

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



<Análise da Estabilidade de um Sistema Elétrico de Energia>

Pedro Tavares

VERSÃO DE TRABALHO

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

<Junho 2018>

Resumo

A estabilidade transitória de sistemas elétricos de energia é considerada um problema extremamente complexo e de análise bastante difícil. Este tipo de estudo assume-se fundamental para a análise das características de uma rede, sendo imprescindível para simulação em tempo real e planeamento da operação da rede.

Nesta medida, a presente dissertação tem como principal foco o estudo e análise da estabilidade transitória de uma rede elétrica. É realizada uma análise do problema da estabilidade de um sistema elétrico de energia, com especial relevância para a análise da estabilidade transitória, a qual envolve a capacidade do sistema de permanecer em equilíbrio perante contingências.

Este trabalho baseia-se na análise do comportamento de um sistema elétrico nos primeiros segundos após a ocorrência de uma perturbação na rede, com recurso ao software PSS/E 34 e tendo por base a rede IEEE 14 barramentos. Foram simulados defeitos tanto em linhas junto aos geradores como noutras mais afastadas, considerando ainda diferentes tempos de atuação das proteções. Ao realizar estas simulações pretende-se conhecer os parâmetros que influenciam a evolução ao longo do tempo dos ângulos rotóricos das máquinas e da tensão dos barramentos. Só assim, é possível analisar a estabilidade ou não do sistema para aquele defeito e obter o tempo crítico de atuação das proteções.

Palavras-chave: atuação das proteções, dinâmica, estabilidade transitória, perturbação, simulação, sistema elétrico, tempo crítico.

Abstract

The transient stability of electrical energy systems is a very complex problem and difficult to analyze. This type of study is extremely important for the analysis of the characteristics of a network and is fundamental for real-time simulation and planning of network operation.

To this extent, the main objective of this dissertation is the study and analysis of the transient stability of a power grid. An analysis of the problem of the stability of an electric energy system is made, with special relevance for the analysis of the transient stability, which involves the capacity of the system to remain in balance before contingencies.

This work is based on the analysis of the behavior of an electrical system in the first seconds after the occurrence of a disturbance using the PSS / E software 34. For the simulations was used the IEEE 14 bus network. Defects were simulated in lines near and far away of the generators. Different times of operation of the protections were used too. In carrying out these simulations, the objective was to know the parameters that influence the time evolution of the rotor angles of the machines and the busbar voltage. Only then, it is possible to analyze the stability of the system for that defect and to obtain the critical time of the protections.

Key-words: critical time, disturbance, dynamics, electrical system, protection performance, simulation, transient stability.

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar aos meus pais, à minha irmã Joana Tavares e ao meu cunhado Flávio Costa, por todo o apoio e força que me deram durante a realização desta dissertação, bem como em toda a minha vida.

Não podia deixar de mencionar todos os meus amigos que me ajudaram neste percurso e durante toda a vida académica, em especial ao Rafael, ao Chavez e ao Joorge, por serem os meus mais fiéis conselheiros ao longo da elaboração da tese e por estarem a meu lado nos momentos mais complicados.

Agradeço também à Professora Doutora Maria Helena Vasconcelos a sua disponibilidade para o apoio na utilização do software PSS/e.

Finalmente, deixo o meu profundo agradecimento ao Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa, por toda a sua disponibilidade e apoio que me deu durante a realização deste trabalho, o qual, sem a sua ajuda, nunca teria sido possível.

OBRIGADO a todos!!

Conteúdo

Resumo	iii
Abstract	iv
Agradecimentos	vi
Conteúdo	viii
Lista de figuras	x
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Estrutura da Dissertação	2
Capítulo 2	4
Estabilidade em Sistemas Elétricos de Energia	4
2.1 Introdução	4
2.2 Equação do movimento de uma máquina síncrona	8
2.3 Potência ativa fornecida ou consumida	14
2.4 Métodos de Simulação	16
2.5 Critério das áreas iguais	20
2.6 Controlo frequência - potência ativa	21
2.7 Controlo tensão - potência reativa	22
2.8 Formas de melhorar a estabilidade de um SEE~	24
2.9 Conclusão	26
Capítulo 3	27
Software e Modelos	27
3.1 Programa PSS/E	27
3.2 Modelos escolhidos para os componentes da rede	29
3.3 Linhas de Transmissão e Distribuição	37
3.4 Cargas	38
3.5 Barramentos	39
3.6 Conclusão	39
Capítulo 4	41
Metodologia e Simulações Dinâmicas	41
4.1 Introdução	42
4.2 Metodologia	42
4.3 Casos de Estudo	43
4.4 Análise de Resultados	61
Capítulo 5	62
Conclusões e perspectivas de trabalho futuro	62
5.1 Análise/Conclusões	62
5.2 Trabalhos Futuros	63

Referências	64
Anexo A - Rede de teste.....	66
Anexo B - Trânsito de Potências.....	69
Anexo C - Parâmetros dos modelos usados	70

Lista de figuras

Figura 2.1- Classes e algumas características da estabilidade [4]	3
Figura 2.2 - Fluxograma que representa o estudo clássico de estabilidade transitória [9].	1
Figura 2.3 - Relação entre o ângulo medido em relação ao eixo fixo e o ângulo medido em relação ao eixo que gira com velocidade [16].	1
Figura 2.4 - Relação entre a potência e o ângulo rotórico de geradores de polos salientes e de polos lisos [Adaptado de 1].....	1
Figura 2.5 - Representação gráfica do efeito dos Reguladores Automáticos de Tensão na Estabilidade [Adaptado de 20].....	25
Figura 3.1 - Relação dos componentes mencionados anteriormente [Adaptado de 8]	30
Figura 3.2 - Modelo eletromagnético do gerador síncrono do rotor cilíndrico [14].	31
Figura 3.3 - Modelo eletromagnético do gerador síncrono do rotor de polos salientes (com excitação) [14].....	32
Figura 3.4 - Configuração física dos componentes do sistema de excitação [16].	34
Figura 3.5 - Sistema de excitação IEEE1 [14].....	35
Figura 3.6 - Diagrama de blocos do TGOV1 [14].....	36
Figura 3.7 - Diagrama de blocos do modelo DEGOV [26].	37
Figura 3.8 - Modelo em pi de uma linha de transmissão [15].	37
Figura 4.1 - Rede de teste IEEE 14 bus system [24].	41
Figura 4.2 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores, utilizando apenas o modelo Genrou, para um tempo de 0,16 segundos.	44
Figura 4.3 - Evolução temporal da tensão nos barramentos, utilizando apenas o modelo Genrou, para um tempo de 0,16 segundos	45
Figura 4.4 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,19 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1..	45

Figura 4.5 - Evolução temporal da tensão dos barramentos para um tempo de atuação de 0,19 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11.	46
Figura 4.6- Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,20 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11.	46
Figura 4.7 - Evolução temporal das tensões dos barramentos para um tempo de atuação de 0,20 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11.	47
Figura 4.8 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,54 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11.	47
Figura 4.9 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,54 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11.	48
Figura 4.10 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,55 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11.	48
Figura 4.11 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,55 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11.	49
Figura 4.12 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,11 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.	50
Figura 4.13 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,11 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.	50
Figura 4.14 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,12 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.	51
Figura 4.15 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,12 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.	51
Figura 4.16 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,29 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.	52
Figura 4.17 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,29 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.	52
Figura 4.18 - Evolução temporal do ângulo de carga dos gerados para um tempo de atuação de 0,30 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.	52
Figura 4.19 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,30 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE11, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.	53

Figura 4.20 -- Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,21 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.....	54
Figura 4.21 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,21 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.	54
Figura 4.22 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,22 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.....	54
Figura 4.23- Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,22 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.	55
Figura 4.24 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,63 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.....	55
Figura 4.25 - Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,63 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.....	56
Figura 4.26 Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,64 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.....	56
Figura 4.27- Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,64 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.....	56
Figura 4.28 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,20 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.....	57
Figura 4.29 - Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,20 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.	58
Figura 4.30 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,21 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.....	58
Figura 4.31 - Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,21 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.	58
Figura 4.32 Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,65 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.	59
Figura 4.33 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,65 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.	59
Figura 4.34 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,66 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.....	60

Figura 4.35 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,65 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEET1 e o DEGOV1.....	60
Figura A.1 - Rede de teste IEEE 14 bus system [24].	66

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Valores típicos da constante de Inércia H [1].....	1
Tabela 4.1 - Tempos de Atuação críticos para os diferentes casos de estudo.....	61
Tabela A.1- Dados dos geradores da rede de teste (14bus system IEEE)	66
Tabela A.2 - Dados das linhas da rede de teste (14bus system IEEE).....	67
Tabela A.3 - Dados das cargas da rede de teste (14busSystem IEEE).....	67
Tabela A.4 - Dados dos transformadores da rede de teste (14 bus System IEEE)	68
Tabela B.1 - Valores do trânsito de potências.....	69
Tabela C.1 - Parâmetros do modelo Genrou.....	70
Tabela C.2 - Parâmetros do modelo IEEE1.....	70
Tabela C.3 - Parâmetros do modelo DEGOV	71

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AVR	<i>Automatic Voltage Regulation</i>
DEGOV	<i>Woodward Diesel Governor</i>
GENROU	<i>Round Rotor Generator Model</i>
GENSAL	<i>Salient pole Synchronous Generator</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEEET1	<i>IEEE Type 1 Excitation System</i>
PSS/E	<i>Power system simulator for Engineering</i>
SEE	Sistemas Elétricos de Energia
TGOV1	<i>Turbine Governor</i>
TP	Trânsito de Potências

Lista de símbolos

γ	Aceleração angular
δ	Ângulo elétrico, de potência ou de carga da máquina síncrona;
δ_m	Desfasamento angular do rotor em relação ao eixo de referência
θ	Ângulo no movimento de rotação
θ_m	Desfasamento angular
ψ_d	Enrolamento amortecedor no eixo direto
ψ_q	Enrolamento amortecedor no eixo em quadratura
ψ'_d	Fluxo de ligação do eixo longitudinal
ψ_d	Fluxo de ligação do eixo transversal
A_t	Ganho da turbina
B_T	Susceptância
c	Posição desejada da comporta
D	Constante de amortecimento
D_{turb}	Amortecimento da turbina
E	Força eletromotriz da máquina
E'_d	Força eletromotriz referente ao fluxo de ligação do eixo longitudinal
E'_q	Força eletromotriz referente ao fluxo de ligação do eixo transversal
E_c	Tensão de entrada

E_{fd}	Tensão de saída do campo eletromagnético do excitador (em regime estacionário)
e	Saída do filtro
g	Abertura das comportas
G_T	Condutância
h	Posição máxima da turbina
H	Constante de Inércia
I_s	Corrente de emissão
I_r	Corrente na recepção
I_d	Componente da corrente estatórica do eixo transversal
I_q	Componente da corrente estatórica do eixo longitudinal
J	Momento de Inércia
K_A	Ganho do amplificador
K_E	Ganho do excitador
K_F	Ganho de feedback
L_1	Reatância própria do gerador
M	Quantidade de Movimento angular
P	Número de polos
P_e	Potência Elétrica de saída
P_m	Potência mecânica de entrada
P_T	Potência ativa
P_{PECH}	Potência mecânica fornecida pela turbina
q	Fluxo da turbina
q_{NL}	Trânsito de potência
Q_T	Potência reativa
R	Estatismo, ou constante de regulação
R	Resistência em série
R_F	Resistência do campo
r	Estatismo temporário
t	Tempo
T_a	Binário acelerador
T_e	Binário Eletromagnético
T_m	Binário mecânico
$T'd0$	Constante de tempo transitória do eixo longitudinal
$T''d0$	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto do eixo longitudinal
$T'q0$	Constante de tempo transitória do eixo transversal
$T''q0$	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto do eixo transversal
T_E	Constante de tempo do excitador
T_F	Constante de tempo de feedback
T_E	Função de saturação
T_1	Constante de tempo do regulador
T_2	Constante de tempo de reaquecimento
T_R	Constante de tempo do governador
T_F	Constante de tempo do filtro
T_G	Constante de tempo do servo
T_w	Constante de tempo da água

V	Tensão nos terminais da máquina síncrona
V_R	Tensão de saída do regulador
V_T	Tensão à saída do filtro
V_{Ref}	Tensão de referência
V_{MAX}	Posição máxima das válvulas
V_{MIN}	Posição mínima das válvulas
V_s	Tensão de emissão
V_r	Tensão na receção
w_s	Velocidade angular da máquina
w_c	Energia Cinética
X	Reatância em série
X_d	Reatância longitudinal
X_s	Reatância síncrona do alternador
X'_{ls}	Reactância de fugas do rotor
$X'd$	Reactância síncrona transitória do eixo longitudinal
$X''d$	Reactância síncrona transitória subtransitória do eixo longitudinal
$X'q$	Reactância síncrona transitória do eixo transversal
$X''q$	Reactância síncrona subtransitória do eixo transversal
X_q	Reatância transversal
Y_T	Admitância em derivação

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento

Na sociedade moderna, o forte desenvolvimento tecnológico que se tem registado, desencadeou uma crescente necessidade de um aumento de produção de energia elétrica. Por essa mesma razão e também devido a fatores económicos, os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) encontram-se a trabalhar/operar muito próximo dos seus limites técnicos.

Desta forma e como é fácil de perceber, é cada vez mais importante e complicado garantir um funcionamento estável da rede, sendo de extrema importância o desenvolvimento de métodos e técnicas que possibilitem avaliar a estabilidade de todo o sistema elétrico.

Ao grande aumento do consumo de eletricidade que se assistiu nos últimos anos, associou-se um elevado desenvolvimento e interesse nos estudos de estabilidade. Estes estudos têm como principal objetivo garantir que as redes funcionem de forma adequada, tanto em condições normais de operação, como perante a ocorrência de contingências [1].

Como se sabe, ao ocorrerem certas perturbações na rede, algumas máquinas síncronas podem perder o sincronismo e consequentemente terem que ser desligadas da rede, podendo originar situações bastante prejudiciais para o funcionamento de todo o sistema [1].

Quando ocorrem certas perturbações na rede, as máquinas síncronas com o intuito de contrariar a sua saída do sincronismo sofrem ação de certas forças sincronizantes. No entanto, existem casos em que a perturbação registada é tão forte, que pode mesmo originar a total perda de sincronismo da máquina. Quando isto se sucede, é necessário retirar a máquina da rede, de maneira a que esta não perturbe o funcionamento de todo o sistema. Estas perturbações, podem originar variações do ângulo e da velocidade angular do rotor, podendo assim alterar o equilíbrio de todo o sistema [2].

Pode-se então definir estabilidade de um SEE, como a capacidade de o sistema voltar a uma situação estável de funcionamento, após a ocorrência de um determinado incidente [2].

Em geral, divide-se os estudos de estabilidade em três tipos [3]:

- 1) estabilidade estacionária;
- 2) estabilidade transitória;
- 3) estabilidade de longo termo.

O primeiro tipo de estabilidade mencionado, tem por objetivo analisar o comportamento dos sistemas depois da ocorrência de pequenas perturbações. Nos estudos de estabilidade estática é analisado o comportamento do sistema após a ocorrência de pequenas perturbações, associadas fundamentalmente, à variação dos níveis de carga. Pode-se então afirmar, que o SEE apresenta estabilidade estática se, após a ocorrência da perturbação, evoluir para um ponto de funcionamento estável próximo ao que se encontrava antes do defeito [1].

Por outro lado, os estudos de estabilidade transitória analisam como se comporta o sistema para os primeiros segundos (1 ou 2 segundos) após a ocorrência da perturbação [1].

Por fim, nos estudos de estabilidade de longo termo analisa-se o comportamento dinâmico do sistema para períodos de tempo mais longos [1].

Apesar de estarem constantemente a ocorrer no sistema pequenas perturbações, verifica-se que estas não revelam ser suficientemente fortes para provocar a saída de sincronismo de certas máquinas. Desta forma, o estudo da estabilidade transitória, por ser aquele que analisa as perturbações mais intensas, ou seja aquelas que podem originar a saída de sincronismo de certas máquinas (nomeadamente curto circuitos trifásicos simétricos nas linhas), apresenta um maior interesse de análise e assume-se como o estudo mais importante a considerar para estudar a estabilidade de um SEE [4].

Estes estudos de estabilidade transitória são realizados através de simulação dinâmica de curto circuitos trifásicos em diferentes locais da rede e para diferentes níveis de carga, de maneira a que seja possível verificar se perante a ocorrência de um defeito o sistema continua estável ou se a estabilidade é perdida.

Pode-se afirmar então, que a estabilidade do sistema depende do tipo de defeito, do local na rede onde ele ocorre e do tempo que as proteções demoram a atuar.

1.2 Objetivos

O objetivo principal da presente dissertação é analisar a estabilidade transitória de um Sistema Elétrico de Energia, com o principal intuito de perceber quais as variáveis que mais a influenciam e os modos de controlo disponíveis para que o sistema não perca a estabilidade após a ocorrência do incidente.

Nesta medida, surge a necessidade de simular o que acontece numa rede após a ocorrência de contingências nas linhas de maneira a ficar a conhecer quais os fatores mais condicionantes na estabilidade da rede e analisar a ação das medidas de controlo disponíveis. Tendo por base a rede de teste do IEEE de 14 barramentos, foram realizadas diversas simulações dinâmicas com recurso à ferramenta computacional PSS/E 34 [5].

Foram realizados vários casos de estudos, simulando defeitos em diferentes locais da rede, tendo sido considerados diferentes tempos de atuação das proteções e finalmente traçadas as diferentes curvas de evolução temporal dos ângulos rotóricos dos geradores e das tensões dos barramentos, de maneira a conhecer para cada caso, qual o limite da estabilidade.

Dessa forma foi possível analisar o impacto que certas variáveis têm na estabilidade de um SEE, mais concretamente o amortecimento e a inércia das máquinas. Para além disso, foi possível ainda concluir acerca da influência das diferentes características dos componentes do sistema, nomeadamente a ação dos sistemas de excitação e dos reguladores de velocidade.

1.3 Estrutura da Dissertação

A dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos. No primeiro, faz-se uma breve introdução ao tema da Estabilidade, fazendo um enquadramento do problema nos atuais SEE.

No segundo capítulo é apresentado o problema da Estabilidade Transitória de Sistemas Elétricos de Energia. São ainda analisadas as relações entre a potência ativa e a frequência e entre a potência reativa e a tensão. No final do capítulo são apresentadas algumas formas de melhorar a estabilidade de sistemas elétricos de energia, dando especial importância ao estudo do impacto que os reguladores automáticos de tensão e de velocidade têm na estabilidade da rede elétrica.

No capítulo 3 é apresentado o software utilizado nas simulações, o PSS/E 34, sendo referidas as suas principais funcionalidades e características. É feita referência aos modelos de geradores, aos seus sistemas de excitação e aos seus reguladores das turbinas, sendo que todos estes modelos estão disponíveis na ferramenta computacional utilizada.

Posteriormente, procedeu-se à simulação dinâmica na rede de teste, obtendo-se os gráficos que descrevem a evolução temporal dos ângulos rotóricos dos geradores síncronos e a tensão em diferentes barramentos, na sequência dos defeitos ocorridos em diferentes linhas. Foi feita uma análise crítica dos resultados obtidos.

No capítulo final da dissertação, capítulo 5, são feitas algumas considerações sobre as perspectivas futuras da evolução da estabilidade dos Sistemas Elétricos de Energia e das metodologias para o seu estudo. Neste capítulo ainda se registaram todas as conclusões obtidas na realização da dissertação.

No fim do documento é apresentada a Bibliografia consultada na realização da Dissertação e finalmente em anexo encontram-se as características da rede de teste usada, bem como os valores das tensões e dos ângulos de carga na situação de pré-defeito.

Capítulo 2

Estabilidade em Sistemas Elétricos de Energia

2.1 Introdução

Nos últimos anos, devido ao forte desenvolvimento tecnológico que se tem registado, tem-se verificado um grande aumento do consumo de energia. Este aumento de energia, traduziu-se no aparecimento de redes de dimensão cada vez maior e de análise mais complexa. Desta forma, pode-se considerar que o objetivo primordial em qualquer sistema elétrico é garantir um serviço com boa qualidade e sem interrupções, ou seja um serviço contínuo e com todas as variáveis dentro dos seus valores nominais [1].

