 3, pp. 1069–1076, Aug. 2000.

- [Monteiro, 2009]. P. A. G. Monteiro, “Identificação de modos dominantes em um sistema elétrico de potência de grande porte considerando informações de locais que simulam unidades de medição fasorial”. Dissertação de mestrado, UnB - Brasília, 2009.
- [Haque, 1988]. M. H. Haque, A. H. M. A. Rahim, “An efficient method of identifying coherent generators using Taylor series expansion”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, pp. 1112-1118, Aug. 1988.
- [Fontoura, 2006]. R. M. Fontoura, “Inclusão de restrições dinâmicas na análise de fluxo de potência ótimo”. Dissertação de mestrado, UFJF – Juiz de Fora, 2006.
- [Yuan, 2003]. Y. Yuan, J. Kubokawa, H. Sasaki, “A solution of optimal power flow with multicontingency transient stability constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, Aug. 2003.
- [Gan, 2003]. D. Gan, D. Chattopadhyay, X. Luo, “Stability constraints OPF: New results”, *System Theory, Proceedings of the 35th Southestern Symposium*, 16-18, Mar. 2003.
- [Bruno, 2002]. S. Bruno, E. De Tuglie, and M. La Scala, “Transient security dispatch for the concurrent optimization of plural postulated contingencies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 707–714, Aug. 2002.
- [Anderson, 2003]. P. M. Anderson, A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 2a. edição, *IEEE Power Engineering Series*, p. 13-45, 2003.
- [Souza, 2005]. A. M. Souza. “Estudos de Casos em Sistemas de Energia Elétrica por meio do Fluxo de Potência Ótimo e da Análise de Sensibilidade”. São Carlos, SP. Tese de Doutorado, 2005.
- [Stott, 1980]. B. Stott, O. Alsac, J. L. Marinho. The Optimal Power Problem. *In Electric Power Problems: The Mathematical Challenge*, A.M.Erisman et Al (editors). SIAM, p. 327-351, 1980.
- [Momoh, 1994]. J. A. Momoh, S. X. Guo, E. C. Ogbuobiri, R. Adapa. “The Quadratic Interior Point Method Solving Power System Optimization Problems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 3, p. 1327-1336, Aug. 1994.

- [Frisch, 1955]. K. R. Frisch, K.R.. The Logarithmic Potential Method of Convex Programming, Memorandum, University Institute of Economics, Oslo, Norway, 1955.
- [Momoh, 1950]. J. A. Momoh, Electric Power System Applications of Optimization, 2a. edição, p. 234, 1950.
- [Geidl, 2007]. M. Geidl. “Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems”. ETH Zurich. Tese de Doutorado, 2007.
- [Mata, 2005]. C. G. Mata, “Uma contribuição na análise da estabilidade transitória dos sistemas elétricos de distribuição na presença de geração distribuída”. Dissertação de mestrado, UFJF – Juiz de Fora, 2005.
- [Kundur, 1994]. Kundur; P. Power System Stability and Control. Power System Engineering. Mc-Graw Hill, 1994.
- [Ferreira, 1995]. C. M. B. M. Ferreira, “Análise de estabilidade transitória de um sistema de energia elétrica – Método das áreas iguais generalizado”. Dissertação de mestrado, FEUP – Porto, 1995.
- [Stagg, 1968]. G. W. Stagg, A. H. El-Abiad, Computer methods in power system analysis. Mc-Graw Hill, 1968.
- [Chattopadhyay, 2000]. D. Chattopadhyay, D. Gan , “Dispatch optimization incorporating transient and voltage stability constraints,” in Proc. 2000 *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 516-521.
- [Stevenson, 1986]. W. D. Stevenson. Elements of Power system analysis. McGraw-Hill, 1986.
- [Silva, 2005]. R. M. Silva, A. L. Araujo. Jr. “Efeito da modelagem dinâmica de sistemas de distribuição para estudos em sistemas de transmissão”. *XI ERIAC - Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ*, 22 a 26 de maio de 2005.
- [Cepel, 2009]. CEPTEL. *PlotCepel: Programa de plotagem gráfica*. V4.7.1 edition, 2009.
- [Neto, 2009]. C. A. S. Neto, M. T. Schilling, J. C. S. Souza, “Melhorando a segurança de sistemas de potência com a utilização de metaheurísticas”. *VIII CLAGTEE – Congresso*

Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 18 a 22 de outubro de 2009.

[Cepel, 2009a]. CEPEL. *Anarede: Programa de análise de redes*. V9.5.2 edition, 2009.

[ONS, 2009]. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Dados de máquinas síncronas para estudos de transitórios eletromecânicos – Junho 2009.

[ONS, 2008]. Operador Nacional do Sistema Elétrico. ONS RE-3/134/2008 – Reatores equivalentes nas barras do SIN para simulação de curto circuito monofásico em estudos de transitórios eletromecânicos – Dezembro 2008/2010. Agosto 2008.