

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE
POTÊNCIA VIA ATP E COMPARAÇÃO DOS
RESULTADOS COM O PSAT**

GISLENE CRISTIANE DE LIMA FERREIRA

Uberlândia, 20 de setembro de 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE
POTÊNCIA VIA ATP E COMPARAÇÃO DOS
RESULTADOS COM O PSAT**

Dissertação apresentada por Gislene
Cristiane de Lima Ferreira à Universidade
Federal de Uberlândia para a obtenção do
título de Mestre em Ciências.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph. D.
Orientador

Prof. Edgar Afonso Lamonier Júnior, Dr.
Coordenador do Curso de Pós-
Graduação

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela saúde, força e capacidade de realizar este sonho.

Ao Prof. Caixeta por acreditar em mim, pelo conhecimento dado e pelo apoio desprendido.

A minha mãe e à minha irmã, Gisele, pelo carinho e encorajamento.

Ao Leo, pelo amor, pela dedicação e por entender que várias vezes este estudo requeria minha atenção exclusiva.

Aos colegas Daniel Araújo Caixeta e Guilherme Henrique Bernardes Cunha do Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos pelo apoio, tanto técnico quanto psicológico.

Ao professor Marcelo Lynce Ribeiro Chaves por disponibilizar seu tempo e conhecimento.

À secretária Cinara Matos da pós-graduação pelos esclarecimentos e prestatividade.

Ao CAPES pelo apoio financeiro durante parte do período da pesquisa.

Aos demais amigos e funcionários da faculdade.

Talento é 1% inspiração e 99% transpiração.

Thomas Edison.

RESUMO

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA VIA ATP E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM O PSAT

Este trabalho teve como principal objetivo realizar a modelagem e a análise da estabilidade transitória de um sistema elétrico de potência típico. O segundo objetivo, também importante, consistiu em avaliar a viabilidade de se utilizar o ATP (*Alternative Transients Program*) como uma ferramenta computacional para simulação de estabilidade transitória. O sistema aqui enfocado é composto por nove barramentos com três unidades geradoras, uma com característica hidráulica e as outras duas com características térmicas. Todas as máquinas do sistema foram equipadas com reguladores de tensão e velocidade no programa ATP. As questões técnicas estudadas aqui se referem à análise da estabilidade do sistema após uma perturbação, sendo elas: falta trifásica, perda de carga e saída de geração. Os resultados mostram que o *software* ATP realiza satisfatoriamente a análise de estabilidade transitória. Este fato pode também ser comprovado pela comparação dos resultados obtidos com o ATP com aqueles provenientes de simulações com o PSAT (*Power System Analysis Toolbox*). Para este propósito foi necessário realizar alguns ajustes nos resultados gráficos já que ATP trabalha no domínio do tempo enquanto que o programa PSAT opera no domínio da frequência, tais como: transformação de alguns gráficos fornecidos pelo ATP em pu.

Palavras chave: Análise de estabilidade transitória, ATP, máquina síncrona, regulador de tensão, regulador de velocidade, PSAT.

ABSTRACT

POWER SYSTEM STABILITY ANALYSIS USING ATP AND COMPARISON OF RESULTS WITH PSAT

This study had as main objective to perform the modeling and analysis of transient stability of a typical electric power system. The second goal, also important, was to assess the feasibility of using ATP (Alternative Transients Program) as a computer tool for simulation of transient stability. The system focused here is comprised of nine busses with three generators, one hydraulic and the other two with thermal characteristics. All the system machines were equipped with voltage regulators and speed governor in ATP software. The technical issues studied here refer to the analysis of system stability after a disturbance, such as: three-phase short-circuit, load loss and generation outage. The results show that ATP software performs satisfactorily the transient stability analysis. This fact can also be proved by comparing the results obtained from ATP with those from simulations with PSAT (Power System Analysis Toolbox). For this purpose some adjustments were necessary in the graphical results since ATP works in time domain while PSAT program operates in the frequency domain.

Keywords: Transient Stability Analysis, ATP, synchronous machine, voltage regulator, speed governor, PSAT.