É nesta linha de pensamento que surgem os estudos da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia, cujo principal objetivo conhecer com correta precisão o comportamento das máquinas síncronas depois de ocorrer uma perturbação no sistema. Estes estudos permitem analisar a capacidade que um determinado sistema tem em manter-se em equilíbrio quando funciona em condições normais de operação, sendo também importantes para estudar o comportamento do sistema perante a ocorrência de perturbações na rede, bem como a sua capacidade para atingir novamente uma situação de equilíbrio [1].

Para produzir energia elétrica, um sistema elétrico depende essencialmente das máquinas síncronas. Por esta razão, uma das exigências para que o sistema permaneça em equilíbrio é que todas as máquinas da rede funcionem em sincronismo e que operem em paralelo, isto é, com igual velocidade. A análise da estabilidade, foca-se no estudo dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos e do argumento da tensão, sendo estes os parâmetros analisados no caso de estudo desta dissertação, sendo esses mesmos fundamentais para chegar a certas conclusões.

Geralmente, durante a realização destes estudos podem-se considerar dois tipos de perturbações: perturbações pequenas e grandes [4].

Caso se registem pequenas perturbações como por exemplo pequenas variações de carga, conclui-se que estas por serem demasiado pequenas não são, normalmente suficientes para provocar situações de perda de sincronismo. Estas perturbações estão constantemente a ocorrer no sistema, no entanto este apresenta forças de controlo capazes de corrigir as

variações registadas, conseguindo dessa forma, satisfazer o diagrama de consumo de energia elétrica [2].

Por outro lado, o sistema deve ainda garantir manutenção da estabilidade perante a ocorrência de perturbações mais fortes e severas, nomeadamente incidentes nas linhas de transmissão, por exemplo curto circuitos trifásicos, ou até a saída de serviço de um gerador ou mesmo de uma carga de grande capacidade.

Pode-se então afirmar que perante uma determinada perturbação, caso o sistema seja capaz de regressar a uma situação de sincronismo, este é considerado estável. Em contrapartida, caso a perturbação verificada seja de tal modo severa que não possibilite que a máquina regresse ao estado de sincronismo com a rede, pode-se afirmar que o sistema é instável para aquela situação. Nestes casos, a máquina que sofre o defeito é retirada de serviço, de maneira a não comprometer o funcionamento de todo o sistema elétrico [1].

Dependendo das características da perturbação, os estudos de estabilidade podem então ser divididos em: **estabilidade estacionária**, **estabilidade transitória** e **estabilidade de longo termo** [1].

- Diz-se que um sistema elétrico está em regime de estabilidade estacionária, caso se verifique que no momento seguinte à ocorrência de uma “pequena” perturbação, o sistema evolui para o seu ponto de funcionamento inicial ou para um ponto muito perto desse ponto [1].

Nota: Este tipo de estabilidade é estudado recorrendo à linearização das equações de funcionamento do sistema em torno do ponto de operação inicial [1].

- Um sistema é considerado em regime de estabilidade transitória, quando após os primeiros segundos da ocorrência de uma perturbação grave, este evoluir para um ponto de funcionamento no qual é verificada a estabilidade estacionária [1].

- A estabilidade de longo termo, também referida como estabilidade dinâmica, estuda o comportamento dinâmico do sistema durante longos períodos de tempo, após a ocorrência de pequenas perturbações [1].

Nota: este último tipo de estabilidade é uma situação especial, uma vez que apesar do sistema se manter em sincronismo, regista-se um abaixamento da frequência. Assim sendo, pode-se afirmar que a estabilidade está relacionada com o valor médio da frequência [1].

Na figura 2.1, encontram-se representadas as “classes” da estabilidade de um SEE, bem como algumas das suas características e capacidades:



Figura 2.1- Classes e algumas características da estabilidade [6]

Como é fácil de perceber, de todos os estudos analisados, aquele que revela maior importância para avaliar o comportamento dinâmico do sistema é o da **estabilidade transitória**.

Como já foi mencionado anteriormente, as perturbações associadas à estabilidade estacionária normalmente não são suficientes para levar à perda de sincronismo das máquinas. Assim, o estudo da estabilidade transitória, por ser o estudo que analisa as perturbações mais graves, ou seja aquelas que podem comprometer o sincronismo das máquinas e consequentemente toda a estabilidade da rede, é aquele que apresenta um maior interesse de análise e o que será mais aprofundado ao longo do documento [4].

2.1.1 Perturbações vs Estabilidade

Como referido anteriormente, os estudos de estabilidade transitória centram-se na análise do comportamento do sistema no caso de ocorrerem no sistema fortes perturbações, entre as quais, podem-se destacar as seguintes [7]:

- saída de serviço de uma linha de transmissão;
- variações de carga inesperadas;
- ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico;
- entre outras.

Depois de se registrar o defeito na rede, devido à inércia do sistema de regulação a potência mecânica fornecida ao alternador não diminui de forma instantânea. Nesta medida, o rotor irá acelerar e armazenar esse excesso de energia sob a forma de energia cinética. No caso do sistema não conseguir absorver a energia cinética que é conseguida durante o defeito, pode-se afirmar que este tipo de perturbação pode originar, muito provavelmente, a saída de sincronismo de uma máquina [8].

Aquando da ocorrência de um determinado defeito, para se proceder ao estudo da estabilidade, podem-se considerar três fases:

- 1) Instante em que ocorre o defeito;
- 2) Instante em que o defeito é eliminado, por exemplo com a saída de linha de serviço;
- 3) Instante de reengate dos disjuntores.

Para cada fase, são estudadas e analisadas as características da rede.

Na presente dissertação um dos objetivos era ficar a perceber o impacto que a localização do defeito pode ter na estabilidade. Verifica-se então que, no período de defeito, a potência fornecida pelos alternadores é mais afetada quando os alternadores se encontram próximos do local do defeito. Em contrapartida, no caso dos alternadores se encontrarem mais afastados do defeito, praticamente não é registada nenhuma alteração.

De acordo com o supracitado, sabe-se que em certos casos, o sistema tem a capacidade de permanecer estável durante a ocorrência do defeito. Por outro lado, noutros casos o sistema apenas irá permanecer estável se forem tomadas certas medidas, com o objetivo de isolar o defeito o mais rapidamente possível.

Pode-se então afirmar, que a estabilidade de um sistema após a ocorrência de uma perturbação, depende do tipo e gravidade do defeito, do local da sua ocorrência, do tipo de proteção e do tempo que as proteções demoram a atuar [1].

2.1.2 Trânsito de Potências

Importa referir que, na análise de qualquer estudo de estabilidade, é fundamental numa fase inicial, proceder com o cálculo do trânsito de potências da rede, de maneira a analisar as condições em que se encontrava a rede a operar antes do defeito. Este cálculo é muito importante para, essencialmente, ficar a conhecer os valores das potências ativa e reativa produzida por todos os geradores e o módulo e a fase de tensão nos barramentos.

De maneira a facilitar a análise transitória de um sistema, é usual considerar nestes estudos certas simplificações, entre as quais [9]:

- Resistências dos alternadores desprezadas;
- Variações da constante de inércia e de frequência desprezadas;
- Cargas representadas por admitâncias constantes, as quais variam com o quadrado da tensão. No entanto, o seu fator de potência é considerado constante.

Nota: Este último ponto será abordado e explicado melhor no capítulo 3.

O fluxograma representado na figura 2.2, traduz o método clássico para os estudos de estabilidade transitória.



Figura 2.2 - Fluxograma que representa o estudo clássico de estabilidade transitória [10].

O método representado na figura 2.2, possibilita uma representação bastante promenorizada de todos os componentes da rede. Como se percebe através da figura 2.2 o método envolve um elevado esforço de cálculo, o que permite concluir que este é um método bastante complexo e demorado. Apesar disso, trata-se de um método que permite obter valores bastante precisos [9].

2.2 Equação do movimento de uma máquina síncrona

A equação do movimento de uma máquina síncrona, assume-se como a base de como o estudo da estabilidade transitória é realizado e, consequentemente, permite a análise do SEE sob o aspeto de estabilidade. Através desta equação é possível determinar o tempo de atuação crítico, o qual é fundamental para regular o tempo mínimo de atuação das proteções de maneira a estabilidade de um sistema eléctrico não seja comprometida.

Durante uma perturbação, verifica-se que o rotor acelera ou desacelera em relação a uma dada referência de sincronismo. Esse movimento relativo é descrito com base na equação do movimento de uma máquina síncrona.

Pode então considerar-se que a equação fundamental da Dinâmica para corpos animados de movimento de rotação em torno de um eixo é [11]:

$$J * \ddot{\gamma} = T \quad (2.1)$$

Na equação 2.1, considera-se que J traduz o momento de inércia do conjunto alternador/turbina em relação ao eixo de rotação (kg.m^2), γ o ângulo descrito no movimento de rotação (rads) e T o somatório dos binários que atuam no sistema. A unidade do Sistema Internacional (SI) de binário é N.m.

Sabe-se que ao rodar à velocidade de sincronismo, um gerador síncrono desenvolve um binário eletromagnético. Em regime estacionário (e desprezando as perdas), o binário mecânico T_m é igual a T_e . No entanto, quando ocorre um distúrbio o rotor acelera ou desacelera, o que leva a que máquina abandone o regime estacionário.

Dessa forma, pode-se dividir o binário T da equação 2.1 em binário mecânico de entrada (resultante da ação da turbina), binário resultante das perdas de rotação (por exemplo ventilação e atrito) e binário eletromagnético.

Nesta medida, considerando T_m como sendo o binário mecânico de entrada e T_e o binário eletromagnético, podemos concluir que o binário acelerador (T_a) é obtido da seguinte forma:

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.2)$$

Conclui-se assim que em regime permanente a diferença entre T_m e T_e é zero. No entanto, quando se regista uma perturbação na rede, essa mesma diferença deixa de ser nula.

Na figura 2.3 está representada a relação entre θ , ou seja, o ângulo medido em relação ao eixo fixo, e δ , isto é o ângulo medido em relação ao eixo que gira com velocidade ω_s :

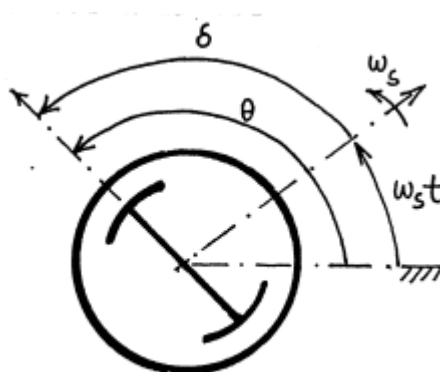


Figura 2.3 - Relação entre o ângulo medido em relação ao eixo fixo e o ângulo medido em relação ao eixo que gira com velocidade ω_s . [12].

Desta forma, é possível afirmar que relativamente ao desfasamento angular (θ_m), este é medido em relação a um eixo estacionário de referência e é a medida absoluta do ângulo rotórico. Assim, mesmo a uma velocidade constante, θ_m evolui continuamente com o tempo.

Ao aplicar a equação [2.1] a uma máquina síncrona, temos que [12]:

$$J * \frac{d^2\theta}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.3)$$

Onde:

- $\frac{d^2\theta}{dt^2}$ é a aceleração angular [rads/s²]

Sabe-se que o desfasamento angular é dado por:

$$\theta_m = \delta_m + w_s t \text{ [rads]} \quad (2.4)$$

Onde:

- w_s representa a velocidade angular da máquina [rad/s];
- δ_m representa o desfasamento angular do rotor em relação ao eixo de referência [rad].

Derivando a equação 2.4, em ordem ao tempo, temos que:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \frac{d\delta_m}{dt} + w_s; \quad (2.5)$$

Deste modo, derivando novamente em relação ao tempo a equação 2.5, tem-se que:

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} + y; \quad (2.6)$$

Nota: A segunda derivada do desfasamento angular em relação ao tempo (equação 2.5) representa a aceleração do rotor.

Obtidos todos os valores das equações anteriormente referidas, é necessário agora substituir a equação 2.5 e a 2.2 na equação 2.1, obtendo-se a chamada equação de movimento. Expressão representada pela equação 2.7.

$$J * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.7)$$

Tendo-se obtido a equação 2.7, e multiplicando-a pela velocidade angular, w_m , obtém-se a equação de oscilação da máquina.

$$M * \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.8)$$

Na expressão 2.8 considera-se que:

- $M = J * w_m$, representa a quantidade de movimento angular ($\text{kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}$);
- $P_e = T_e * w_m$, indica a potência elétrica de saída (W);
- $P_m = T_m * w_m$, é a potência mecânica de entrada (W).

O momento angular, M , de um corpo animado de movimento de rotação relaciona-se com a velocidade angular. Uma máquina síncrona apresenta como característica o facto da sua velocidade não diferir muito da velocidade de sincronismo, a não ser que o limite de estabilidade tenha sido excedido. Por essa mesma razão, usualmente nos estudos de estabilidade considera-se o momento angular constante [1].

Considera-se também que a potência mecânica e a potência elétrica são iguais, isto porque como as perdas por efeito de Joule do rotor e do estator são tão pequenas, é costume serem desprezadas [1].

Como já foi referido, a uma velocidade constante, o momento angular do rotor pode ser considerado como o coeficiente de inércia da máquina. Desta forma, obtém-se a expressão [2.8].

2.2.1 Número de Polos

Representando p o número de polos de uma máquina síncrona, δ e δ_m , relacionam-se da seguinte forma:

Como:

$$\delta = p/2; \quad (2.9)$$

Tem-se que:

$$\delta_m = 2\delta/p \quad (2.10)$$

Depois de calcular o valor de δ_m , substituindo esse valor na equação 2.7, tem-se a expressão [2.11]:

$$\frac{2}{p} * M * \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.11)$$

2.2.2 Constante de Inércia

Outro parâmetro que se pode considerar para as máquinas síncronas é a constante de inércia (H) da máquina. Esta apresenta valores aproximadamente constantes para cada tipo de máquina, independentemente da velocidade e potência da máquina [1].

Esta constante foi considerada nos casos de estudo realizados, tendo sido apresentado mais à frente o seu impacto na estabilidade de um SEE.

A constante mencionada é calculada dividindo a energia cinética armazenada no sistema máquina/turbina (a girar a uma velocidade de sincronismo), pela potência aparente nominal da máquina, e é dada pela equação 2.12 [1]:

$$H = \frac{w_c}{S_N} \quad [\text{MJ/MVA}] \quad (2.12)$$

Onde:

- w_c , representa a Energia cinética armazenada à velocidade nominal (MJ);
- S_N , traduz a Potência aparente nominal da máquina (MVA).

A Tabela 2.1 mostra valores mais comuns da constante de inércia para diferentes máquinas.

Tabela 2.1 - Valores típicos da constante de Inércia H [1].

Tipo de máquina	Constante de inércia (MJ/MVA)
- Turbo alternador 1800 r.p.m. 3600 r.p.m	9-6 7-4
- Alternador de pólos salientes - 200 r.p.m. +200 r.p.m.	2-3 2-4
- Condensadores síncronos	Cerca de 1
- Motores síncronos	2

2.2.2.1 Influência da constante de Inércia (H)

Para se analisar o impacto que a constante de Inércia tem na estabilidade do sistema, o valor do amortecimento D é mantido constante e varia-se a constante de inércia H . Ao variar a constante de inércia, pretende-se registar as variações que ocorrem no sistema e a sua capacidade para não perder o sincronismo com a rede.

Verifica-se então que um aumento da constante de inércia se traduz numa diminuição do valor máximo do desvio de frequência. No entanto, o tempo necessário para a estabilização do sistema é superior comparativamente a um H mais pequeno.

Por outro lado, constata-se que H é inversamente proporcional à variação da velocidade angular. Por esta razão, diminuindo H para valores limites, a velocidade angular irá aumentar para valores muito elevados e inadequados para o funcionamento estável da máquina. [1]

Através da análise da tabela 2.1, pode-se concluir que o sistema elétrico será então mais estável em situações onde se utilizam máquinas térmicas (cujos valores da constante de inércia são mais elevados), comparativamente a casos em que se usam máquinas hídricas.

Sabe-se que, a rodar em sincronismo, a energia cinética é dada por:

$$w_c = SH = \frac{1}{2} M \omega^2 \quad (2.13)$$

Através da equação 2.13 é possível obter o valor de M .

$$M = \frac{2SH}{\omega} = \frac{SH}{\pi \cdot f} \quad (2.14)$$

Substituindo agora o coeficiente de Inércia, M , na equação 2.9 obtém-se uma nova equação:

$$\frac{2H}{w_s} * \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S} \quad (2.15)$$

Como o desfasamento angular do rotor vem em radianos e a velocidade angular da máquina em rad/s, assume-se que:

$$\frac{2H}{w_m} * \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.16)$$

Como w_m é igual a $2\pi f$, pode-se escrever que [18]:

$$\frac{H}{\pi f} * \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \text{ (p.u)} \quad (2.17)$$

Sendo esta a designada, equação de oscilação de uma máquina síncrona.

2.2.3 Amortecimento

Para além da constante de Inércia de uma máquina síncrona, outro dos aspetos a analisar no estudo da estabilidade transitória e que também foi analisado no caso de estudo da dissertação, é o amortecimento do sistema.

Nos últimos anos, tem-se registado um crescente interesse na importância que os binários de amortecimento (binários proporcionais à velocidade) assumem na estabilidade de um sistema elétrico. Isto deve-se ao facto da crescente utilização de tecnologia de eletrónica de potência nos sistemas de excitação de geradores síncronos [4].

Sabe-se que, após a ocorrência de uma perturbação, as oscilações registradas podem permanecer no sistema durante um certo período de tempo. Por essa razão, torna-se bastante importante garantir que a amplitude de tais oscilações diminua, sendo por essa mesma razão considerado o binário de amortecimento [4].

Caso se verifique que as perturbações sofrem amortecimento, pode-se assumir que o sistema será transitoriamente estável. Por outro lado, um sistema é considerado transitoriamente instável, se for caracterizado por perturbações de grande amplitude e um amortecimento muito reduzido [4].

Considerando então, D , como o coeficiente de amortecimento, pode-se redefinir a equação 2.17, podendo essa ser reescrita conforma a expressão 2.18 ilustra:

$$\frac{H}{\pi f} * \frac{d^2\delta}{dt^2} + D * \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e \text{ (p.u)} \quad (2.18)$$

2.2.3.1 Influência da constante de amortecimento (D)

De forma análoga à análise anterior, para estudar o impacto da constante de amortecimento na estabilidade de um sistema, o valor da constante de inércia considera-se constante, variando apenas o valor da constante D .

Pode-se concluir deste modo que, aumentando a constante de amortecimento, a estabilidade do sistema melhora, sendo esta atingida num menor intervalo de tempo. Se a constante de amortecimento for reduzida, a estabilidade do sistema é comprometida, podendo mesmo levar a que o gerador saia do sincronismo. Quando isto acontece, regista-se um aumento da velocidade angular e da aceleração do gerador, o que leva a que o ângulo de carga atinja valores impraticáveis para a máquina, podendo dessa forma afetar a estabilidade de toda a rede [4].

Nota: Nos estudos de estabilidade transitória normalmente o efeito dos amortecimentos mecânicos e as variações dos valores das constantes de inércia são desprezados.

2.3 Potência ativa fornecida ou consumida

Para uma máquina síncrona, a potência ativa fornecida ou consumida pode ser calculada através da expressão 2.19 [1]:

$$P = \frac{VE}{X_d} \sin\delta + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta \quad (2.19)$$

Onde:

- V , é a tensão nos terminais da máquina síncrona (volts);
- E , representa a f.e.m da máquina (volts);
- δ , ângulo elétrico, de potência ou de carga da máquina síncrona;
- X_q é a reatância transversal (ohms);

- X_d a reatância longitudinal (ohms).

Num sistema elétrico de energia de grande potência, os barramentos aos quais os alternadores de maior potência estão ligados, denominam-se barramentos de potência infinita. Neste caso, sabe-se que eventuais variações no regime de funcionamento de um alternador ligado a um barramento de potência infinita não são suficientes para originar modificações nos valores de tensão ou de frequência da rede. Desta maneira, ao analisar o regime de funcionamento de um alternador nessas condições, pode-se considerar a tensão como constante [1].

A equação 2.19, representa a equação de oscilação para uma máquina de polos salientes ligada a um barramento de potência infinita. Sabe-se que neste tipo de máquinas, o entreferro ao longo da periferia do rotor não é uniforme, sendo o seu valor mínimo ao longo dos eixos dos polos (eixos transversais) e máximo ao longo da bissetriz da região interpolar (eixos longitudinais) [1].

No caso de se tratar de uma máquina de polos lisos, devido ao facto da relutância do circuito magnético não depender da direção que é considerada, as reatâncias apresentam valores equivalentes. Dessa forma, na equação 2.18 o 2º termo da equação deixa de se considerar. Para este tipo de máquinas, a potência passa então a ser calculada através da equação 2.20 [1].

$$P = \frac{VE}{X_s} \sin \delta \quad (2.20)$$

Onde:

- X_s , é a reatância síncrona do alternador.

De acordo com as equações 2.19 e 2.20, conclui-se que um alternador de polos salientes fornece potência máxima, para um ângulo de carga inferior a 90°. No caso de se considerar um turbo alternador (máquina polos lisos), a potência é máxima caso o ângulo de carga seja igual a 90° [1].

Conclui-se ainda que, quando o ângulo de carga, δ , excede os 90°, isso provocará uma diminuição da potência fornecida, o que faz com que a máquina passe a funcionar de forma instável e consequentemente que surja o interesse de a desligar da rede.

Na figura 2.4 está apresentada a relação entre a potência e o ângulo rotórico de geradores de polos salientes e de polos lisos.

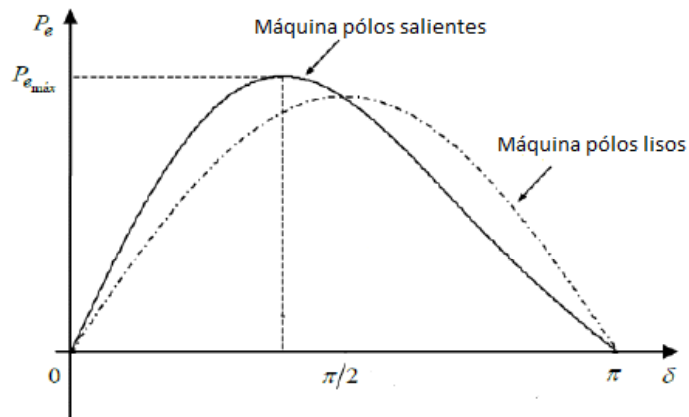


Figura 2.4 - Relação entre a potência e o ângulo rotórico de geradores de polos salientes e de polos lisos [Adaptado de 1]

Através da análise da figura 2.4 verifica-se, como esperado, que uma máquina de polos salientes atinge a potência máxima para um ângulo de carga inferior a 90° .

2.4 Métodos de Simulação

De maneira a garantir uma exploração do SEE o mais correta possível, consideram-se métodos e técnicas de simulação que têm como objetivo analisar a estabilidade transitória de um sistema elétrico, simulando o seu comportamento perante a ocorrência de perturbações.

Normalmente consideram-se três métodos de simulação:

1) Métodos de integração numérica

Estes métodos de integração analisam a estabilidade transitória do sistema, integrando as equações diferenciais associadas ao movimento das máquinas síncronas da rede. Este método tem a particularidade de representar com muito pormenor os componentes da rede, permitindo a obtenção de resultados bastante precisos. Como é facilmente previsível, quanto maior a precisão dos resultados, mais difícil e trabalhoso será o seu cálculo [13].

Como qualquer método matemático, a este método também estão associados erros de propagação, pelo que o menor erro de cálculo dos primeiros pontos pode originar erros consideráveis no cálculo dos pontos afastados do ponto inicial [13].

Desta forma, pode-se afirmar que a estabilidade numérica do método depende nomeadamente do passo escolhido, bem como do erro de propagação do método. Caso os erros no cálculo dos pontos iniciais não originem erros de grande dimensão mais tarde, o método é dito numericamente estável. Caso contrário, o método é dito numericamente instável. [1]

Importa então garantir que o método utilizado possua uma precisão adequada para os objetivos do estudo.

➤ Métodos Explícitos:

Obtém-se o valor da variável dependente y para qualquer valor da variável independente x , através do valor anterior da variável independente (x). Dos vários métodos existentes, os mais usados em estudos de estabilidade são:

1) Método de Euler

Este é um método que se pode considerar como um método de integração de “passo simples”, onde a determinação da solução é feita “passo-a-passo”.

É considerado o método de análise mais simples, embora apresente ser muito impreciso, a não ser que se utilize um passo h muito reduzido [1].

O passo h traduz-se como um intervalo da variável independente de valor fixo.

2) Método Euler modificado

Este é um método que pode ser dividido em 2 fases.

Uma primeira fase, onde é determinada uma estimativa para as variáveis dependentes, e uma fase seguinte onde é obtida uma melhor estimativa através do valor médio entre o valor do início do intervalo e o valor obtido na primeira estimativa [1].

Este método, tal como o abordado anteriormente, é também de simples aplicação e apresenta como principal vantagem o facto ser possível controlar o grau de aproximação das sucessivas aproximações obtidas para y .

Tal como o método anterior, este também apresenta uma precisão limitada e exige intervalos h pequenos para a variável independente, de maneira a que seja possível obter uma precisão adequada.

3) Método de Runge-Kutta

Neste método os valores são obtidos recorrendo ao desenvolvimento da série de Taylor, em torno do ponto inicial. Os incrementos nos valores das variáveis dependentes são obtidos com recurso a fórmulas definidas, de acordo com as derivadas calculadas num conjunto de pontos pré-fixados a partir do desenvolvimento da série de Taylor.

Uma das particularidades do método é o facto de não ser necessário aproximações sucessivas, contrariamente ao que acontece no método de Euler modificado [14].

Como é de prever este método exige um grande número de operações, revelando ser um processo muito trabalhoso e que demora bastante tempo. Apesar disso, comparativamente aos métodos anteriores, é aquele que apresenta maior grau de precisão. [14]

Em suma, pode-se afirmar que o método de Runge-Kutta, é um método que necessita somente do conhecimento do valor da função num único ponto (inicial), para através desse mesmo ponto conseguir obter o seu valor nos pontos subsequentes.

➤ **Métodos Implícitos**

Estes métodos são caracterizados por recorrerem a funções de interpolação e admitirem passos de integração (h) maiores que os utilizados nos métodos explícitos. Por esta razão, para simulações de longa duração, são os métodos muito utilizados. Dentro destes métodos, aqueles que são mais usados em estudos de estabilidade são os seguintes:

- a. Método de Gear;
- b. Método de Adams -Bashford

Em todos os métodos referidos anteriormente é imperativo garantir que a precisão, robustez, flexibilidade e eficiência do método sejam os adequados [1].

2) **Métodos diretos**

Estes métodos surgiram com o intuito de reduzir o elevado peso computacional que os métodos de integração numérica exigem. A principal vantagem dos métodos diretos prende-se com o facto de não ser necessário conhecer a evolução temporal das variáveis de estado, no período imediatamente seguinte à ocorrência do defeito, para estudar a estabilidade do sistema. Pode-se afirmar dessa forma, que estes métodos permitem a realização de estudos em tempo real [3].

Podem-se considerar os seguintes métodos diretos:

➤ **Método de Lyapunov**

Normalmente, de maneira a possibilitar a obtenção de uma solução rápida, na formulação deste método despreza-se as condutâncias de transferência. Os resultados obtidos advêm de um cenário considerado pessimista [13].

➤ **Método da função de energia transitória**

Este método surge com o objetivo de melhorar o Método de Lyapunov. A função de energia transitória é obtida através da integração das equações do movimento que traduzem o comportamento dinâmico do sistema. No caso de se desprezar as condutâncias de transferência estamos perante um caso de uma função de Lyapunov [13].

➤ **Critério das áreas Iguais**

É um método gráfico que permite, de uma forma simples, interpretar e analisar os fenómenos que ocorrem num problema de análise de estabilidade. De notar que este critério é apenas aplicável a um sistema constituído por uma máquina síncrona ligada a um barramento de potencia infinita [1].

3) Técnicas de Inteligência artificial

Estas são as técnicas mais inovadoras para avaliar a estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica. As técnicas de Inteligência artificial são métodos probabilísticos, contrariamente aos métodos anteriores que são todos deterministas. Tem a particularidade de ser necessário a realização de muitas simulações antes de poder ser usado.

É um método que apesar de se revelar um pouco lento, uma vez validado, permite uma análise muito rápida [15].

De entre os métodos de inteligência artificial para a análise da estabilidade, destacam-se os seguintes [15]:

➤ **Redes neuronais:**

Nestes métodos podem-se destacar várias fases:

- 1) Recolha de dados;
- 2) Definição do conjunto de variáveis de entrada;
- 3) Geração de um conjunto de treino;
- 4) Treino da rede neuronal;
- 5) Avaliação de desempenho.

Todas estas etapas tornam este método bastante demorado, no entanto também são essas fases que, em conjunto, garantem que os resultados obtidos sejam muito precisos.

➤ **Árvores de decisão:**

Este método caracteriza-se pelo facto de, a partir dos valores atuais da rede e sem que seja necessário recorrer a qualquer tipo de simulação do sistema durante ou após a perturbação, seja possível conseguir avaliar a segurança do sistema.

2.5 Critério das áreas iguais

Este é um método bastante usado a nível académico, sendo bastante interessante para compreender como se comportam as máquinas síncronas, no momento imediatamente depois da ocorrência de um incidente na rede.

2.5.1 Método

O método das áreas iguais é um método de análise transitória que apenas se pode aplicar no caso o sistema ser constituído por uma máquina síncrona ou por mais do que uma máquina síncrona ligada ao mesmo barramento. Pode-se considerar ainda que este é um método gráfico que, sendo bastante simples, possibilita uma boa interpretação física dos fenómenos dinâmicos envolvidos no problema de estabilidade transitória [1].

No método das áreas iguais é usual realizar algumas simplificações, normalmente [1]:

- A potência mecânica de entrada das máquinas é considerada constante;
- As máquinas síncronas são representadas por uma tensão constante;
- Não se considera o amortecimento.

O último ponto pode ser um pouco confuso, visto que o amortecimento das máquinas faz com que a amplitude das oscilações diminua, o que favorece a manutenção da estabilidade.

Nos estudos de estabilidade, consideram-se dois pontos bastante interessantes:

- **Ângulo de carga crítico:** corresponde ao máximo valor que o ângulo de carga pode comportar no instante em que a proteção atua, de maneira a que o sistema continue a ser estável após o reengate da linha em que o defeito surgiu [1].

Quando a proteção atua, caso o ângulo de carga seja superior ao ângulo crítico, o sistema perde a estabilidade.

- **Tempo de atuação crítico:** corresponde ao tempo máximo que a proteção pode demorar a intervir, para que o alternador não perca o sincronismo com a rede após o reengate da linha [1].

Importa referir que através do método das áreas iguais apenas é possível obter o ângulo crítico. Relativamente ao tempo de atuação crítico, este é calculado recorrendo à equação de oscilação.

Assim, pode-se concluir que conhecer o tempo crítico de atuação das proteções é fundamental para a estabilidade da rede. É através dele que se torna possível calibrar de uma forma correta e eficaz o tempo das proteções de forma a que a estabilidade do sistema não seja comprometida.

Nota: Este tempo crítico pode ser obtido através da realização de simulações consecutivas, com diferentes tempos de atuação das proteções.

2.6 Controlo frequência - potência ativa

Estabilidade de frequência pode ser definida como a capacidade que os geradores síncronos possuem para manterem os níveis de frequência em valores adequados, depois de ocorrer uma perturbação que leve a um desequilíbrio entre a potência ativa gerada e a consumida, como por exemplo um aumento ou uma diminuição repentina de carga [4].

Este tipo de estabilidade, devido a fenómenos eletromecânicos está muito associada a dinâmicas mais lentas. Por essa razão, subsiste a necessidade de considerar a ação dos reguladores de velocidade das turbinas e dos sistemas de excitação dos geradores síncronos para a sua correta análise [4, 16].

Considera-se que um sistema terá uma frequência constante quando, em cada instante, a potência produzida é igual à soma da potência consumida com as perdas do sistema. Devido ao facto de não ser possível o armazenamento de energia elétrica, em cada momento tem que se verificar uma igualdade entre a produção e o consumo. Será assim necessária uma constante adaptação da produção ao consumo, pelo que se considera estar perante um problema de controlo [4, 16].

Os diagramas de carga dos centros produtores são previstos com antecedência, no entanto verifica-se que há desvios entre a potência pedida e as previsões efetuadas. Verificam-se assim, pequenas **variações na frequência da rede**.

Face a estas variações, cabe aos reguladores de velocidade das máquinas primárias das turbinas atuar sob as válvulas de admissão do fluido, com o objetivo de devolver a frequência ao seu devido valor. Nasce desta forma o problema de **controlo da regulação frequência-potencia ativa** [1].

Através do controlo da velocidade dos alternadores, é feito o equilíbrio entre as potências produzidas e consumidas, sendo dessa forma realizado o controlo da frequência da rede. Se a potência produzida for superior à potência consumida, a velocidade dos alternadores cresce e consequentemente a frequência aumenta. Caso se verifique o inverso, ou seja, se potência consumida for superior à produzida, a velocidade dos alternadores diminui e, consequentemente, a frequência também diminui.

Os desvios da frequência da rede podem ser exercitados num controlo automático da rede, como por exemplo no controlo da posição das válvulas de admissão das turbinas. Além disso, a frequência assume um papel muito relevante no controlo da velocidade dos motores síncronos. Por estas razões é imprescindível que a frequência se mantenha dentro dos valores considerados estáveis [1, 16].

Como regra geral, a solução para este tipo de problema pode ser incluída num dos três tipos [1]:

- **Regulação do tipo proporcional** - neste tipo de regulação, erro nunca pode ser zero, uma vez que nesse caso não existe força de controlo;
- **Regulação do tipo Integral** - após a anulação do erro, já se torna possível que o sistema de controlo continue a atuar, uma vez que atua sobre a integral do desvio ao longo do tempo;
- **Regulação do tipo proporcional/integral** - este tipo de regulação inclui simultaneamente as duas ações.

Caso se pretenda realizar um estudo que ultrapasse o período inicial do fenómeno transitório, surge a necessidade de ter em consideração o efeito dos reguladores de turbinas.

Podem-se então distinguir três tipos possíveis de controlo [1]:

- **Frequência pura** - o sistema de controlo é apenas sensível às variações da potência ativa fornecida pelo grupo;
- **Potência pura** - o controlo é sensível apenas à potência ativa fornecida pelo grupo;
- **Potência - frequência** - esta técnica é a mais utilizada, pelo menos nas unidades de maior potência, para que assim todas estas unidades participem na tarefa de regulação de frequência.

O foco deste controlo é então controlar a frequência do SEE.

2.7 Controlo tensão - potência reativa

Tal como a frequência, é igualmente fundamental garantir um bom controlo da tensão nos alternadores, de modo a que a tensão nos barramentos se mantenha dentro dos limites que foram estipulados.

Um sistema de potência, sujeito a uma perturbação, é considerado estável sob ponto de vista da tensão se, na sequência do defeito, as tensões nos barramentos estiverem dentro dos valores considerados estáveis [9].

A estabilidade em tensão tem a particularidade de conseguir transferir potência reativa da produção até ao consumo. Como existe um desacoplamento entre a potência ativa e os argumentos das tensões, conclui-se que as tensões nos barramentos são praticamente independentes da potencia ativa [9].

Conclui-se assim que, um desequilíbrio entre a potência reativa produzida e a consumida origina desvios nas tensões nos barramentos. Dessa forma é possível distinguir dois tipos de controlo da potência reativa [17]:

- 1) **Controlo nas horas de cheias:** este período caracteriza-se por existir um grande consumo de potência ativa, que coincide com um maior consumo de potência reativa. Neste tipo de controlo, o principal foco é a minimização das perdas no sistema.
- 2) **Controlo nas horas de vazio:** no caso do sistema possuir longas linhas de transmissão aéreas ou cabos subterrâneos, pode ser necessário que a potência reativa produzida por estes componentes necessite de ser absorvida por outros elementos. Quando isto acontece é então necessário desexcitar os alternadores, de modo a conseguirem absorver a potência reativa.

Como se percebe facilmente, ao desexcitar os alternadores, contribui-se para uma redução da estabilidade das máquinas. Quando isto acontece, o sistema terá que dispor de bobinas em paralelo, de maneira a que estas absorvam parte da potência reativa que estiver em excesso no sistema.

Por esta razão, contrariamente ao controlo nas horas de cheias, a política de gestão da potência reativa nas horas de vazio, tem como objetivo eliminar a potência reativa que existe a mais no sistema e não a minimização das perdas nas linhas de transmissão.

O controlo da potência reativa-tensão apresenta algumas características, entre as quais [17]:

- A tensão nos terminais de cada alternador é controlada individualmente;
- O nível de tensão nos diversos barramentos é pré-seleccionada com base num trânsito de potência;
- O nível de tensão nos barramentos é alterado periodicamente para ter em atenção as flutuações no diagrama de cargas do sistema.

Um dos grandes problemas registados é a dificuldade em transportar energia reativa. Por exemplo, quando se está perante casos de linhas longas em condições de carga pesada, a energia reativa não pode ser transmitida. Isto porque, nestas linhas verifica-se que o ângulo de fase entre tensões é muito elevado.

Num ponto de vista económico, pode-se afirmar que as perdas de transmissão variam diretamente com o quadrado da potência reativa transmitida e variam inversamente com o quadrado da tensão. Assim, é fácil de deduzir que para minimizar as perdas, é essencial manter valores de tensões elevados e minimizar o transporte de potência reativa [17].

Ao transporte de energia reativa é muitas vezes associado o aparecimento de sobretensões na rede. Sabe-se que quanto maior for a potência transmitida, maiores são as magnitudes das sobretensões. Este fenómeno representa um grave problema de estabilidade, colocando em risco os próprios equipamentos, podendo comprometer a estabilidade de todo o sistema.

2.8 Formas de melhorar a estabilidade de um SEE.

Um ponto bastante interessante de análise, é o **tempo de eliminação de defeitos** (tempo de atuação de proteções mais o tempo de reegate da linha), sendo importante garantir a sua redução o mais possível, de maneira a conseguir eliminar o defeito antes do ângulo crítico ser ultrapassado [1].

Para além das condições anteriores, o **emprego de transmissão ou interligações em corrente contínua** é utilizado para melhorar a estabilidade, sendo usado em redes quando é a melhor forma, técnica e economicamente, de se garantir a estabilidade. Muitas vezes, em casos em que estamos perante linhas com grandes comprimentos e não é económico reduzir a reatância da linha, a utilização da corrente contínua pode ser a melhor solução para melhorar a estabilidade [1].

O **aumento da constante de inércia** diminui o ângulo de oscilação, podendo, por essa razão, ser considerado como um método de melhoria da estabilidade. No entanto, em situações práticas, por razões económicas e devido ao elevado peso do rotor, este método não pode ser utilizado [10].

O emprego no SEE de **bobinas limitadoras de corrente**, os **reguladores de tensão dos alternadores** e os **reguladores automáticos das turbinas** também influenciam as condições de estabilidade do sistema. A utilização de resistências amortecedoras junto de uma central e a atuação dos centros de controlo, também são ações que se tomam para melhoria da estabilidade. Podem-se ainda usar válvulas de admissão do fluido de fecho rápido, resistências de frenagem e sistemas de excitação rápidos para melhoria de condições de estabilidade [10].

O reforço da rede de transporte e interligações também permite melhorar a estabilidade, embora haja alternativas mais económicas, como por exemplo: a utilização de disjuntores de ação rápida e com atuação independente dos polos.

- **Reguladores Automáticos de Tensão**

Os Reguladores Automáticos de Tensão (AVRs) têm grande influência na estabilidade de uma rede elétrica.

Estes representam dispositivos que comparam a tensão anteriormente retificada obtida nos terminais do alternador (V_t), com uma tensão contínua de referência (V_r) [1].

A estas duas tensões é associado um erro que é amplificado, sendo uma tensão relacionada com este erro aplicada ao indutor do alternador. O amplificador poderá ser por exemplo uma excitatriz no mesmo veio do alternador [1].