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1:

FIGURA 1.1 CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DO SISTEMA	3
---	---

CAPÍTULO 2:

FIGURA 2.1 CLASSIFICAÇÃO DOS FENÔMENOS DA ESTABILIDADE	12
FIGURA 2.2 POSSÍVEIS RESPOSTAS (ÂNGULO Δ) DE UM SISTEMA APÓS UMA PERTURBAÇÃO	14
FIGURA 2.3 RESPOSTAS DE UM SISTEMA DE 4 MÁQUINAS DURANTE UM TRANSITÓRIO	14
FIGURA 2.4 MÁQUINA SÍNCRONA OPERANDO EM REGIME PERMANENTE [3]	16
FIGURA 2.5 RESPOSTA DO ÂNGULO DO ROTOR A DISTÚRBIOS	18
FIGURA 2.6 SISTEMA COMPOSTO POR UMA MÁQUINA LIGADA A UM BARRAMENTO INFINITO	19
FIGURA 2.7 CIRCUITOS EQUIVALENTES DO SISTEMA DA FIGURA 2.6 COM O GERADOR REPRESENTADO PELO MODELO CLÁSSICO	20
FIGURA 2.8 CRITÉRIO DE IGUALDADE DE ÁREAS	22

CAPÍTULO 3:

FIGURA 3.1 REPRESENTAÇÃO DA MS (GERADOR) POR UMA TENSÃO CONSTANTE (E') ATRÁS DA REATÂNCIA TRANSITÓRIA ($X'D$)	26
FIGURA 3.2 REPRESENTAÇÃO DA MS (GERADOR) POR UMA TENSÃO CONSTANTE (E'') ATRÁS DA REATÂNCIA SUBTRANSITÓRIA ($X''D$)	27
FIGURA 3.3 REPRESENTAÇÃO DA MS (GERADOR) POR UMA TENSÃO CONSTANTE (E) ATRÁS DA REATÂNCIA SÍNCRONA (XD)	28
FIGURA 3.4 ENVOLTÓRIA DA COMPONENTE ALTERNADA DA CORRENTE DE ARMADURA DE UMA MS COM UM CURTO-CIRCUITO EM $T=0$	29
FIGURA 3.5 TORQUE MECÂNICO E TORQUE ELÉTRICO NO EIXO DA MÁQUINA SÍNCRONA NA OPERAÇÃO COMO GERADOR	31
FIGURA 3.6 SISTEMA ELÉTRICO COM 4 MÁQUINAS CONECTADAS ENTRE SEUS NÓS INTERNOS	33
FIGURA 3.7 CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS DO TIPO IMPEDÂNCIA CONSTANTE	46

CAPÍTULO 4:

FIGURA 4.1 RELAÇÃO ENTRE A MÁQUINA SÍNCRONA E SEUS REGULADORES (ADAPTADA DE [21])	51
FIGURA 4.2 MODELO SIMPLES DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA	53
FIGURA 4.3 MAPA DE CAPABILIDADE DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA	54
FIGURA 4.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA CONECTADA A UM BARRAMENTO INFINITO	56
FIGURA 4.5 DIAGRAMA UNIFILAR DA CONDIÇÃO INICIAL DE OPERAÇÃO DO SISTEMA DA FIGURA ANTERIOR	57

FIGURA 4.6 DIAGRAMA FASORIAL PARA UM AUMENTO NA TENSÃO DE EXCITAÇÃO, MANTENDO-SE (P) E (V) CONSTANTE -----	58
FIGURA 4.7 CONFIGURAÇÃO TÍPICA DE UM SISTEMA DE EXCITAÇÃO (AVR) -----	58
FIGURA 4.8 DECOMPOSIÇÃO DO TORQUE ELÉTRICO EM COMPONENTE DE SINCRONIZAÇÃO E DE AMORTECIMENTO -----	61
FIGURA 4.9 DIAGRAMA DE BLOCOS DE UM PSS SIMPLES-----	62
FIGURA 4.10 MODELO GERAL DO REGULADOR DE TENSÃO (AVR) -----	64
FIGURA 4.11 MODELO SIMPLES DO REGULADOR DE TENSÃO (AVR) -----	65
FIGURA 4.12 MODELO MAIS AVANÇADO QUE O MOSTRADO NA FIGURA 4.11 -----	65
FIGURA 4.13 MODELO DO REGULADOR DE TENSÃO TIPO I DO IEEE-----	66
FIGURA 4.14 MODELO DO REGULADOR DE TENSÃO DO IEEE TIPO II-----	66
FIGURA 4.15 INTERFACE ENTRE AS SOLUÇÕES DO ATP E TACS -----	69
FIGURA 4.16 DIAGRAMA DE BLOCO FUNCIONAL DO SISTEMA DE GERAÇÃO DE POTÊNCIA E CONTROLE	69
FIGURA 4.17 ARRANJO TÍPICO DE UM REGULADOR DE VELOCIDADE -----	73
FIGURA 4.18 CARACTERÍSTICA DROOP DE UM GERADOR OPERANDO EM UM SISTEMA -----	74
FIGURA 4.19 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO PARA DUAS MÁQUINAS OPERANDO EM PARALELO COM CARACTERÍSTICAS DROOP DISTINTAS SUPRINDO UMA CARGA COMUM-----	75
FIGURA 4.20 CARACTERÍSTICA ISÓCRONA DE UMA UNIDADE GERADORA -----	75
FIGURA 4.21 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO PARA DUAS MÁQUINAS OPERANDO EM PARALELO, UMA COM CARACTERÍSTICA DROOP E A OUTRA ISÓCRONA -----	76
FIGURA 4.22 MODELO DE UM REGULADOR DE VELOCIDADE DE TURBINA TÉRMICA/HIDRÁULICA-----	78