No caso da ocorrência de uma perturbação na rede, é aconselhável que a excitação do alternador aumente apressadamente, para que a potência sincronizante seja máxima quando o defeito é eliminado, de maneira a que o alternador mantenha o sincronismo.

Na figura 2.5, está representado graficamente o efeito dos reguladores automáticos de tensão na estabilidade de um sistema elétrico.

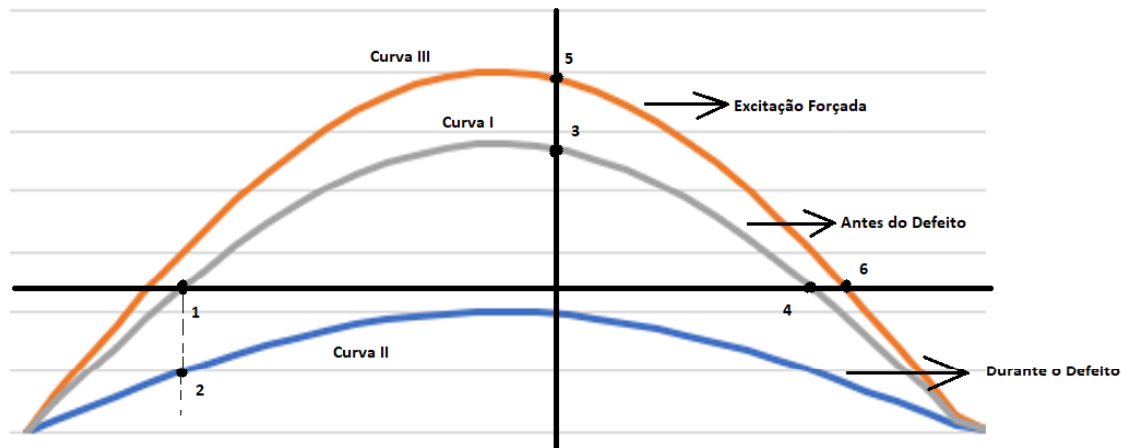


Figura 2.5 - Representação gráfica do efeito dos Reguladores Automáticos de Tensão na Estabilidade [Adaptado de 20]

Pela análise da figura 2.5, podemos conferir que antes do defeito ocorrer, o alternador está a funcionar com um ângulo de carga correspondente ao ponto 1, onde a potência mecânica é igual à potência elétrica.

Como já foi analisado anteriormente, sabe-se que durante a ocorrência do defeito o rotor acelera, uma vez que a potência mecânica é superior à potência elétrica.

Supondo que não existem Reguladores Automáticos de Tensão (AVR), quando o defeito é anulado, o ponto de funcionamento passa a ser o ponto 3 (curva I). Devido à energia cinética armazenada no rotor, no caso de o defeito ser eliminado num tempo superior ao tempo crítico, o ângulo de carga poderá ultrapassar o valor correspondente ao ponto 4. Assim, o rotor vai acelerar novamente, o que originará perda de sincronismo.

Devido à ação dos AVR, no momento em que o defeito é eliminado, o ponto de funcionamento passa a ser o ponto 5 (curva III). Neste ponto a potência desacelerada é muito superior, o ângulo limite aumenta (ponto 6), sendo que a probabilidade deste ponto ser excedido pelo ângulo de carga diminui.

Desta forma, é possível concluir que a implementação de Reguladores Automáticos de Tensão é uma forma importante de melhorar a estabilidade de um sistema elétrico.

2.9 Conclusão

Este capítulo tem como principal objetivo analisar alguns tópicos que se consideram importantes, sob um ponto de vista teórico, relativamente à estabilidade de um Sistema Elétrico de Energia.

Inicialmente fez-se uma análise dos vários tipos de estabilidade de um Sistema Elétrico. Analisou-se em particular a importância dos estudos de estabilidade transitória, fazendo-se referência às suas principais características.

Na segunda parte do capítulo é analisada e deduzida a equação de oscilação da máquina síncrona, considerando a constante de inércia e o binário de amortecimento. Foi ainda referida a equação da potência ativa consumida ou fornecida por uma máquina, fazendo-se referência à diferença entre as máquinas de polos salientes e as de polos lisos.

Foram apresentados vários métodos usados para o estudo da estabilidade de um SEE, que não usam a integração da equação de oscilação.

Sendo a tensão e frequência as variáveis mais importantes em qualquer sistema elétrico, fez-se também alusão aos diferentes tipos de controlo que existem para a verificação destas duas variáveis. Foi referido que o controlo da tensão está associado ao controlo da potência reativa e que o controlo da frequência está ligado ao controlo da potência ativa.

No final do capítulo foram apresentadas, de uma forma muito resumida, algumas formas e métodos usados com o objetivo de melhorar a estabilidade do sistema, dando especial ênfase ao papel que os reguladores automáticos de tensão têm na estabilidade da rede elétrica.

Capítulo 3

Software e Modelos

O principal foco neste capítulo é o software usado na simulação dinâmica da rede, tendo sido escolhido o software *PSS®E University versão 34 (Power System Simulator for Engineering)*.

Numa primeira fase será feita uma breve introdução ao software mencionado, fazendo referência a todas as suas funcionalidades e características importantes para a realização deste trabalho. Posteriormente serão descritos os modelos utilizados para os diferentes componentes presentes no PSSE, nomeadamente os modelos de geradores síncronos, de reguladores de turbinas e dos sistemas de excitação que serão usados no caso de estudo.

3.1 Programa PSS/E

O PSS/E é um software desenvolvido pela Siemens usado em todo o mundo, sendo a ferramenta computacional de simulação mais usada na atualidade. Esta assume-se bastante importante para a análise de estudos de estabilidade e também na modelização de componentes pertencentes à rede, sendo dessa forma bastante vantajosa e importante para o bom planeamento e manutenção do sistema elétrico [5].

Das várias funcionalidades desta ferramenta de análise, podem-se salientar as seguintes [8]:

- Resolução de Trânsito de Potências da rede;
- Construção do equivalente da rede;
- Simulação dinâmica.

Desta forma, podem-se referir algumas vantagens da utilização deste software, entre as quais [5, 9]:

- 1) Melhoria das condições de exploração do sistema, economizando ao mesmo tempo os custos de infraestrutura;

- 2) Avaliações e respostas rápidas perante condições de rede em constante mudança;
- 3) Fácil e rápida antecipação de problemas da rede;
- 4) Controlo da Estabilidade de um SEE.

Na realização desta dissertação, de todas as funcionalidades do programa mencionado anteriormente, as mais importantes foram a resolução do Trânsito de potências e a simulação dinâmica.

A resolução do TP assume-se como uma das etapas fulcrais nos estudos de estabilidade, uma vez que nos permite conhecer as condições em que se encontrava a rede no momento anterior à ocorrência de um defeito. Relativamente à realização do Trânsito de Potências, o PSS/e disponibiliza vários métodos para esse cálculo, sendo que nesta dissertação o método usado foi o Newton Raphson.

Outra das particularidades do software é a simulação dinâmica, sendo que esta exige a modelização dos componentes do SEE, de maneira a que seja possível a simulação de defeitos na rede. É através desta simulação em tempo real, que é possível estudar e interpretar a evolução temporal do ângulo rotórico das máquinas síncronas, de maneira a conseguir calcular com precisão o tempo de atuação crítico das proteções, sendo este o principal objetivo dos estudos da estabilidade transitória.

3.1.1 Modelo das Equações da rede

Como se constatou anteriormente, surge a necessidade de modelizar a rede sobre a forma de uma matriz de admitâncias.

Esta matriz foi obtida inicialmente na realização do trânsito de potências, correspondendo à situação de pré defeito. No entanto é necessário construir novas matrizes (situação de pós defeito e pós eliminação do defeito) correspondentes à solução transitória, visto ser necessário incluir os geradores e as cargas na nova matriz.

As cargas serão consideradas como admitâncias constantes. Este método está referido na equação 3.1 [17].

$$Y_{Loadi} = -\frac{P_{Loadi} - jQ_{Loadi}}{V_i^2} \quad (3.1)$$

Após a modelização de geradores e cargas, a matriz de admitância é então recalculada.

3.1.2 Cálculo das Condições Iniciais

Para a simulação dinâmica é imprescindível conhecer os valores iniciais do estado das variáveis dinâmicas. Esses valores são muito importantes, uma vez que nos dão a conhecer as condições em que operava a rede antes do defeito, sendo o ponto de controlo no momento anterior ao processo da simulação dinâmica. Por essa razão este cálculo assume-se como a base para qualquer estudo de estabilidade.

De maneira a conhecer as condições iniciais do sistema, procede-se ao cálculo dos seguintes parâmetros:

- Cálculo das potências fornecidas pelos alternadores;
- Cálculo das tensões nos barramentos;
- Cálculo da corrente fornecida pelos geradores à rede;
- Cálculo do valor inicial dos ângulos de carga dos geradores;

Conhecidos estes valores, está-se em condições de se proceder com a simulação dinâmica.

3.1.3 Simulação Dinâmica

A ferramenta de análise “PSSE” apresenta-se como um software bastante complexo, possuindo uma biblioteca com vários modelos de simulação para geradores, sistemas de excitação e reguladores de velocidade. Esta ferramenta computacional tem como principal objetivo a representação de curvas para qualquer grandeza, tendo sido importante para estudar a evolução temporal dos ângulos dos rotores dos alternadores e ainda a evolução dos níveis de tensão nos barramentos.

No processo da simulação outra das variáveis a considerar é o tempo. Este, através de etapas de integração, irá aumentar até um limite máximo especificado. Caso esse limite não seja atingido o processo irá prosseguir, caso contrário a simulação é interrompida e registam-se os resultados obtidos até esse momento [5].

3.2 Modelos escolhidos para os componentes da rede

Nesta secção descrevem-se alguns dos modelos dinâmicos utilizados na realização desta dissertação.

Podem-se considerar três tipos de componentes essenciais para o funcionamento dinâmico de um sistema elétrico: **Geradores Síncronos**, o **Sistema de excitação** e o **Sistema de regulação de velocidade**. Estes estão todos relacionados entre si, como se representa na figura 3.1.

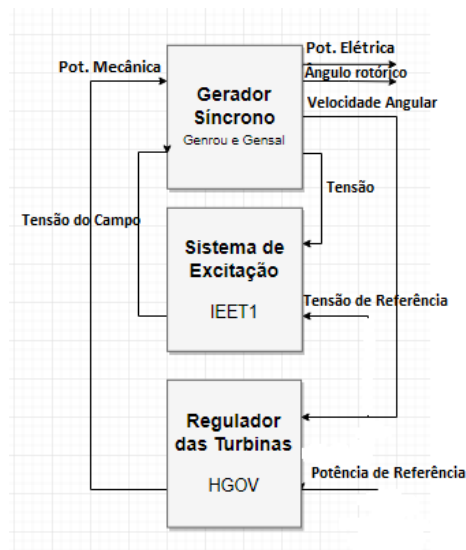


Figura 3.1 - Relação dos componentes mencionados anteriormente [Adaptado de 9]

3.2.1 Geradores

Os modelos de geradores mais utilizados nos estudos de estabilidade para o processo de simulação dinâmica são os seguintes: GENROU e GENROE. Estes modelos são utilizados para a modelização de geradores síncronos de rotor liso e de polos salientes respetivamente [9].

- **GENROE/GENROU: Round rotor Generator**

Este modelo é usado na modelização de geradores de rotor cilíndrico, onde o eixo rotórico longitudinal apresenta um campo num circuito em aço e o eixo rotórico transversal tem dois circuitos de aço, ou seja representa um gerador de rotor cilíndrico a nível subtransitário [9].

Este modelo de geradores é característico das turbinas térmicas.

Na figura 3.2 está uma apresentação do modelo eletromagnético simplificado do gerador síncrono de rotor cilíndrico.

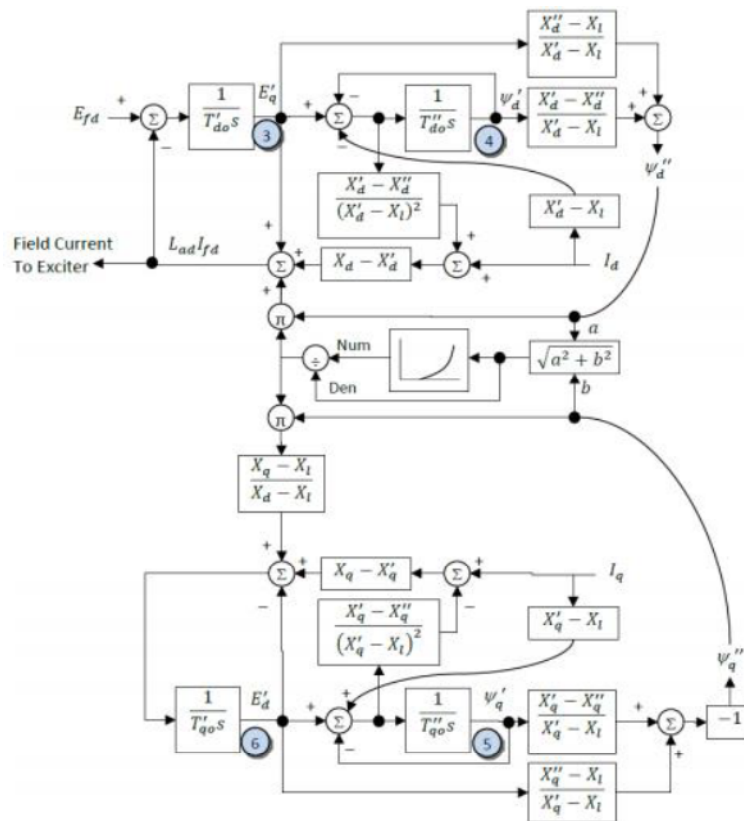


Figura 3.2 - Modelo eletromagnético do gerador síncrono do rotor cilíndrico [18].

Na figura 3.2, considera-se que:

- ψ_d : enrolamento amortecedor no eixo direto;
- ψ_q : enrolamento amortecedor no eixo em quadratura I_d : componente da corrente estatórica do eixo longitudinal;
- I_d : componente da corrente estatórica do eixo transversal;
- I_q : componente da corrente estatórica do eixo longitudinal;
- X_l : reactância de fugas do rotor;
- L_1 é a reatância própria do gerador;
- X'_d e X''_d : reactância síncrona transitória e subtransitória, respetivamente, do eixo longitudinal;
- X'_q e X''_q : reactância síncrona transitória e subtransitória, respetivamente, do eixo transversal;
- T'_{d0} , T''_{d0} : constante de tempo transitória e subtransitória de circuito aberto do eixo longitudinal;
- T'_{q0} , T''_{q0} : constante de tempo transitória e subtransitória de circuito aberto do eixo transversal;

O modelo eletromagnético representado na figura 3.2, é idêntico para o modelo GENROU e GENROE, sendo que apenas diferem na função de saturação magnética.

O modelo GENROU representa um gerador síncrono de rotor cilíndrico que apresenta uma saturação quadrática em ambos os eixos. Por outro lado, o modelo GENROE representa um gerador síncrono de rotor cilíndrico com saturação exponencial em ambos os eixos [9].

Importa ainda salientar que, de maneira a facilitar a sua análise e interpretação, o modelo representado na figura 3.2 é simplificado, uma vez que não está incluído o efeito da saturação magnética.

Os modelos apresentados são usados, como já referido, para geradores de rotor cilíndrico. A potência elétrica fornecida por este tipo de geradores é obtida através da equação 3.2.

$$P = \frac{V * E}{X_s} * \sin(\delta) \quad (3.2)$$

Onde:

- P , representa a potência elétrica;
- V , a tensão;
- E , é força eletromotriz do alternador;
- X_s , é a reatância síncrona do alternador

Nota: este foi o modelo utilizado no caso de estudo da presente dissertação.

- **GENSAL:** *Salient pole Synchronous Generator*

Contrariamente ao modelo anterior, que é característico de geradores de rotor liso, o modelo GENSAL é usado para modelizar os geradores de polos salientes [9].

Este modelo tem a particularidade de necessitar que a reatância subtransitória do gerador seja igual à reatância ZSOURCE usada no TP, para poder ser usado.

Na figura 3.3 está representado este modelo de gerador.

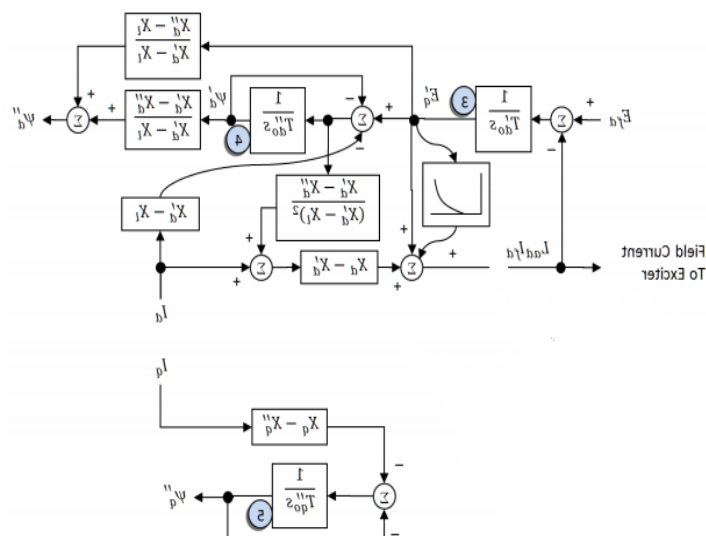


Figura 3.3 - Modelo eletromagnético do gerador síncrono do rotor de polos salientes (com excitação) [18]

Na figura 3.3, considera-se que:

- $E'd$: força eletromotriz referente ao fluxo de ligação do eixo longitudinal;
- $E'q$: força eletromotriz referente ao fluxo de ligação do eixo transversal;
- $\psi'd$: fluxo de ligação do eixo longitudinal;
- ψd : fluxo de ligação do eixo transversal;
- I_d : componente da corrente estatórica do eixo longitudinal;
- I_q : componente da corrente estatórica do eixo transversal;
- X_{ls} : reactância de fugas do rotor;
- $X_d, X'd$ e $X''d$: reactância síncrona, transitória e subtransitória, respetivamente, do eixo longitudinal;
- $X_q, X'q$ e $X''q$: reactância síncrona, transitória e subtransitória, respetivamente, do eixo transversal;
- $T'd0, T''d0$: constante de tempo transitória e subtransitória de circuito aberto do eixo longitudinal;
- $T'q0, T''q0$: constante de tempo transitória e subtransitória de circuito aberto do eixo transversal;

Este modelo por apresentar características muito semelhantes ao GENROU, não foi considerado no caso de estudo.

Como se trata de um modelo de rotor de polos salientes, a potência elétrica fornecida pelo gerador, será obtida pela equação 3.3 [1].

$$P = \frac{V * E}{X_d} * \text{sen}(\delta) + V^2 * \frac{X_d - X_q}{2 * X_d - X_q} * 2\text{sen}(\delta) \quad (3.3)$$

Onde:

- P, representa a potência elétrica;
- V, a tensão;
- E, é força eletromotriz do alternador;
- X_d , é a reactância longitudinal do alternador;
- X_q , é a reactância transversal do alternador;

Através da interpretação das equações 3.2 e 3.3, verifica-se que a potência máxima que um alternador de polos salientes pode fornecer, ocorre para um ângulo de carga inferior a 90°. No caso de se tratar de uma máquina de polos lisos, esse máximo é alcançado para um ângulo de carga igual a 90° [1].

3.2.2 Sistemas de Excitação

Um sistema de excitação tem como principal objetivo assegurar a tensão interna do gerador síncrono, sendo responsável não só pela tensão nos terminais de saída da máquina, mas ainda pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada [12].

Estes sistemas apresentam maior impacto na resposta dinâmica do gerador durante a ocorrência de uma determinada perturbação no sistema, estando assim mais associado a estudos realizados após a ocorrência do defeito. Desta forma, antes de efetuar simulações de perda de sincronismo, é essencial garantir que a modelização do sistema de excitação seja o mais completa e precisa possível. [12].

A excitatriz da maior parte dos sistemas mais antigos costumava ser um gerador de corrente contínua no eixo do gerador. No entanto, nos dias de hoje já não é a solução técnica mais usada. Efetivamente, na atualidade, este sistema clássico tem vindo a ser substituído por sistemas eletrónicos mais rápidos e que exigem menor manutenção [12].

Na figura 3.4 está representado um Sistema de excitação típico:

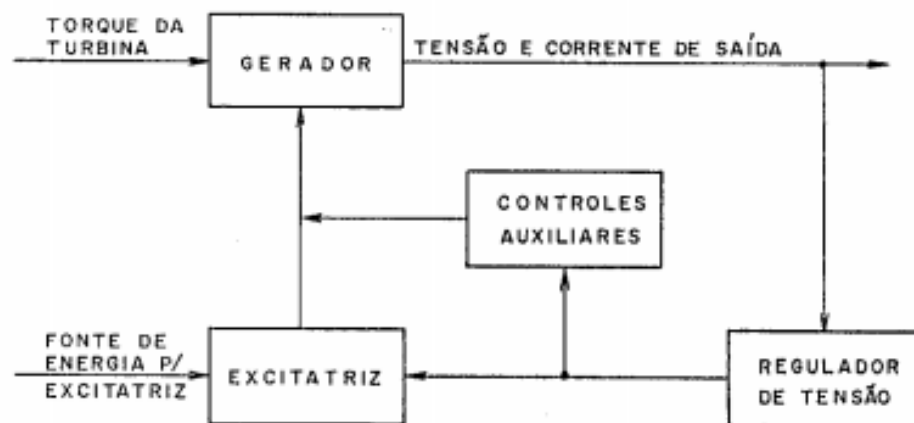


Figura 3.4 - Configuração física dos componentes do sistema de excitação [16].

O sistema representado na figura 3.4 é constituído por uma fonte de alta tensão DC, um circuito intermediário de controlo e um regulador de tensão. É o regulador de tensão que regula/controla a excitação, sendo que esse valor varia consoante o valor de tensão que se regista nos terminais da máquina.

Estes reguladores de tensão, assumem-se bastante importantes para a melhoria da estabilidade da rede. Podem-se então considerar, várias vantagens e funcionalidades deste dispositivo, entre as quais [11]:

- Controlar a tensão terminal da máquina dentro dos limites;
- Controlar a corrente de campo, de maneira a permitir manter a máquina em sincronismo com o sistema estando a funcionar com um fator de potência unitário ou em avanço;

- Aumentar a excitação sob condições de curto-circuito, de forma a conseguir manter a máquina em sincronismo com os outros geradores do sistema;

Em suma, pode-se assumir que os reguladores de tensão são indispensáveis para manter a estabilidade dos geradores síncronos.

Podem-se então considerar vários tipos de excitadores, sendo que na presente dissertação, utilizou-se um excitador do tipo DC: IEEE1 - IEEE Type 1 Excitation System.

Na figura 3.5 está representado o modelo do excitador IEEE1 - type1.

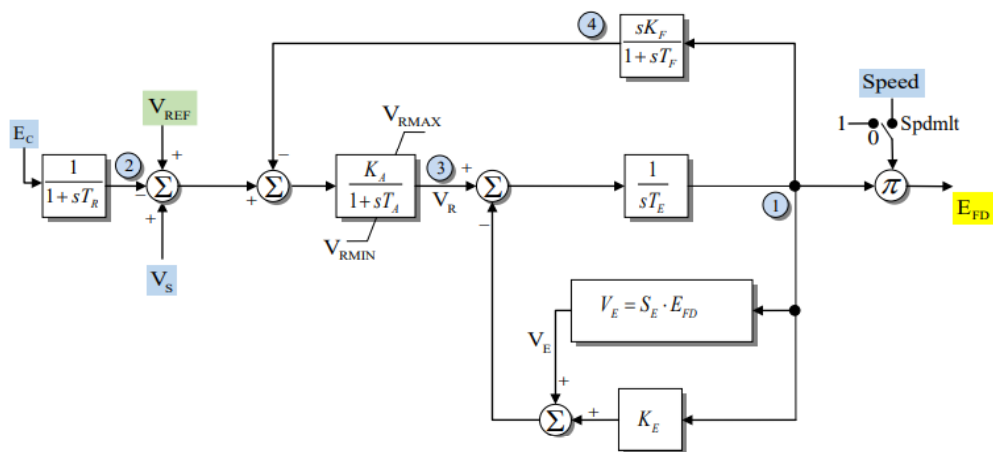


Figura 3.5 - Sistema de excitação IEEE1 [18]

Na figura 3.5, considera-se que:

- E_c : tensão de entrada;
- K_A : ganho do amplificador;
- K_E : ganho do excitador;
- K_F : ganho de feedback;
- T_E : constante de tempo do excitador;
- T_F : constante de tempo de feedback;
- E_{fd} : tensão de saída do campo eletromagnético do excitador (em regime estacionário);
- R_F : resistência do campo;
- T_E : função de saturação;
- V_R : tensão de saída do regulador;
- V_T : tensão à saída do filtro;
- V_{Ref} : tensão de referência.

3.2.3 Reguladores de Turbinas

Pode-se afirmar, que a principal função dos reguladores das Turbinas é analisar e controlar a velocidade do rotor que é acionado pela turbina. Será este processo que irá condicionar a abertura e o fecho das válvulas, de acordo com o desvio de velocidade do rotor em relação ao sincronismo [19].

TGOV1

O TGOV1 representa um modelo simples da ação de um regulador da turbina a vapor. Na figura 3.6 está representado o diagrama de blocos do modelo descrito.

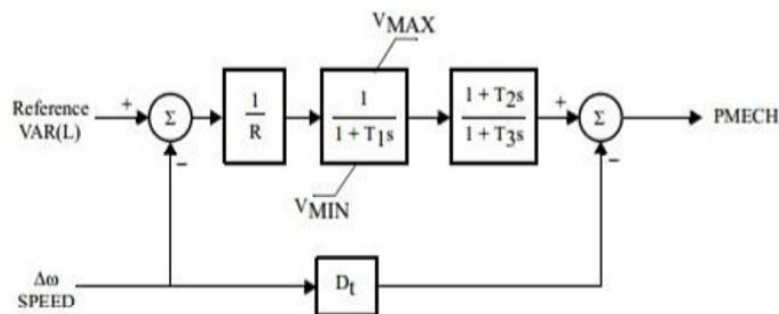


Figura 3.6 - Diagrama de blocos do TGOV1 [18].

No diagrama de blocos representado na figura 3.6, temos que:

- R : Estatismo, ou constante de regulação;
- T_1 : constante de tempo do regulador;
- T_2 é a constante de tempo de reaquecimento;
- V_{MAX} : posição máxima das válvulas;
- V_{MIN} : posição mínima das válvulas;
- P_{PECH} : potência mecânica fornecida pela turbina;
- D_t : amortecimento da turbina (usualmente é zero);
- ω : desvio da velocidade em relação à velocidade de sincronismo.

O bloco onde está T_1 modeliza o atraso do regulador, e o bloco seguinte modeliza a resposta da turbina.

1) Modelo DEGOV

Outro modelo de regulação de velocidade que se pode usar, é o modelo DEGOV.

Este é um modelo constituído por um regulador de velocidade isócrono, um controlador eletrónico de velocidade, um atuador hidromecânico e um motor diesel, Na figura 3.7 está representado o diagrama de blocos do modelo mencionado.



Figura 3.7 - Diagrama de blocos do modelo DEGOV [20].

No diagrama de blocos representado na figura 3.7, temos que:

- $T1$, $T2$ e $T3$, representam as constantes de tempo do controlador (s);
- K , representa o ganho associado ao atuador;
- $T4$, $T5$ e $T6$, representam as constantes de tempo do atuador (s);
- TD , representa a constante de tempo associada ao motor diesel;
- $TMAX$, representa o limite máximo do atuador;
- $TMIN$, representa o limite mínimo do atuador.

3.3 Linhas de Transmissão e Distribuição

As linhas de transmissão são os elementos do sistema elétrico responsáveis pelo transporte da energia por toda a rede.

Estas linhas podem apresentar diferentes comprimentos, sendo que algumas têm poucos centímetros e outras podem atingir muitos quilômetros. Considera-se que a energia elétrica pode ser transmitida através de linhas aéreas ou através de cabos subterrâneos. Devido ao facto de apresentar um custo muito elevado estes cabos não são muito usados, sendo apenas utilizados em situações de grande densidade populacional. Por esta razão, as linhas de transmissão assumem-se como a principal forma de transporte de energia elétrica.

Pode-se considerar que uma linha de transmissão é caracterizada por: resistência, reatância, susceptância e condutância. No entanto, o valor da condutância é tão reduzido que normalmente é desprezado.

O modelo para representação das linhas usado é o modelo em π , representado na figura 3.8.

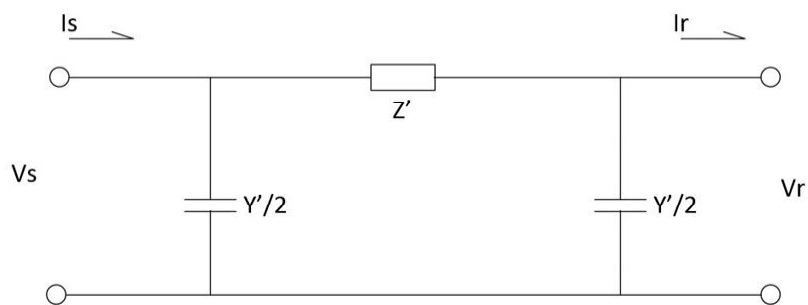


Figura 3.8 - Modelo em π de uma linha de transmissão [21].

Onde:

- V_s , representa a tensão na emissão;
- I_s , representa a corrente na emissão;
- V_r , é a tensão na receção;
- I_r , é a corrente na receção;
- Z , é a impedância em série;
- $\frac{Y}{2}$, é a admitância em derivação.

Pode-se afirmar, que a admitância em derivação é igual à soma da condutância, G , (parte real) com a susceptância, B , (parte imaginária), como se encontra demonstrado na equação 3.4.

$$Y_T = G_T + jB_T \quad (3.4)$$

Como já foi referido anteriormente, a condutância como apresenta valores muito baixos pode ser desprezada, o que permite concluir que admitância pode ser dada pela equação 3.5 [1].

$$Y_T = jB_T \quad (3.5)$$

3.4 Cargas

Podem-se considerar vários tipos de cargas presentes em sistemas elétricos de energia, nomeadamente sistemas de aquecimento, motores, baterias, entre outros.

Em estudos de trânsito de potências, as cargas são representadas por potência ativas e reativas constantes, porém nos estudos dinâmicos de estabilidade transitória pode-se afirmar que as cargas são representadas como admitâncias ativas e reativas constantes [1].

Assim, a modelização de cargas compostas revela-se como um problema bastante confuso e complexo, isto porque estas cargas são sensíveis à frequência e às flutuações de tensão. Desta forma, em estudos de estabilidade é habitual considerar as cargas como uma admitância à terra constante, como se encontra representado na equação 3.6 [20]:

$$Y_T = G_T + jB_T = \frac{P_T + jQ_T}{V^2} \quad (3.6)$$

Onde:

- Y_T , representa a admitância;
- G_T , é a condutância;
- B_T , é a susceptância;

- P_T , a potência ativa;
- Q_T , a potência reativa;
- V , a tensão.

Esta representação das cargas, embora seja muito usada nestes estudos, demonstra ser muito conservativa. Isto porque, a potência absorvida pela impedância varia com o quadrado da tensão, o que nem sempre se verifica.

Efetivamente, esta representação revela-se suficientemente precisa para o **período de defeito**, visto que a influência que a diminuição da tensão tem na potência absorvida é muito superior ao efeito da variação de frequência [1].

Por outro lado, no período **pós-defeito** esta modelização apresenta menor precisão, uma vez que a influência da variação da frequência na potência absorvida não pode ser desprezada face à influência das oscilações de tensão [1].

3.5 Barramentos

Num Sistema elétrico de Energia, os barramentos podem ser divididos em 3 tipos:

➤ **PV.**

Neste tipo de barramento sabem-se os valores da Potência ativa e do módulo da tensão. São barramentos onde é gerada energia elétrica;

➤ **PQ.**

Nestes barramentos, conhecem-se os valores da Potência ativa e reativa, sendo estes barramentos com carga;

➤ **REF.**

Este barramento, corresponde ao barramento de referência e de compensação, definindo-se um argumento da tensão, normalmente nulo. Este tem obrigatoriamente que ser um barramento com produção.

3.6 Conclusão

Neste capítulo fez-se uma pequena apresentação sobre o software usado nesta dissertação (PSSE). Esta ferramenta possui uma biblioteca com diversos modelos de componentes dinâmicos para estudos de estabilidade transitória. Os três tipos de componentes mais importantes para o funcionamento dinâmico de um sistema elétrico, são os Geradores Síncronos, o sistema de excitação e o sistema de regulação de turbinas.

Quanto aos geradores, concluímos que os modelos GENSAL e o GENROU são os mais utilizados em estudos de estabilidade. O primeiro é um modelo para um alternador de polos salientes e o segundo para um alternador de polos lisos.

Foram também analisados os sistemas de excitação, cuja função é manter constante a tensão aos terminais de saída da máquina. Foram ainda abordados os modelos dos reguladores de velocidade das turbinas, que representam o sistema de controlo da potência mecânica fornecida pela turbina ao alternador face às variações da carga.

Na fase final do capítulo foi apresentada a modelização das linhas de transmissão, cargas e barramentos, analisando-se as suas características e funcionalidades.

Capítulo 4

Metodologia e Simulações Dinâmicas

Neste capítulo é apresentada a metodologia de trabalho utilizada na realização da dissertação, dando atenção ao cálculo do trânsito de potências e ao processo da simulação dinâmica.

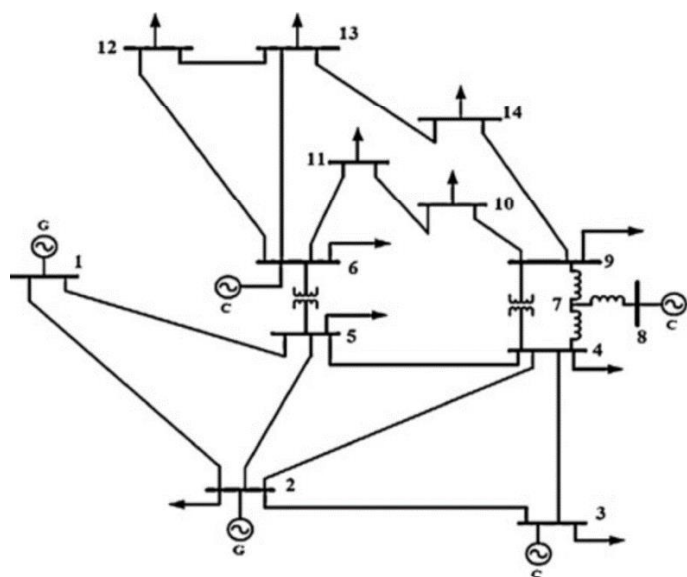


Figura 4.1 - Rede de teste IEEE 14 bus system [24].

Na figura 4.1 está representada a rede de teste usada, que corresponde à rede teste de 14 barramentos do IEEE. É composta por 14 barramentos, 17 linhas, 11 cargas, 3 geradores (representados pela letra G), 3 transformadores e 2 compensadores síncronos (representados pela letra C). Os dados da rede de teste apresentam-se no anexo A.

4.1 Introdução

Este capítulo centra-se na metodologia desenvolvida ao longo do projeto. Nesta medida, recorrendo à ferramenta computacional PSS/E, através do cálculo do trânsito de potências obtiveram-se as condições de pré defeito da rede e numa segunda fase procedeu-se com a simulação dinâmica, de maneira a proceder com simulações de defeitos em tempo real.

Considerando a rede representada na figura 4.1, foram simulados defeitos em diferentes linhas, de maneira a analisar o comportamento das tensões nos barramentos e da evolução dos ângulos rotóricos nos geradores, com o intuito de ficar a conhecer o tempo de atuação crítico das proteções para cada caso de estudo. Importa referir que as simulações indicam a forma como se comporta o sistema até 2 segundos, após ocorrer o defeito.

Foram assim analisados vários casos, considerando para cada um deles os diferentes modelos de geradores e a introdução de sistemas de excitação e reguladores de turbinas.

Para a resolução do TP da rede, utilizou-se então o software PSS/E tendo por base um ficheiro .raw com os dados da rede. Para este procedimento o software Pss/e disponibiliza vários métodos de cálculo, tendo sido usado neste caso o método de Newton-Raphson.

A situação de pré defeito descrita está representada na tabela A.1.

4.2 Metodologia

Este subcapítulo tem como objetivo explicar a metodologia do caso de estudo realizado na dissertação.

Como já referido, numa primeira fase do estudo, com recurso à ferramenta computacional PSS/E, é criado um caso base e é calculado o trânsito de potências de maneira a conhecer a situação de pré defeito da rede.

Trânsito de Potências

Relativamente ao software, de maneira a realizar o trânsito de potências da rede, procede-se da seguinte forma: Fez-se “File->New” de maneira a criar uma página onde foram introduzidos os dados da rede, ou seja as características dos barramentos, dos geradores, dos transformadores e de todas as linhas.

Depois de inseridos todos os dados no programa, pode-se então proceder com o cálculo do Trânsito de Potências da rede, de maneira a conhecer as características em que esta se encontra antes da ocorrência de alguma perturbação.

Para o cálculo mencionado procede-se da seguinte forma: guarda-se o ficheiro criado inicialmente usando a extensão .sav, e de seguida, no software faz-se “Power Flow->Solution->Solve”. Quando isto é feito, é necessário então escolher o modelo para realizar o trânsito, sendo que no presente caso de estudo utilizou-se o método iterativo “Newton-Raphson”.

Posteriormente, é corrido o TP e terão sido obtidos os valores das tensões nos barramentos e dos ângulos rotóricos para a condição de pré defeito. Conhecidos os valores para a condição de pré-defeito, pode-se proceder com a etapa da simulação dinâmica.

Simulação Dinâmica

Depois de conhecer os valores da condição de pré defeito, pode-se então inicializar o estudo dinâmico. Para tal, é imperativo que os geradores e as cargas sejam convertidos, de tal forma que a carga seja analisada como uma admitância constante. Para além disso, será ainda necessário reordenar os barramentos e fatorizar a matriz das admitâncias. Todos estes processos são realizados com recurso ao software utilizado.

Nesta fase é ainda necessário criar um ficheiro que contenha a informação dinâmica dos geradores e reguladores que irão ser usados na simulação. Este tipo de ficheiro é criado como um ficheiro de texto, sendo gravado com a extensão .dyr. Para a simulação dinâmica, o software Pss/e possui um conjunto de modelos de geradores e reguladores, que serão necessários para estudar a estabilidade transitória.

Abrindo o ficheiro correspondente ao caso base convertido e o ficheiro .dyr no software, está-se em condições de proceder com a simulação das perturbações. Desta forma, para simular o defeito, faz-se “Dynamics→Define simulation output by subsystem”.

Tendo isto feito, passa-se para a simulação propriamente dita, fazendo “Dynamics→Simulation→Perform simulation (STRT/RUN)”. Esta opção irá criar um ficheiro com extensão .out, que será necessário a visualização das curvas dos ângulos e das tensões pretendidas.

Durante a simulação, vai-se variando o tempo de atuação das proteções de maneira a obter a evolução temporal do ângulo rotórico e das tensões nos barramentos, de maneira a estabelecer qual o limite de estabilidade para cada situação analisada.

4.3 Casos de Estudo

Os estudos realizados no sistema elétrico representado na figura 4.1, tiveram como principal foco a análise do comportamento dos ângulos de carga dos geradores e das tensões dos barramentos de uma rede, face a ocorrência de contingências em diferentes linhas.

Nesta medida, foram simulados curto circuitos trifásicos simétricos numa linha perto dos geradores e noutra linha mais afastada, de maneira a comparar os resultados obtidos para cada uma das situações.

Na sequência do estudo realizado são apresentados vários casos de estudo, tendo sido realizadas várias simulações de perturbações para todos os casos. As situações analisadas foram as seguintes:

- Defeito na linha 2-4 (próximo dos geradores);
- Defeito na linha 12-13 (afastado dos geradores);
- Variação da constante de Inércia;
- Variação da constante de Amortecimento.