CAPÍTULO 5:

FIGURA 5.1 DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE NOVE BARRAS COM IMPEDÂNCIAS DOS RAMOS E TENSÕES NOMINAIS DAS BARRAS -----	81
FIGURA 5.2 USUÁRIOS DE PSAT AO REDOR DO MUNDO [25] -----	84
FIGURA 5.3 MODELO DO REGULADOR DE VELOCIDADE TIPO I DO PSAT -----	84
FIGURA 5.4 MODELO DO REGULADOR DE TENSÃO TIPO II DO PSAT -----	85
FIGURA 5.5 TENSÕES TERMINAIS DOS GERADORES-----	86
FIGURA 5.6 POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELAS MÁQUINAS -----	86
FIGURA 5.7 POTÊNCIA REATIVA DAS MÁQUINAS -----	87
FIGURA 5.8 VELOCIDADE DOS ROTORES DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS -----	87
FIGURA 5.9 TENSÃO NA BARRA 4-----	88
FIGURA 5.10 TENSÕES TERMINAIS DOS GERADORES APÓS O CURTO NA BARRA 4 -----	89
FIGURA 5.11 SAÍDA DOS REGULADORES DE TENSÃO -----	89
FIGURA 5.12 TENSÃO TERMINAL DE G1 E ATUAÇÃO DE SEU REGULADOR DE TENSÃO -----	89
FIGURA 5.13 POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA FORNECIDAS PELAS MÁQUINAS-----	90
FIGURA 5.14 POTÊNCIA MECÂNICA E VELOCIDADE DE G1 -----	90

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 5.15 POTÊNCIA MECÂNICA E VELOCIDADE DE A) G2 E B) G3 -----	91
FIGURA 5.16 ÂNGULOS DOS ROTORES DAS MÁQUINAS -----	91
FIGURA 5.17 TENSÃO NA BARRA 4 FORNECIDA PELO A) ATP; B) PSAT -----	92
FIGURA 5.18 TENSÃO TERMINAL A) ATP; B) PSAT -----	92
FIGURA 5.19 RESPOSTAS DOS REGULADORES DE TENSÃO A) ATP; B) PSAT -----	93
FIGURA 5.20 ÂNGULO DO ROTOR DAS MÁQUINAS -----	93
FIGURA 5.21 CORRENTE QUE FLUI PARA A CARGA A -----	95
FIGURA 5.22 TENSÃO RMS EM PU NA BARRA 5 -----	95
FIGURA 5.23 TENSÃO TERMINAL RMS EM PU DAS MÁQUINAS -----	95
FIGURA 5.24 SAÍDA DOS REGULADORES DE TENSÃO -----	96
FIGURA 5.25 POTÊNCIAS ATIVAS FORNECIDAS PELAS MÁQUINAS -----	96
FIGURA 5.26 POTÊNCIA MECÂNICA E VELOCIDADE DO ROTOR DE G1 -----	97
FIGURA 5.27 ATUAÇÃO DO GOV E VELOCIDADE DE A) G2 E B) G3 -----	98
FIGURA 5.28 ÂNGULOS DOS ROTORES DAS MÁQUINAS -----	98
FIGURA 5.29 VELOCIDADE DAS MÁQUINAS: A) ATP; B) PSAT -----	99
FIGURA 5.30 POTÊNCIA MECÂNICA DAS MÁQUINAS: A) ATP; B) PSAT -----	99
FIGURA 5.31 ÂNGULO DO ROTOR DAS MÁQUINAS -----	99
FIGURA 5.32 CORRENTES QUE FLUEM DO GERADOR G3 -----	100
FIGURA 5.33 ATUAÇÃO DOS REGULADORES DE TENSÃO -----	101
FIGURA 5.34 POTÊNCIA MECÂNICA E VELOCIDADE DO ROTOR DE G1 -----	101
FIGURA 5.35 POTÊNCIA MECÂNICA E VELOCIDADE DO ROTOR EM G2 -----	102
FIGURA 5.36 POTÊNCIAS ATIVAS FORNECIDAS POR G1 E G2 -----	102
FIGURA 5.37 ÂNGULOS DOS ROTORES DE G1 E G2 -----	103
FIGURA 5.38: VELOCIDADES DOS ROTORES DAS MÁQUINAS: A) ATP; B) PSAT -----	103
FIGURA 5.39 ÂNGULOS DOS ROTORES DE G2 E G3: A) ATP; B) PSAT, MOSTRANDO A PERDA DO SINCRONISMO DE G3 -----	104
FIGURA 5.40 ÂNGULOS DOS ROTORES DE G1 E G2: A) ATP; B) PSAT -----	104