4.3.1 CASO A

No primeiro caso de estudo, para realizar as simulações, utilizou-se o modelo Genrou e o sistema de excitação IEEE1. Um dos principais objetivos do estudo foi analisar o impacto que um defeito ocorrido numa linha próxima dos geradores tem na estabilidade do sistema, comparativamente à ocorrência de um defeito numa linha mais afastada dos geradores.

Nesta medida, foram realizadas várias simulações com diferentes tempos de atuação das proteções, tendo-se registado a evolução do ângulo de carga dos geradores e também a evolução temporal das tensões nos diferentes barramentos.

Começou-se por este caso de estudo, uma vez que se verificou que a introdução do sistema de excitação melhorou a estabilidade do sistema.

No caso base em que apenas se considerou o modelo de geradores Genrou, concluiu-se que o tempo crítico de atuação das proteções seria **0,15 segundos**.

NOTA: Para todas as simulações realizadas, de maneira a facilitar a interpretação dos resultados, apenas se representam as tensões nos barramentos 2,4, 12, 13 e 14 e relativamente aos ângulos de cargas representam-se as curvas correspondentes aos geradores 2, 3, 4 e 5.

4.3.1.1 Modelo Genrou

→ Tempo de Atuação das proteções de 0,16 segundos

Verificou-se que a estabilidade da rede, quando ocorre um defeito na linha 2-4 e considerando apenas o modelo mencionado, era comprometida apartir dos 0,16 segundos. Como se pode comprovar através das seguintes imagens:

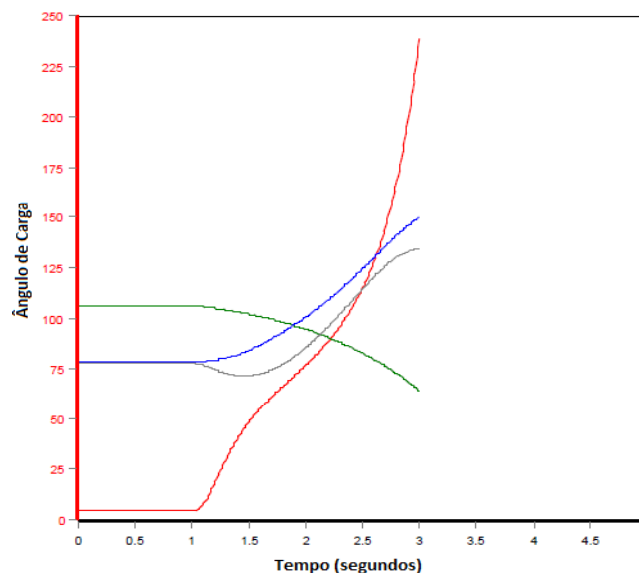


Figura 4.2 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores, utilizando apenas o modelo Genrou, para um tempo de 0,16 segundos.

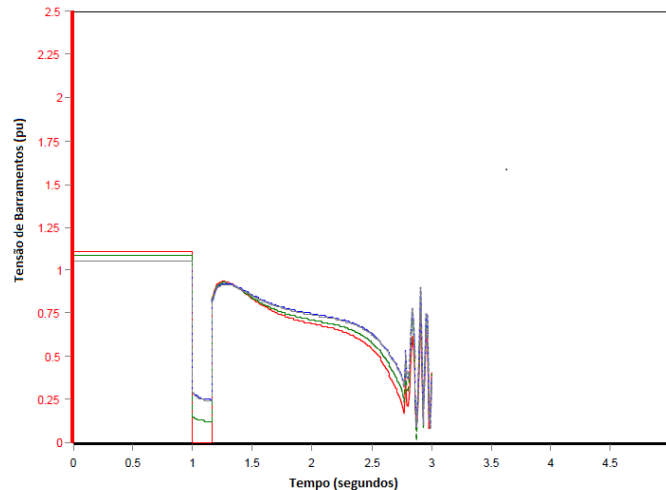


Figura 4.3 - Evolução temporal da tensão nos barramentos, utilizando apenas o modelo Genrou, para um tempo de 0,16 segundos

Verificou-se assim que o mais apropriado seria incluir os sistemas de excitação e facilmente se conclui que esta medida melhora bastante a estabilidade da rede.

Um dos principais objetivos do estudo passava então por analisar o impacto que um defeito ocorrido numa linha próxima dos geradores tem na estabilidade do sistema, comparativamente à ocorrência de um defeito numa linha mais afastada dos geradores.

Nesta medida, foram realizadas várias simulações com diferentes tempos de atuação das proteções, tendo-se registado a evolução do ângulo de carga dos geradores e também a evolução temporal das tensões nos diferentes barramentos.

4.3.1.2 CASO A.1 - Modelo Genrou + Sistema de Excitação IEEE1

Neste primeiro caso foi simulado um defeito na linha 2-4, e foi-se variando o tempo de atuação das proteções até se atingir o tempo crítico.

Os resultados das diferentes simulações são apresentados de seguida:

→ Tempo de atuação de proteções de 0,19 segundos

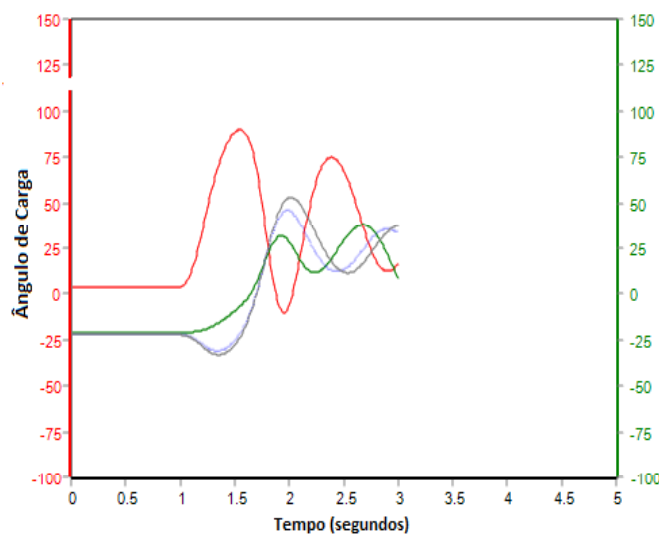


Figura 4.4 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,19 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1.

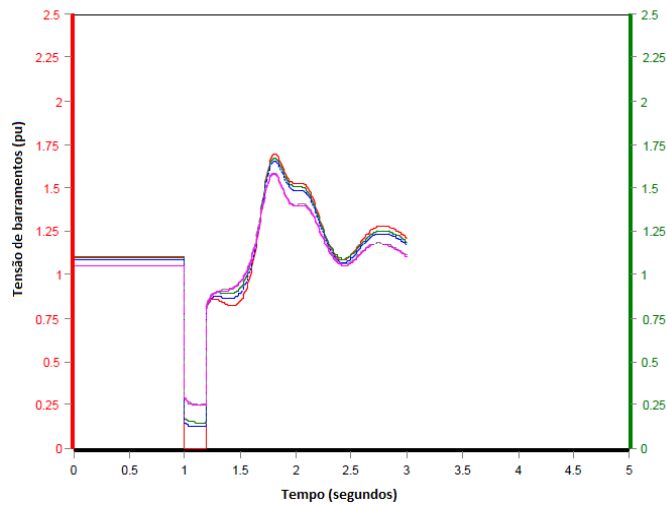


Figura 4.5 - Evolução temporal da tensão dos barramentos para um tempo de atuação de 0,19 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1.

Pela análise dos gráficos das figuras 4.4 e 4.5 pode-se concluir, que o sistema para um tempo de atuação de proteções de 0,19 segundos ainda é estável.

→ Tempo de atuação de proteções de 0,20 segundos

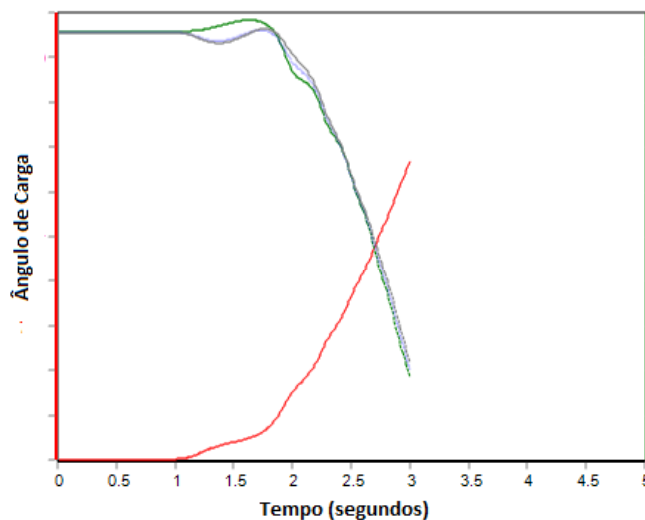


Figura 4.6 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,20 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1.

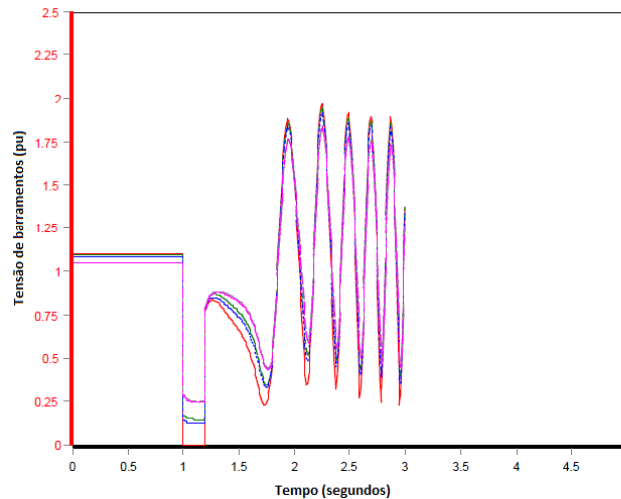


Figura 4.7 - Evolução temporal das tensões dos barramentos para um tempo de atuação de 0,20 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1.

Pela interpretação dos gráficos das figuras 4.6 e 4.7, conclui-se que a partir dos 0,20 segundos o sistema não é estável. Assim, o limite de tempo máximo para atuação das proteções caso ocorra um defeito na linha 2-4, é **0,19 segundos**.

4.3.1.3 CASO A.2 - Modelo Genrou + Sistema de Excitação IEEE1

Procedeu-se com novas simulações, agora considerando a ocorrência de um defeito na linha 12-13.

Simulando novamente para diferentes tempos de atuação das proteções, facilmente se concluiu que um defeito numa linha mais afastada dos geradores, compromete muito menos a estabilidade da rede. Obtiveram-se os resultados que se analisam de seguida e se apresentam nas figuras 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11.

→ Tempo de atuação de proteções de 0,54 segundos

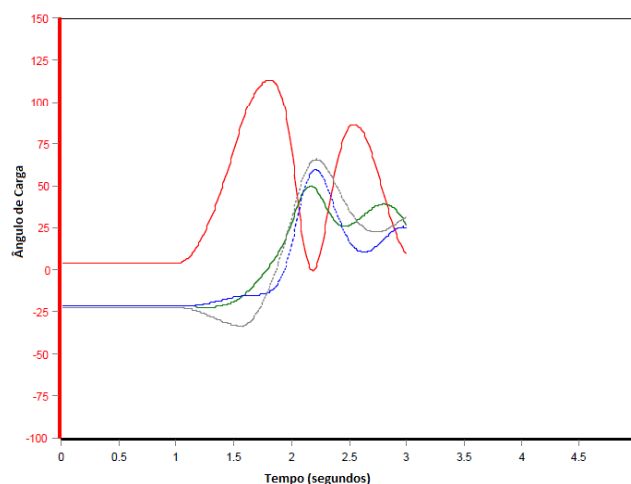


Figura 4.8 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,54 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1.

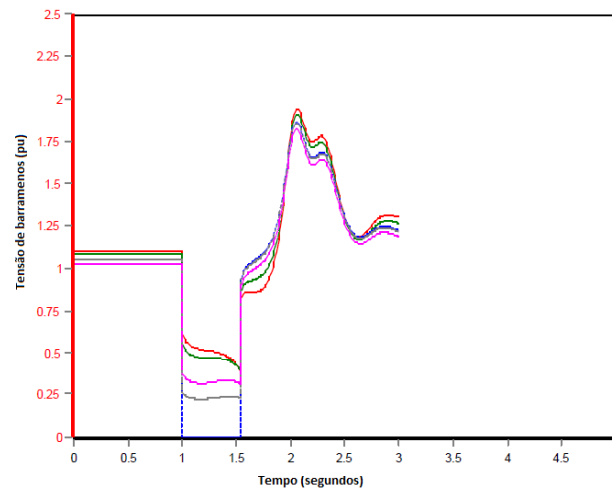


Figura 4.9 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,54 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE T1.

Verificou-se que o sistema permanece estável durante muito mais tempo, quando comparado com o caso anterior, sendo que 0,54 segundos após a ocorrência da perturbação o sistema ainda é estável.

→ Tempo de atuação de proteções de 0,55 segundos

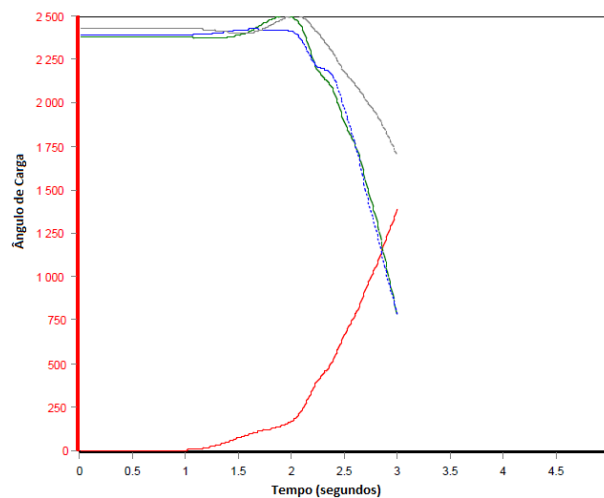


Figura 4.10 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,55 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE T1.

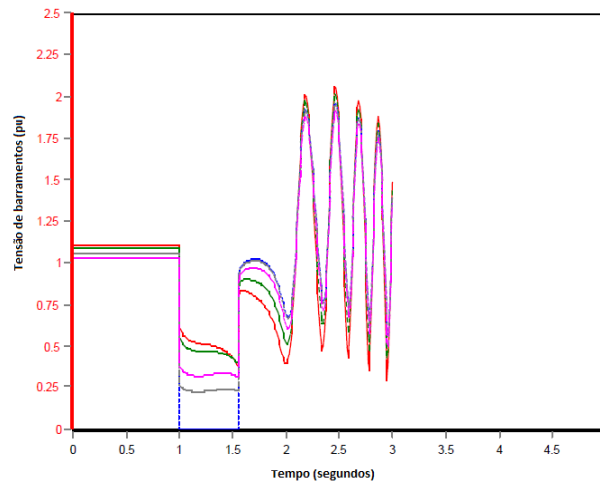


Figura 4.11 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,55 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1.

Os gráficos representados nas figuras 4.9 e 4.10 permitem concluir que, quando ocorre um defeito numa linha mais afastada dos geradores, essa perturbação não tem tanto impacto como quando acontece perto dos geradores. Verificou-se então que o tempo crítico de atuação das proteções passou a ser **0,54 segundos**, em vez dos 0,19 segundos do caso anterior.

4.3.2 CASO B

Neste caso de estudo, a única alteração relativamente ao caso anterior é o valor da constante de Inércia do modelo Genrou, passando esse valor de 4 para 2 [MJ/MVA].

Realizaram-se mais simulações para encontrar o novo limite do tempo de atuação das proteções.

4.3.2.1 CASO B1 - Modelo Genrou + Sistema de Excitação IEEE1 + Variação da constante de Inércia

Tal como no caso anterior, foi simulado um defeito na linha 2-4. De maneira a se poder comparar diretamente com o caso anterior, o primeiro tempo testado foi o tempo crítico do caso anterior (0,19 segundos), tendo-se concluído rapidamente que para este caso, esse tempo resultaria num sistema instável. Foi-se então alterando o tempo de atuação das proteções para determinar qual o novo tempo crítico.

Obtiveram-se então os seguintes resultados, apresentados de seguida:

→ **Tempo de atuação de proteções de 0,11 segundos**

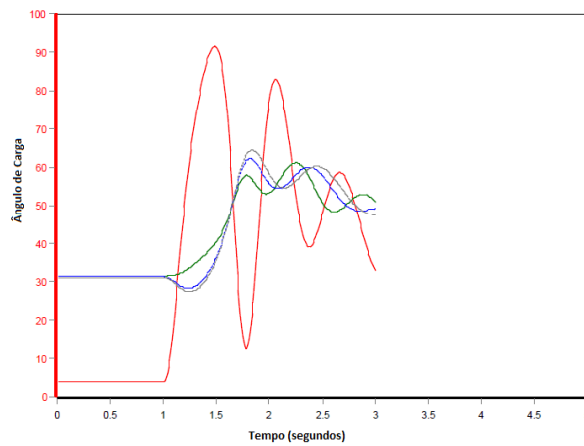


Figura 4.12 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,11 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.

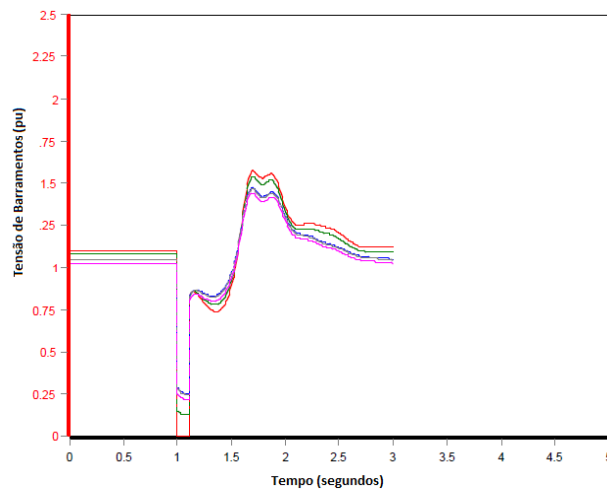


Figura 4.13 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,11 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.

→ Tempo de atuação de proteções de 0,12 segundos

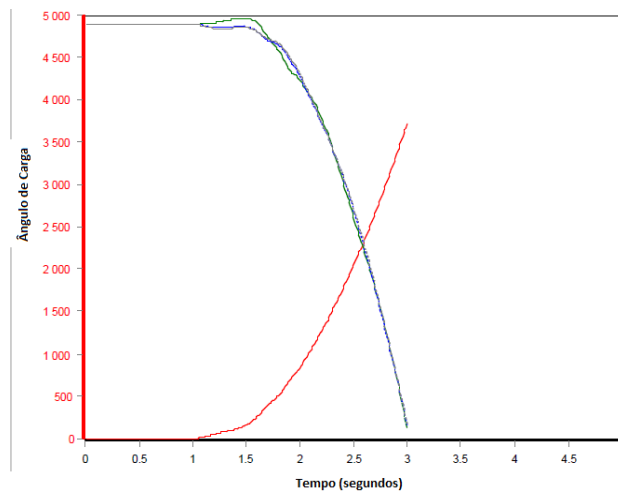


Figura 4.14 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,12 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.

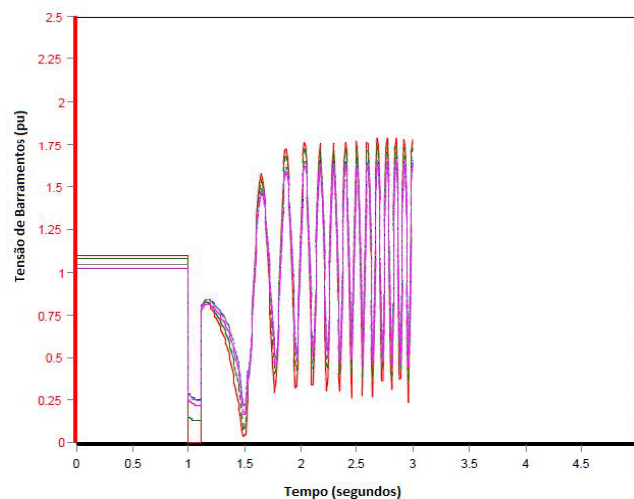


Figura 4.15 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,12 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.