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO 5:

TABELA 5.1 ESPECIFICAÇÕES E PARÂMETROS DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS.....	82
TABELA 5.2 DADOS DOS TRANSFORMADORES E DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	83
TABELA 5.3 DIFERENÇAS ANGULARES ANTES E DEPOIS DA FALTA NO <i>ATP</i>	94

LISTA DE ABREVIATURAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ATP – Alternative Transients Program*
- ATPDraw – interface gráfica do ATP*
- AVR – Automatic Voltage Regulator
- CA – corrente alternada
- CAG – Controle Automático de Geração
- CC – corrente contínua
- fem – força eletromotriz
- fmm – força magneto motriz
- GOV – Speed Governor
- HVDC – Elo de Corrente Contínua de Extra Alta Tensão
- IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
- ONS – Operador Nacional do Sistema
- PRODIST – Procedimentos da Distribuição
- PSAT – Power System Analysis Toolbox*
- PSS – Power System Stabilizer
- SEP – Sistema Elétrico de Potência
- SIN – Sistema Interligado Nacional
- SVC – Compensador Estático de Tensão
- TACS – Transient Analysis of Control Systems*

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2. JUSTIFICATIVA	4
1.3. BREVE HISTÓRICO DE ESTUDOS DE ESTABILIDADE	5
1.4. OBJETIVOS	6
1.5. AS CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO	7
1.6. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	7
CAPÍTULO 2	9
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	9
2.2. ANÁLISE DE UM PROBLEMA DE ESTABILIDADE	10
2.3. DEFINIÇÃO PRIMITIVA DE ESTABILIDADE DE UM SISTEMA ELÉTRICO	12
2.4. TIPOS DE ESTABILIDADE	15
2.4.1. Estabilidade de Regime Permanente	15
2.4.2. Estabilidade de Regime Transitório	17
2.4.3. Estabilidade de Regime Dinâmico	19
2.5. CRITÉRIO DE IGUALDADE DE ÁREAS	19
2.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	22
CAPÍTULO 3	24
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	24
3.2. REPRESENTAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA	24
3.2.1. Representação do Regime Transitório da Máquina Síncrona	25
3.2.2. Representação do Regime Subtransitório da Máquina Síncrona	27
3.2.3. Representação do Regime Permanente da Máquina Síncrona	28
3.2.4. Modelo Clássico da Máquina Síncrona	29
3.2.5. A Equação de Oscilação	30
3.2.6. Equação de Oscilação de um Sistema Multimáquinas	33
3.2.7. Transformação de Park	35
3.2.8. Modelagem computacional	41
3.3. SISTEMA DE POTÊNCIA	43
3.3.1. Modelagem Matemática da Rede	43
3.3.2. Modelagem Matemática da Carga Elétrica	44
3.3.3. Modelagem Computacional	47
3.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
CAPÍTULO 4	50

4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	50
4.2.	SISTEMA DE CONTROLE DE EXCITAÇÃO	51
4.2.1.	O Porquê do Uso do Regulador Automático de Tensão	52
4.2.2.	Atuação de um Sistema de Controle de Excitação	56
4.2.3.	Modelo Esquemático de um Sistema de Excitação	58
4.2.4.	Estabilizadores de Sistemas de Potência	59
4.2.5.	Tipos de Sistemas de Excitação	63
4.2.6.	Modelagem Computacional do Regulador de Tensão	63
4.3.	SISTEMA DE CONTROLE DE POTÊNCIA MECÂNICA	69
4.3.1.	O Regulador de Velocidade	70
4.3.2.	Funções da Máquina Primária e do Regulador de Velocidade	71
4.3.3.	Máquinas Primárias	72
4.3.4.	Arranjo Típico de um Sistema de Regulação de Velocidade	73
4.3.5.	Operação em Paralelo de Geradores	73
4.3.6.	Modelagem Computacional	77
4.4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
CAPÍTULO 5		80
5.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	80
5.2.	O SISTEMA ESTUDADO E SEUS DADOS	80
5.3.	MATLAB/PSAT	83
5.3.1.	Modelagem computacional	84
5.4.	ESTUDOS DE CASOS	85
5.4.1.	Desempenho em Regime Permanente	85
5.4.2.	Caso 1 – Curto-circuito trifásico	87
5.4.3.	Caso 2 – Perda de Carga	94
5.4.4.	Caso 3 – Saída do gerador G3	100
CAPÍTULO 6		105
6.1.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	105
6.2.	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	106
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		107
ANEXO I		110
ANEXO II		112
ANEXO III		114

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Desde a revolução industrial a demanda por energia tem aumentado de forma constante e hoje a maior parte das necessidades de energia de uma sociedade vem da energia elétrica. A primeira hidrelétrica do mundo foi construída no final do século XIX – quando o carvão era o principal combustível da época e as pesquisas sobre petróleo ainda engatinhavam – junto às quedas d'água das Cataratas do Niágara. Até então, a energia hidráulica da região tinha sido utilizada apenas para a produção de energia mecânica. Na mesma época, e ainda no reinado de D. Pedro II, o Brasil construiu a primeira hidrelétrica, no município de Diamantina, utilizando as águas do Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, com 0,5 MW de potência e linha de transmissão de dois quilômetros [1].

O aumento e a propagação do consumo de energia elétrica trouxeram a necessidade do crescimento da capacidade de geração, surgindo, então, as grandes centrais hidrelétricas, isso ocorreu em meados dos anos 30. No Brasil estas grandes centrais de geração de energia foram instaladas distantes dos grandes centros de consumo devido, principalmente, ao melhor aproveitamento das aflúncias e dos desníveis dos rios. Assim, veio a necessidade da construção de longas linhas de transmissão de alta tensão para realizar o transporte dessa energia gerada. Dessa forma a topologia básica de um sistema elétrico de potência (SEP) caracteriza-se por geradores de grande porte fornecendo energia às cargas por meio dos sistemas de transmissão.

Hoje o Sistema Elétrico Nacional é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelos Sistemas Isolados, localizados principalmente na região norte do país. O SIN abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região Norte. Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não-conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no norte do país. Isto ocorre porque as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogêna, além de rios caudalosos e

extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN [1].

Conforme dito em [2] a função do sistema elétrico de potência é converter energia de uma das formas naturalmente disponíveis e transportá-la para os diversos pontos de consumo. A vantagem da energia na forma elétrica é que ela pode ser transportada e controlada com relativa facilidade e com alto grau de eficiência e confiabilidade

O ‘modelo’ do suprimento de energia deve seguir padrões mínimos no que diz respeito aos seguintes fatores [2]:

- Frequência constante;
- Tensão constante;
- Nível de confiabilidade.

Para atender a esses requisitos são inseridos no sistema complexos conjuntos de controles que irão atuar de acordo com as perturbações que estes vierem a sofrer.

Com o intuito de analisar a segurança do sistema cinco condições de operação são usadas [2,3]. São elas:

- Normal: nessa situação de operação tanto os condicionamentos de carga, que é o atendimento a demanda, quanto de operação, que é o respeito aos limites, são atendidos. O sistema opera de maneira segura e caso ocorra alguma perturbação ele é capaz de resistir, mantendo os parâmetros citados acima dentro dos padrões.
- Alerta: quando o nível de segurança do sistema cai até certo limite de conveniência diz-se que ele entrou em condição de alerta. Essa situação pode ocorrer na possibilidade de uma perturbação devido a causas climáticas adversas.
- Emergência: já no estado de emergência o condicionamento da carga é atendido, porém o atendimento ao condicionamento operacional é deixado a desejar. Esse estado é alcançado na ocorrência de um distúrbio severo. Nessa condição as tensões das barras caem e os carregamentos dos equipamentos podem exceder os limites estabelecidos.
- Extrema: quando o sistema chegar nessa condição sem que as medidas tomadas nas condições anteriores tenham sido suficientes ou

eficazes tem-se interrupções em cascata e possibilidade de desligamento de partes vitais para o funcionamento do sistema.

- Restaurativa: finalmente nessa condição o sistema está recuperando de uma contingência que pode ter culminado em desligamento parcial de cargas ou até mesmo em *black-out*.

Na Figura 1.1 evidencia-se o que foi descrito acima.