Através da análise dos gráficos, verifica-se que a estabilidade é perdida para um tempo crítico das proteções de **0,12 segundos**. Estes resultados provam que diminuído a constante de inércia, o tempo crítico das proteções diminui pelo que a estabilidade do sistema também diminui.

4.3.2.2 CASO B2 - Modelo Genrou + Sistema de Excitação IEEE1 + Variação da constante de Inércia

De igual forma, procedeu-se com a simulação de um defeito numa linha mais afastada dos geradores, nomeadamente na linha 12-13.

Os resultados obtidos são os apresentados de seguida:

→ Tempo de Atuação de proteções de 0,29 segundos

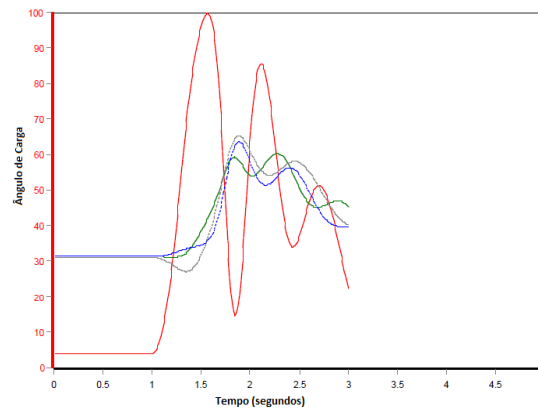


Figura 4.16 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,29 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.

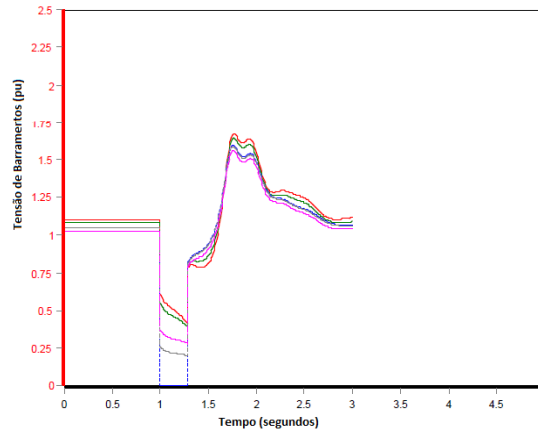


Figura 4.17 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,29 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.

→ Tempo de Atuação de proteções de 0,30 segundos

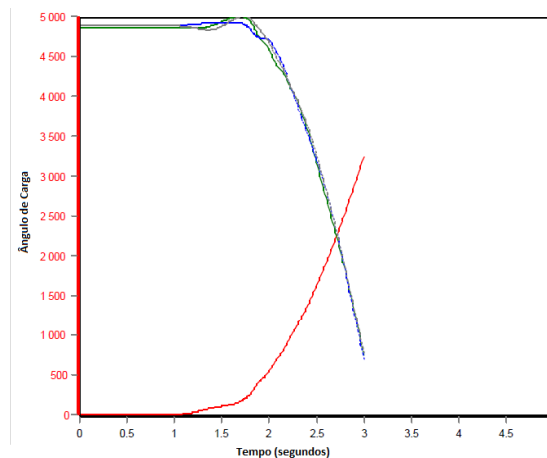


Figura 4.18 - Evolução temporal do ângulo de carga dos gerados para um tempo de atuação de 0,30 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.

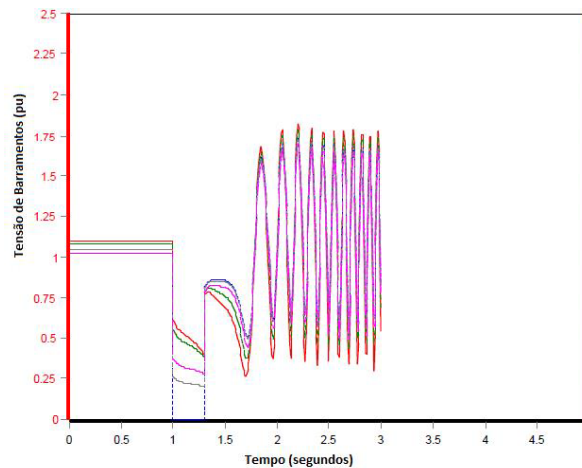


Figura 4.19 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,30 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Inércia de 2 MJ/MVA.

Os resultados obtidos provam que a redução da constante de Inércia interfere bastante na estabilidade de uma rede elétrica. Neste caso, o tempo crítico de atuação das proteções desceu de 0,54 segundos para **0,29 segundos**.

4.3.3 CASO C

De maneira idêntica ao caso anterior, tendo como base os modelos do caso A (Genrou+IEEE1), alterou-se o valor da constante de Amortecimento no modelo Genrou, tendo-se aumentado de 0 para 4 p.u.MW/p.u.rad/s em todos os alternadores. Procedeu-se desta forma, de maneira a perceber o impacto que essa variável tem na estabilidade do sistema.

Tal como nos casos anteriores, fizeram-se simulações para defeitos numa linha próxima dos geradores (linha 2-4) e noutra mais afastada (linha 12-13), com o objetivo de determinar o novo tempo crítico de atuação das proteções.

4.3.3.1 CASO C1 - Modelo Genrou + Sistema de Excitação IEEE1 + Variação de Amortecimento

O primeiro caso testado foi a simulação de um defeito na linha 2-4, para um tempo de 0,20 segundos, que corresponde ao tempo de atuação apartir do qual o sistema perde a estabilidade no caso A. Verificou-se que contrariamente ao primeiro caso, a estabilidade não era comprometida para este tempo.

Procedeu-se então com várias simulações com o objetivo de encontrar o novo tempo crítico, chegando-se às seguintes conclusões:

→ **Tempo de Atuação de Proteções de 0,21 segundos**

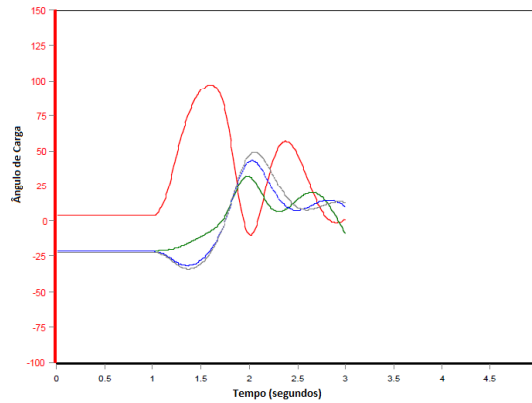


Figura 4.20 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,21 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.

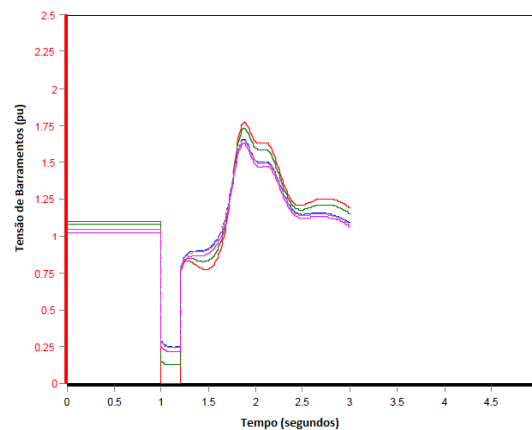


Figura 4.21 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,21 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.

→ **Tempo de Atuação de Proteções de 0,22 segundos**

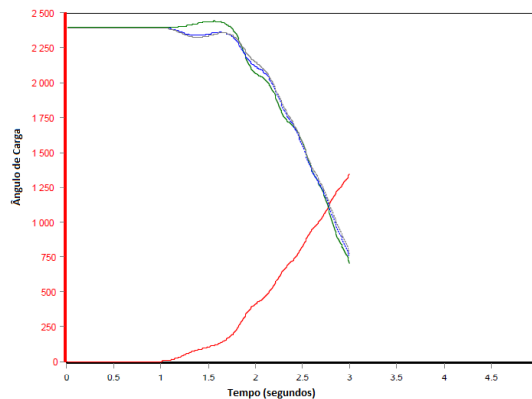


Figura 4.22 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,22 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s

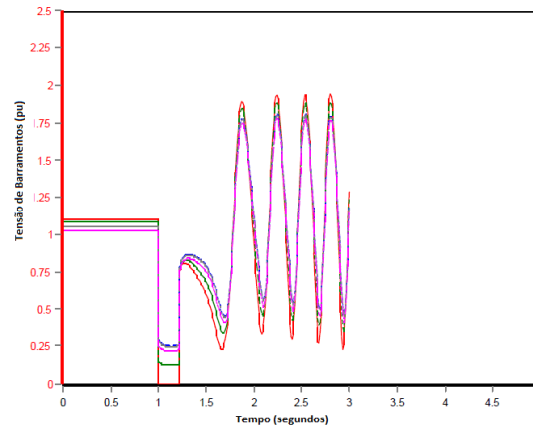


Figura 4.23 - Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,22 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.

Através da análise das figuras 4.19, 4.20, 4.21 e 4.22, pode-se concluir que a estabilidade é perdida a partir de um tempo de atuação das proteções de 0,22 segundos. Como era de esperar, o aumento da constante de amortecimento interferiu na estabilidade da rede.

O limite de atuação das proteções passou então dos 0,19 segundos para os **0,21 segundos**.

4.3.3.2 CASO C2 - Modelo Genrou + Sistema de Excitação +Variação de Amortecimento

Tal como no caso anterior, modificou-se o valor da constante de amortecimento, agora para a ocorrência de um defeito numa linha afastada dos geradores, na linha 12-13.

Procedeu-se novamente a várias simulações, começando as simulações com um tempo de 0,55 segundos, que correspondia ao tempo crítico de atuação das proteções no caso A. Verificou-se que contrariamente ao sucedido no caso A, o sistema para este tempo não perde a estabilidade. Foi-se aumentando o tempo de atuação, de maneira a determinar o novo tempo crítico, tendo-se chegado aos seguintes resultados que se apresentam de seguida:

→ Tempo de Atuação de Proteções de 0,63

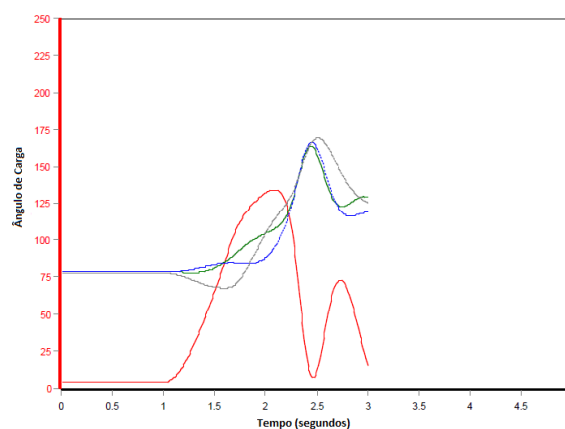


Figura 4.24 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,63 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.

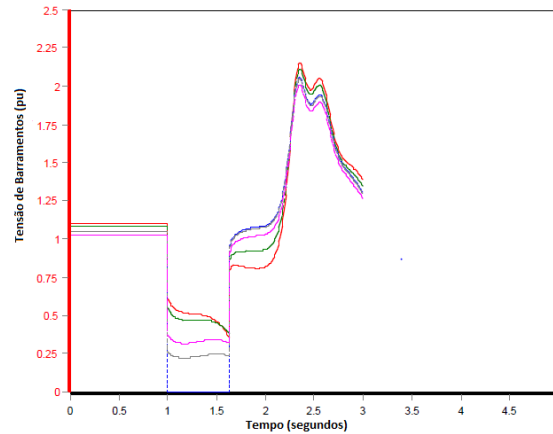


Figura 4.25 - Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,63 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.

Verifica-se, que para um tempo de atuação de proteções de 0,63 segundos, o sistema ainda é capaz de estabilizar.

→ Tempo de Atuação de Proteções de 0,64 segundos

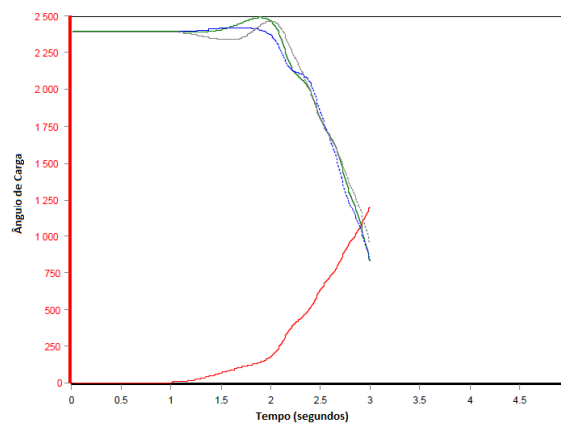


Figura 4.26 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,64 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.

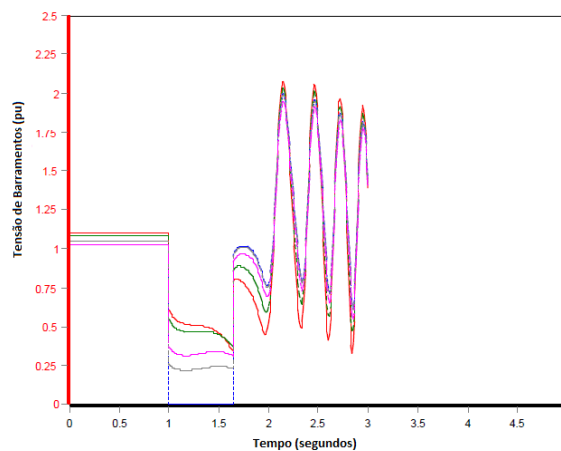


Figura 4.27 - Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,64 segundos, para um defeito na linha 12-13 e utilizando o modelo Genrou e o IEEE1, com um valor de Amortecimento de 4 p.u.MW/p.u.rad/s.

Como se pode comprovar pelos gráficos das figuras 4.25 e 4.26, apartir dos 0,64 segundos, o sistema deixa de ser capaz de voltar a uma situação estável. Assim, podemos afirmar que perante um aumento da constante de amortecimento, o tempo crítico de atuação das proteções passa de 0,54 segundos para **0,64 segundos**.

Como o tempo de atuação aumentou, podemos concluir que um aumento do amortecimento melhora a estabilidade da rede.

4.3.4 CASO D

O objetivo é conhecer o impacto que a Regulação de velocidade tem na estabilidade de um SEE. Desta forma, teve-se por base o caso A e incluiu-se o modelo de reguladores de turbinas HYGOV.

Procedeu-se a várias simulações para encontrar o novo tempo crítico de atuação das proteções. Como o tempo crítico do caso A era os 0,19 segundos, foi precisamente com esse tempo que se começaram as novas simulações.

De forma análoga aos casos anteriores fizeram-se diferentes simulações em que, numa primeira fase, se considerou um defeito na linha 2-4 e depois na linha 12-13.

4.3.4.1 CASO D1 - Modelo Genrou + Sistema de Excitação IEEE1 + Regulador de Turbinas DEGOV

→ Tempo de Atuação das Proteções de 0,20 segundos

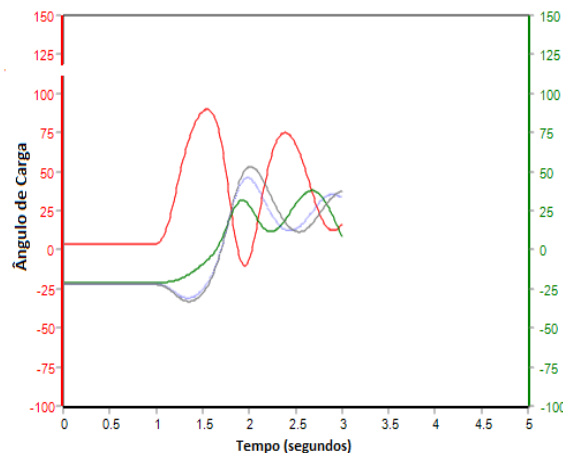


Figura 4.28 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,20 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.

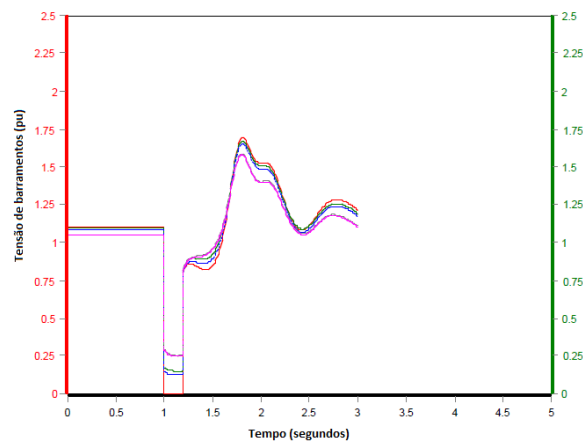


Figura 4.29 - Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,20 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.

→ Tempo de Atuação das proteções de 0,21 segundos

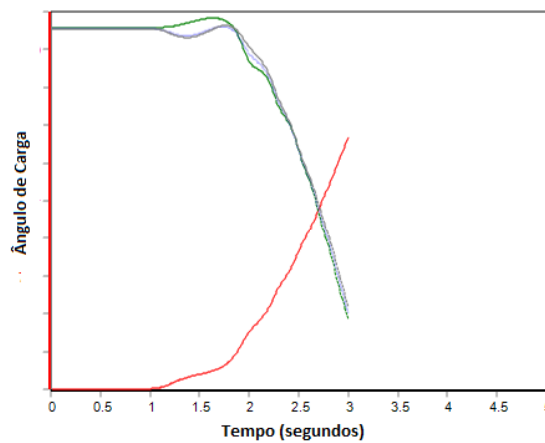


Figura 4.30 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,21 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.

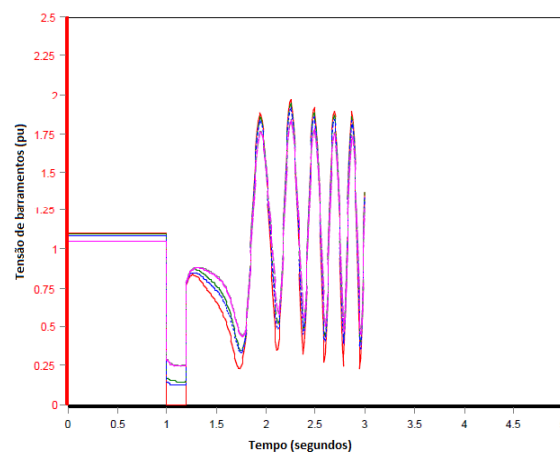


Figura 4.31 - Evolução temporal das tensões nos barramentos para um tempo de atuação de 0,21 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.

Comparativamente ao caso em que não se considera o sistema de regulação das turbinas, pode-se verificar que o tempo crítico aumentou ligeiramente, o que permite concluir que a estabilidade melhorou. O novo tempo crítico passou a ser então **0,20 segundos**.

4.3.4.2 CASO D2 - Modelo Genrou + Sistema de Excitação IEEE1 + Regulador de Turbinas DEGOV

→ Tempo de atuação de proteções de 0,65 segundos

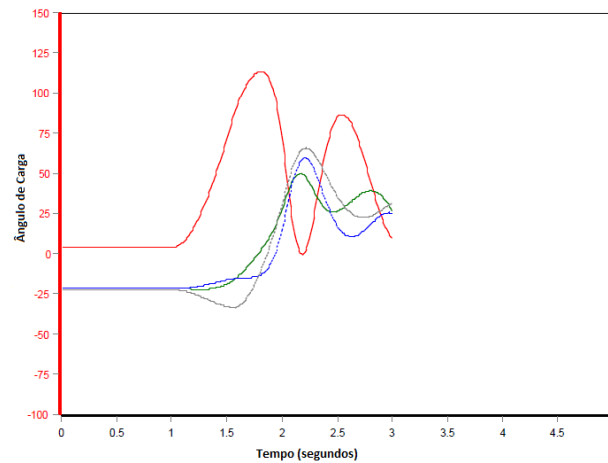


Figura 4.32 - Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,65 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.

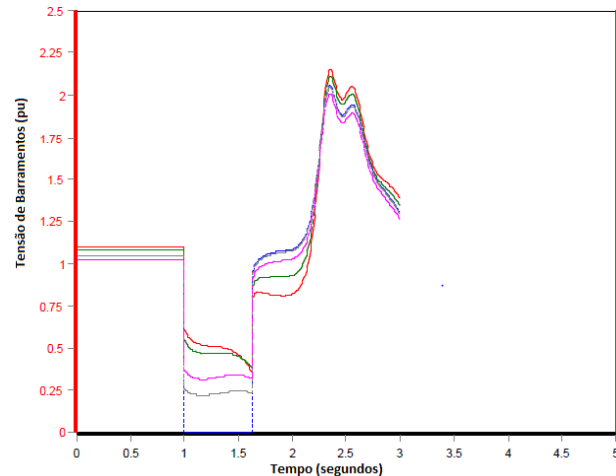


Figura 4.33 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,65 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.

Verificou-se que tempo crítico aumentou com a utilização de reguladores de velocidade, como seria de esperar.

→ Tempo de atuação de proteções de 0,66 segundos

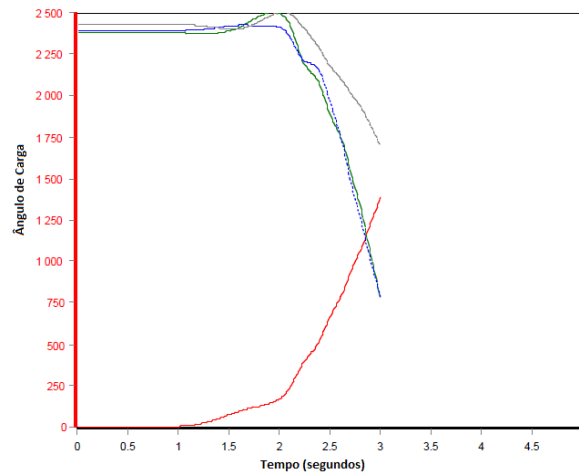


Figura 4.34 Evolução temporal do ângulo de carga dos geradores para um tempo de atuação de 0,66 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.

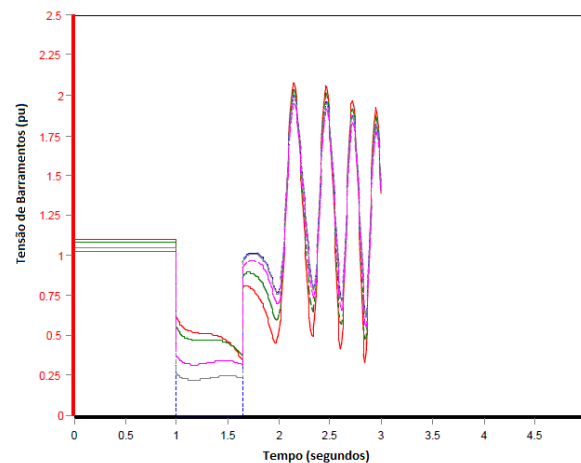


Figura 4.35 - Evolução temporal da tensão nos barramentos para um tempo de atuação de 0,65 segundos, para um defeito na linha 2-4 e utilizando o modelo Genrou, o IEEE1 e o DEGOV1.

Tal como se verificou no sub-caso anterior, o tempo crítico aumentou, passando a ser **0,65 segundos**. Conclui-se assim que os reguladores de velocidade têm grande impacto na estabilidade de um sistema elétrico. No caso em que ocorre um defeito numa linha mais afastada dos geradores este facto é mais visível.

Na tabela 4.1 estão apresentados os tempos críticos de atuação das proteções, para cada caso e sub-caso analisado.

Tabela 4.1 - Tempos de Atuação críticos para os diferentes casos de estudo

		CASO Genrou	CASO A	CASO B	CASO C	CASO D
Limite de	linha	0,16	0,19	0,11	0,21	0,20
Estabilidade	2-4	segundos	segundos	segundos	segundos	segundos
	linha	0,42	0,54	0,29	0,63	0,65
	12-13	segundos	segundos	segundos	segundos	segundos

4.4 Análise de Resultados

Procedeu-se à simulação de perturbações em diferentes linhas, tendo-se variado diferentes parâmetros de maneira a se poder concluir sobre o impacto que cada um deles têm na estabilidade.

No primeiro caso referido, considerou-se a utilização do modelo GENROU e do modelo de excitação dos alternadores IEEE1 para todos os geradores. Procedeu-se com a ação dos sistemas de excitação, de maneira a ser possível analisar e concluir sobre sua influência na melhoria da estabilidade.

Como já referido anteriormente, um dos primeiros aspectos que se considerou em todos os casos de estudo, foi a localização do defeito. No final das simulações, conclui-se que a ocorrência de uma perturbação numa linha próxima de um gerador condiciona mais a estabilidade da rede, quando comparada com um defeito numa linha mais afastada. Verificou-se que, quando o defeito ocorre numa linha perto dos geradores, o tempo crítico de atuação das proteções é consideravelmente menor, ou seja, é um defeito que necessita de ser eliminado mais rapidamente de forma a não comprometer o funcionamento de toda a rede. É assim, muito mais importante que as proteções operem mais rapidamente e de uma forma mais precisa, para os defeitos mais próximos dos geradores, uma vez que o seu tempo crítico de atuação é consideravelmente menor, ou seja a estabilidade é mais facilmente comprometida.

No segundo caso de estudo, variou-se a constante de Inércia do modelo de geradores GENROU, com o intuito de analisar o impacto que essa variável tem na estabilidade da rede. Verificou-se que com a diminuição da Inércia o tempo crítico das atuações também diminuiu. Conclui-se dessa forma que, quanto menor for a constante de Inércia dos geradores, menor é o tempo de atuação crítico das proteções e consequentemente menor estabilidade tem a rede.

O terceiro caso é muito semelhante ao anterior, no entanto em vez de se ter variado a constante de Inércia, variou-se a constante de amortecimento. Verificou-se que, para este caso, um aumento desta constante traduziu-se num aumento do tempo crítico de atuação de proteções. Pode-se afirmar que, quanto mais elevado for o valor da constante de amortecimento, mais estável é o sistema elétrico.

Por fim, no último caso de estudo, analisou-se o impacto que a introdução de sistemas reguladores de velocidade tem na estabilidade. Verificou-se que na presença destes sistemas o tempo crítico das proteções aumenta, o que permite concluir que a utilização destes sistemas reguladores de velocidade contribui para a melhoria da estabilidade da rede.

Capítulo 5

Conclusões e perspectivas de trabalho futuro

Depois de analisados todos os casos de estudo, e tendo agora noção do impacto de vários fatores na estabilidade de um sistema, no presente capítulo irá ser apresentado um breve resumo do trabalho feito e consequentemente todas as conclusões tiradas. Serão ainda apresentadas algumas ideias para inclusão futura no trabalho realizado.

5.1 Análise/Conclusões

A primeira conclusão que se pode retirar através das simulações realizadas no programa PSS/E, relaciona-se com o impacto da introdução de sistemas de excitação na rede, neste caso do sistema IEEE1, no aumento do tempo crítico das proteções e, consequentemente na melhoria da estabilidade da rede.

Verificou-se também que variando certas constantes dos modelos dos geradores, verificam-se certas alterações no funcionamento estável do sistema, nomeadamente a Inércia e o amortecimento. Nesta medida, concluiu-se que ao diminuir a constante de Inércia, o tempo de atuação crítico das proteções diminui, ou seja, pode-se concluir que, para valores de inércia mais pequenos, a estabilidade do sistema é mais comprometida. Por outro lado, conclui-se ainda que quando se aumenta o amortecimento, regista-se um aumento do tempo crítico de atuação das proteções, o que nos permite concluir que o aumento dessa variável contribui para a melhoria de estabilidade da rede.

Outro fator muito importante, e que influencia bastante o funcionamento de toda rede, é o local onde ocorre a perturbação. De maneira a ser testado este aspecto, procedeu-se com simulações em diferentes linhas, tendo-se concluído que quando o defeito ocorre numa linha perto dos geradores, o tempo crítico das proteções é consideravelmente menor, quando comparado com a ocorrência do defeito numa linha afastada dos geradores. Desta forma, quando acontecem defeitos em diferentes linhas, é imperativo que se analisem mais detalhadamente aqueles que ocorrem próximos dos geradores, por serem os que mais podem comprometer a estabilidade da rede. Por esta razão, é importante e aconselhável dar especial atenção às zonas da rede que se encontram localizadas mais próximas dos geradores.

Outra conclusão bastante importante, diz respeito ao impacto que os reguladores de velocidade têm na rede. Concluiu-se então que, ao introduzir reguladores de turbinas na rede, o tempo de atuação crítico das proteções aumenta e, consequentemente, a estabilidade da rede era beneficiada com a sua presença.

5.2 Trabalhos Futuros

Neste subcapítulo são apresentadas várias propostas para desenvolvimento/melhoria futura do trabalho realizado.

Inicialmente pode-se colocar a hipótese de analisar outras redes teste, nomeadamente sistemas maiores e de mais difícil análise, que possibilitem um estudo sobre a saída simultânea de vários componentes da rede na estabilidade da mesma.

No que diz respeito à simulação, pode-se ainda optar por fazer o estudo com diferentes modelos de geradores, considerar também vários tipos de sistemas de excitação e, eventualmente, considerar na rede a presença de reguladores de tensão.

Em relação à ferramenta computacional utilizada no trabalho, propõe-se o desenvolvimento de uma versão mais amigável e mais intuitiva, visto que a versão usada (PSS/E 34) ainda torna o trabalho e especialmente a simulação dinâmica um processo bastante pesado, confuso, repetitivo e lento.

Referências

- F. M. BARBOSA, "ESTABILIDADE DE SISTEMA ELÉTRICOS DE ENERGIA," 2013
- J. P. S. PAIVA, REDES DE ENERGIA ELÉTRICA UMA ANÁLISE SISTÉMICA. LISBOA: IST PRESS, 2011.
- VITTAL, VIJAY. DIRECT STABILITY METHODS. LEONARD L. GRIGSBY. ELECTRIC POWER ENGINEERING HANDBOOK. SECOND EDITION. POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL. BOCA RATON, USA: CRC PRESS - TAYLOR & FRANCIS GROUP, 2007.
- [4] TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS: THEORY AND PRACTICE
- [5] https://pssstore.siemens.com/store?Action=list&Locale=en-IE&SiteID=sipti&categoryID=4844334200&ef_id=WxEYbwAAZL5Tx0%3A20180617171824%3As&kwcid=AL%21462%213%21247441822276%21e%21%21g%21%21psse+siemens (VISUALIZADO EM MAIO DE 2018)
- [6] <http://livrozilla.com/doc/1631587/cap%C3%ADulo-2---estabilidade-de-sistemas-el%C3%A9tricos-de-pot%C3%A2ncia> (VISUALIZADO EM MARÇO DE 2018)
- P. K. IYAMBO E R. TZONEVA, "TRANSIENT STABILITY ANALYSIS OF THE IEEE 14-BUS ELECTRIC POWER SYSTEM," IEEE, NAMIBIA, 2007.
- [8] M. PAVELLA, TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS THEORY AND PRACTICE. CHICHESTER [ETC]: JOHN WILEY & SONS, 1994.
- P. SIEMENS, "PROGRAM APPLICATION GUIDE VOLUME 2," 2013.
- <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395142123778/dissertacao.pdf> (VISUALIZADO EM MARÇO DE 2018)
- [11] <http://www.labspot.ufsc.br/~simoed/dincont/dc-cap2.pdf> (VISUALIZADO EM MARÇO DE 2018)
- [12] <http://www.labspot.ufsc.br/~simoed/dincont/dc-cap5.pdf> (VISUALIZADO EM MARÇO DE 2018)
- [13] <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395142123778/dissertacao.pdf> (VISUALIZADO EM MARÇO DE 2018)
- [14] <https://sites.google.com/site/metnumengquim/Home/notas-de-aula/capitulo-iii---edocom-condicao-inicial-futuro> (VISUALIZADO EM MAIO DE 2018)
- [15] MACHADO FERREIRA, C. M. ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA UTILIZANDO FORMULAÇÕES HÍBRIDAS. PORTO: DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES, FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO, DISSERTAÇÃO DE DOUTORAMENTO, 2005.
- [16] http://www.daelt.ct.utfpr.edu.br/professores/alvaug/SEP/%23Controle_primario_frequencia.pdf (VISUALIZADO EM ABRIL DE 2018)
- [17] <http://www.ebah.pt/content/ABAAAFJuMAH/metodos-analise-estabilidade-transitoria-see?part=5> (VISUALIZADO EM MARÇO DE 2018)
- [18] [https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_HTML/Governor.htm?tocpath=Transient%20Stability%20AddOn%20\(TS\)%7CTransient%20Models%7CGenerator%7CGovernor%7C0](https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_HTML/Governor.htm?tocpath=Transient%20Stability%20AddOn%20(TS)%7CTransient%20Models%7CGenerator%7CGovernor%7C0) (VISUALIZADO EM ABRIL DE 2018)
- [19] W. O. OSBON, "A TURBINE-GOVERNOR PERFORMANCE ANALYZER," ELECTRICAL ENGINEERING, VOL. 60, PP. 963-967, 1941
- [20] https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep_TURBINES_GOV.pdf (VISUALIZADO EM ABRIL DE 2018)

- [21] <https://pt.slideshare.net/jimnaturesa/linhas-de-transmisso-presentation> (VISUALIZADO EM MARÇO DE 2018)
- [22] https://www.researchgate.net/figure/IEEE-14-bus-test-system_fig4_290003744 (VISUALIZADO EM ABRIL DE 2018)
- [23] <https://phasetophase.nl/pdf/SynchronousMachineTurbineGoverningSystems.pdf> (VISUALIZADO EM ABRIL DE 2018)
- [24] <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-e.html> (VISUALIZADO EM MARÇO DE 2018)

Anexo A - Rede de teste

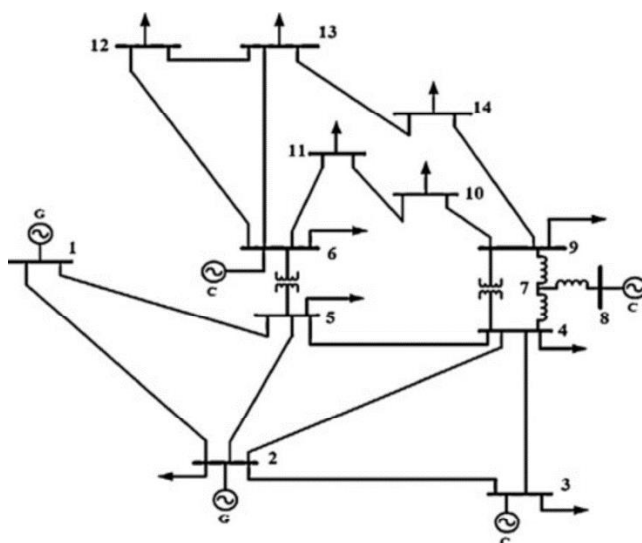


Figura A.1 - Rede de teste IEEE 14 bus system [24].

De maneira a entender melhor as tabelas a figura representada no capítulo 4 também foi representada neste anexo.

Tabela A.1- Dados dos geradores da rede de teste (14bus system IEEE)

Bus	Base (Kv)	Owner Num	Zone Num	Owner Num	Code	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
1	138	1	1	1	3	1000	-1000	0	0
2	138	1	1	1	2	1000	-1000	50	-40
3	138	1	1	1	2	1000	-1000	40	0
4	138	1	1	1	1	-	-	-	-
5	138	1	1	1	1	-	-	-	-
6	138	1	1	1	2	1000	-1000	24	-6
7	138	1	1	1	1	-	-	-	-
8	138	1	1	1	2	1000	-1000	24	-6
9	138	1	1	1	1	-	-	-	-
10	138	1	1	1	1	-	-	-	-
11	138	1	1	1	1	-	-	-	-
12	138	1	1	1	1	-	-	-	-
13	138	1	1	1	1	-	-	-	-
14	138	1	1	1	1	-	-	-	-

Tabela A.2 - Dados das linhas da rede de teste (14bus system IEEE)

<i>From Bus Number</i>	<i>To Bus Number</i>	<i>Id</i>	<i>Line R (pu/m)</i>	<i>Line X (pu/m)</i>	<i>Charging B (pu/m)</i>	<i>In Service</i>
1	2	1	1.94E-07	5.92E-07	5.28E-07	1
1	5	1	5.40E-07	2.23E-06	4.92E-07	1
2	3	1	4.70E-07	1.98E-06	4.38E-07	1
2	4	1	5.81E-07	1.76E-06	3.40E-07	1
2	5	1	5.70E-07	1.74E-06	3.46E-07	1
3	4	1	6.70E-07	1.71E-06	1.28E-07	1
4	5	1	1.34E-07	4.21E-07	0	1
6	11	1	9.50E-07	1.99E-06	0	1
6	12	1	1.23E-06	2.56E-06	0	1
6	13	1	6.62E-07	1.30E-06	0	1
7	8	1	0	1.76E-06	0	1
7	9	1	0	1.10E-06	0	1
9	10	1	3.18E-07	8.45E-07	0	1
9	14	1	1.27E-06	2.70E-06	0	1
10	11	1	8.21E-07	1.92E-06	0	1
12	13	1	2.21E-06	2.00E-06	0	1
13	14	1	1.71E-06	3.48E-06	0	1

Tabela A.3 - Dados das cargas da rede de teste (14busSystem IEEE)

<i>Bus Number</i>	<i>Id</i>	<i>In Service</i>	<i>Pload (MW)</i>	<i>Qload (MW)</i>
2	1	1	21,7	12,7
3	1	1	94,2	19
4	1	1	47,8	-3,9
5	1	1	7,6	1,6
6	1	1	11,2	7,5
9	1	1	29,5	16,6
10	1	1	9	5,8
11	1	1	3,5	1,8
12	1	1	6,1	1,6
13	1	1	13,5	5,8
14	1	1	14,9	5

Tabela A.4 - Dados dos transformadores da rede de teste (14 bus System IEEE)

<i>From Bus</i>	<i>To Bus</i>	<i>Id</i>	<i>Name</i>	<i>In service</i>	<i>Impedance I/O code</i>	<i>Admittance I/O code</i>	<i>Specified X (p.u)</i>
4	7	1	T1	1	Zpu (system base)	Y pu (system base)	0,20912
4	9	1	T2	1	Zpu (system base)	Y pu (system base)	0,55618
5	6	1	T3	1	Zpu (system base)	Y pu (system base)	0,25202

Anexo B - Trânsito de Potências

Tabela B.1 - Valores do trânsito de potências

Bus	Base (Kv)	Voltage(pu)	Angles (pu)
1	138	1,0999	0,00
2	138	1,0936	-4,71
3	138	1,0730	-11,90
4	138	1,0661	-9,50
5	138	1,07	-8,14
6	138	1,0665	-13,66
7	138	1,0660	-12,51
8	138	1,0999	-12,51
9	138	1,0459	-14,12
10	138	1,0421	-14,33
11	138	1,0507	-14,12
12	138	1,0511	-14,51
13	138	1,0459	-14,56
14	138	1,0278	-15,33

Anexo C - Parâmetros dos modelos usados

Tabela C.1 - Parâmetros do modelo Genrou

$T'_{do} (> 0)$	6.5
$T''_{do} (> 0)$	0.06
$T'_{qo} (> 0)$	0.2
$T''_{qo} (> 0)$	0.05
H, inertia	4
D, Speed Damping	0
X_d	1.8
X_q	1.79
X'_d	0.6
X'_q	0.8
$X''_d = X''_q$	0.3
XI	0.15
S(1.0)	0
S(1.2)	0

Tabela C.2 - Parâmetros do modelo IEEE1

TR (sec)	0
KA	200
TA	0.84
VRMAX or zero	100
VRMIN	-100
KE or zero	1
TE (>0)(sec)	0.3
KF	0.067
TF(>0)(sec)	1
Switch=0	0
E1	0
SE(E1)	0
E2	0
SE(E2)	0

Tabela C.3 - Parâmetros do modelo DEGOV

T1 (sec)	15
T2 (sec)	0.2
T3 (sec)	5
K	15
T4 (sec)	5
T5 (sec)	5
T6 (sec)	0.25
TD (sec)	0.1
TMAX	1.2
TMIN	-0.05