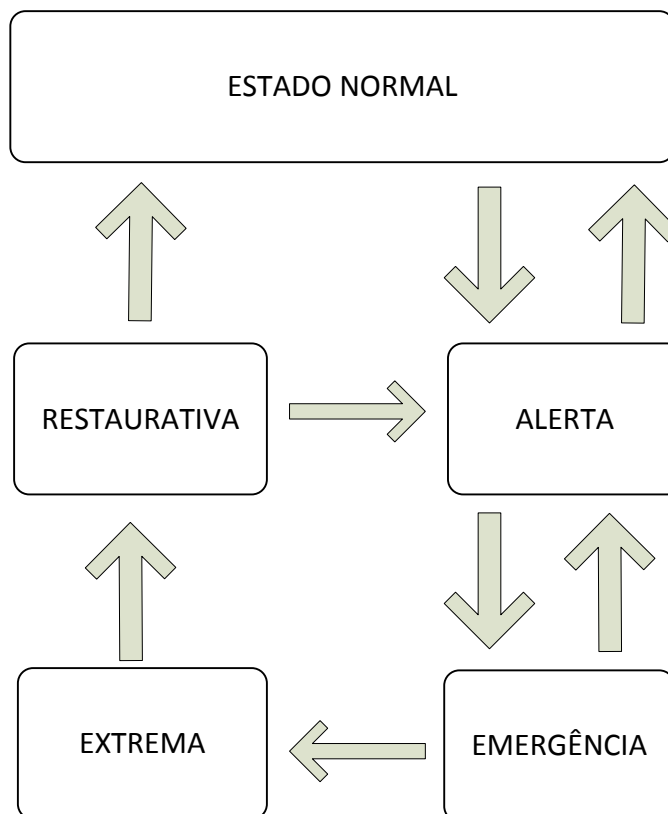


Figura 1.1 Condições de operação do sistema

Atualmente, o aumento cada vez maior da demanda de energia em relação a sua produção tem levado o sistema elétrico de potência ao seu limite, trazendo dificuldades aos controles responsáveis pela sua estabilidade. Diante disto surge a necessidade de técnicas de controle de geração mais avançadas para garantir o fornecimento de energia elétrica confiável e com boa qualidade aos consumidores.

Dentro deste contexto este trabalho visa propor a utilização de um programa alternativo, de licença livre, para aprofundar os estudos nos atuais sistemas elétricos. Para tanto, são inseridas modelagens dos diversos componentes do sistema elétrico e

realizados estudos de estabilidade transitória com a aplicação de um dado distúrbio na rede.

1.2. JUSTIFICATIVA

O conceito de estabilidade de sistemas de potência é definido como a propriedade do sistema de permanecer em um estado de equilíbrio, sob condições normais de operação e, após se submeter a um distúrbio retornar a um novo estado aceitável de equilíbrio [2,4].

A necessidade de energia elétrica vem aumentando com o desenvolvimento econômico e, por causa disto, a relação demanda de carga / potência instalada tem aproximado da unidade. Isto tem conduzido a uma situação onde o sistema elétrico fica cada vez mais sobrecarregado, sendo agravado quando alguma unidade de geração precisa ficar inoperante. Os investimentos no setor tem sido insuficientes para mudar essa realidade, principalmente porque estes precisam considerar os aspectos sociais, políticos e ambientais em qualquer novo aproveitamento elétrico. Com isto, o problema da estabilidade se destaca ainda mais, uma vez que o sistema tem ficado cada vez mais sensível aos distúrbios.

Assim a complexidade dos sistemas de energia modernos exige que estudos de sistemas sejam realizados para avaliar o desempenho do sistema existente, os efeitos da adição ou perda de equipamento ou de avaria do equipamento, bem como a eficácia de planos alternativos. Para os sistemas industriais de energia, partida de motores, fluxo de carga, e estudos de estabilidade são geralmente realizados, especialmente onde as máquinas e motores síncronos grandes são ligados ao sistema de alimentação. Para preparar os dados do sistema para tais estudos, é necessário que os dados devam ser reunidos com precisão e representada com um modelo adequado. Cada componente do sistema de alimentação deve ser representada com um adequado modelo a partir de vários modelos possíveis para atingir os objetivos do estudo do sistema [5].

Neste sentido, surge a possibilidade de modelar parte do sistema elétrico e analisar a dinâmica utilizando o *software ATP (Alternative Transients Program)*. Uma das vantagens desse *software* é que hoje ele é considerado um dos programas mais amplamente utilizado para simulação digital de fenômenos transitórios eletromagnéticos bem como para estudos de natureza eletromecânica em sistemas elétricos de potência. Para validar a capacidade desse programa em realizar este estudo seus resultados foram comparados com os gerados pelo programa

MATLAB/PSAT (Power System Analysis Toolbox), versão 2.1.6, programa este solidamente acreditado para estudos de estabilidade.

1.3. BREVE HISTÓRICO DE ESTUDOS DE ESTABILIDADE

De acordo com [6] os sistemas elétricos de potência têm evoluído ao longo do último século, com isso diferentes formas de instabilidade surgiram em períodos distintos. Historicamente, a instabilidade transitória tem dominado os problemas de estabilidade na maioria dos sistemas e tem sido o foco dos estudos de estabilidade pelas indústrias [7]. O estudo da estabilidade é modificado à medida que as ferramentas computacionais são aprimoradas, as teorias da estabilidade são modificadas e também com o avanço dos sistemas de controle de potência. Diante disso é importante a apresentação dessa breve revisão temporal.

Em 1920, Steinmetz [8] foi o primeiro a reconhecer a importância do problema da estabilidade dos sistemas elétricos de potência. Nessa época o problema de estabilidade era associado com a alimentação de cargas localizadas em locais distantes com a transmissão através de longas linhas [6]. Com reguladores de tensão não muito evoluídos a capacidade de transferência de potência era frequentemente limitada pelo regime permanente bem como a instabilidade transitória do ângulo do rotor devido ao torque insuficiente. Nesta época foi desenvolvido o critério das áreas iguais e os estudos dos diagramas circulares para o estudo de sistemas que poderiam ser aproximados para apenas duas máquinas. Essa pesquisa veio para melhorar o entendimento dos sistemas elétricos de potência e ajudar na sua evolução. Já na década 30 surgiram outros estudos que foram capazes de representar sistemas multimáquinas usando equações de oscilação efetuando os cálculos passo a passo. Nesses estudos a máquina síncrona era representada pelo seu modelo clássico “tensão atrás da reatância transitória”. Para esses cálculos a carga era simulada como impedância constante.

À medida que os sistemas foram se desenvolvendo mais cálculos eram necessários, pois era importante incluir nesses estudos mais equipamentos como reguladores de tensão e mais problemas como faltas. Diante dessa necessidade e da invenção dos computadores analógicos na década de 50 tem uma nova etapa para as simulações do sistema elétrico. Com essa possibilidade os estudos ficaram mais eficientes, rápidos, confiáveis e mais detalhados. Foram inseridas características dinâmicas dos geradores e de seus controles dentro de um sistema multimáquinas. Ainda na década de 50, já no seu final, surgiram os computadores digitais

possibilitando, assim, o estudo completo de estabilidade com a integração de sistemas maiores.

De 1960 e até quase 1980 diversos países criaram as representações virtuais de seus sistemas elétricos. Nessa mesma época outras áreas da engenharia elétrica também foram se desenvolvendo, como é o caso da eletrônica de potência. As análises dos problemas de estabilidade de frequência começaram a ser consideradas também nesse período. De acordo com [2], desde o final da década de 70 a instabilidade de tensão vem causando grandes colapsos ao redor do mundo. Assim essa análise é inserida nos estudos de planejamento e operação dos sistemas.

Atualmente os sistemas de potência estão operando cada vez mais nos seus limites para um maior aproveitamento das instalações existentes, uma vez que a ampliação do sistema elétrico demanda tempo, investimentos altos, licenças ambientais, entre outros. Percebe-se essa limitação do sistema quando apagões acontecem, como por exemplo, os que ocorreram no Brasil em março de 1999, no nordeste dos Estados Unidos e Canadá em agosto de 2003, no sul da Suécia e Dinamarca Oriental em setembro de 2003, na Itália também em setembro de 2003 [6].

Pelo histórico e pelas condições atuais chega-se a conclusão que tanto o planejamento quanto a operação dos sistemas de energia de hoje exigem uma análise cuidadosa de todas as formas de instabilidade do sistema.

1.4. OBJETIVOS

Este trabalho tem três objetivos principais:

- Primeiramente, modelar e analisar a estabilidade transitória de um sistema elétrico de potência utilizando o *software ATP*;
- Em segundo lugar, confirmar a potencialidade da utilização do ATP na realização de estudos de estabilidade com eficácia;
- Por último, e não menos importante, comparar os resultados encontrados no *ATP* com as simulações computacionais no programa *MATLAB/PSAT*.

1.5. AS CONTRIBUIÇÕES DESTA DISSERTAÇÃO

As principais contribuições dessa dissertação são:

- Apresentar a eficácia e eficiência do ATP para a análise de estabilidade transitória e dinâmica de sistemas elétricos de potência;
- A modelagem e implementação dos reguladores de tensão e velocidade utilizando a rotina *TACS* no *ATP*;
- A análise do comportamento dinâmico do sistema elétrico quando as máquinas síncronas estão equipadas com reguladores de tensão e velocidade;
- A validação dos resultados encontrados por meio de comparações entre as simulações com o *ATP* e o *MATLAB/PSAT*;
- A avaliação das vantagens relativas entre os dois programas acima, considerando várias situações operativas do sistema elétrico, envolvendo perturbações do tipo perdas de carga, perda de geração e curtos-circuitos;
- A avaliação das vantagens relativas entre os dois tipos de simulação: domínio do tempo (*ATP*) e da frequência (*MATLAB/PSAT*).

1.6. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está subdividido da seguinte forma:

Capítulo 1: Introduce o assunto abordado, descrevendo os objetivos pretendidos, as justificativas e contribuições deste trabalho e apresenta um breve histórico do tema em questão e, finalmente, indica a estrutura desta dissertação.

Capítulo 2: Este capítulo tem como objetivo explicar a análise de estabilidade, abordando os problemas, a definição, os tipos e também explicando os conceitos relativos ao assunto de estabilidade de sistemas de potência.

Capítulo 3: Neste capítulo são citadas e explicadas as modelagens matemática e computacional dos elementos usados na simulação. São fornecidas as representações da máquina síncrona para os regimes:

transitório, subtransitório e permanente. As hipóteses para formulação de um modelo clássico simplificado são introduzidas. Neste mesmo item é mostrada também a equação de oscilação do sistema, a transformada de Park e sua aplicação no software *ATP*. Finalmente considera-se a modelagem do sistema elétrico de potência tanto do ponto de vista das formulações matemáticas quanto também na sua implementação computacional no programa *ATP*.

Capítulo 4: São apresentados neste capítulo os sistemas de controle das máquinas síncronas, sendo eles: o regulador automático de tensão, o regulador automático de velocidade e o estabilizador de sistema de potência. Incluem-se aqui os conceitos, funções e modelos pertinentes a estes controladores.

Capítulo 5: Já no capítulo 5 são apresentados o sistema teste estudado, os resultados fornecidos pelo *ATP* e o comparativo com o software *MATLAB/PSAT*.

Capítulo 6: Finalmente aqui são apresentadas as conclusões e também sugestões de novas pesquisas relacionadas com este trabalho.

CAPÍTULO 2

ANÁLISE DE ESTABILIDADE

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De acordo com [9] a estabilidade do sistema elétrico refere-se à habilidade das máquinas síncronas saírem de um ponto de operação em regime permanente seguindo uma perturbação para um outro ponto de regime, sem perder o sincronismo. Se a perturbação não afetar a potência líquida do sistema, após a estabilização, as máquinas deverão voltar aos pontos que estavam originalmente. No entanto, se ocorrer um desequilíbrio entre o suprimento de potência e a demanda, causado por uma alteração nas cargas, então um novo ponto de operação deverá ser atingido.

A estabilidade é definida em [7] também como a capacidade do sistema de energia, para uma condição de operação inicial dada, recuperar o estado de equilíbrio e operar após ter sido submetido a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema dentro de seus limites de modo que praticamente todo o sistema permaneça intacto.

Assim, conforme a referência [3], permanecendo as máquinas em sincronismo tem-se que o sistema é estável, isto é, nos instantes logo após o distúrbio segue-se um transitório eletromecânico de natureza oscilatória que irá amortecendo até que seja alcançado o ponto que fará com que o sistema volte ao regime permanente. Caso não seja atingido esse ponto de equilíbrio o sistema é considerado instável. A instabilidade em um sistema de potência, de acordo com [2] pode se manifestar em vários caminhos diferentes, dependendo da configuração e do modo de operação do sistema.

Ainda de acordo com [2] desde que o sistema de potência dependa das máquinas síncronas para geração de energia a condição de sincronismo entre as mesmas deve ser atendido. E é justamente nessa linha que se foca o estudo de estabilidade. Uma vez que a maioria dos sistemas elétricos de potência é constituído por geradores síncronos fornecendo potência necessária ao atendimento às cargas através de linhas de transmissão, o fluxo de potência ativa está intimamente ligado com as diferenças entre os ângulos de fase dos diversos geradores. Para manter o sistema em regime permanente as diferenças entre esses ângulos de fase devem permanecer constantes para que o fluxo também permaneça constante [10].

2.2. ANÁLISE DE UM PROBLEMA DE ESTABILIDADE

Conforme já mencionado, o problema de estabilidade está relacionado com o comportamento das máquinas síncronas durante e após a ocorrência de um distúrbio no sistema. Quando ocorrer um desbalanço entre o fornecimento e a demanda de potência, uma nova condição de operação em regime permanente será buscada pelo sistema. Todas as máquinas síncronas interligadas no sistema deverão permanecer em sincronismo, se este for estável. Caso contrário os dispositivos de proteção devem atuar de modo a trazer o sistema novamente ao equilíbrio.

O ajuste do sistema à nova condição de operação é chamado de período transitório. Descreve-se como desempenho dinâmico o comportamento do sistema durante esta faixa de tempo.

Os tipos de perturbações ou distúrbios que podem conduzir o sistema a instabilidade, podem ser devidos às seguintes situações:

- Mudança nas condições de geração;
- Mudança nas condições de carga;
- Mudança nas condições de rede.

Como exemplos de perturbações ou distúrbios que podem ocorrer num sistema elétrico de potência, citam-se os seguintes:

- Perda de gerador;
- Perda de um grande motor;
- Perda de linha;
- Curto-circuito;
- Partida de um motor de indução;
- Chaveamento de capacitores; reatores, entre outros.

A instabilidade do sistema de potência pode ter diferentes formas e é influenciada por uma gama de fatores. Para a referência [2], a análise dos problemas de estabilidade, a identificação dos fatores essenciais que contribuem para a instabilidade e a formação dos métodos para melhorar a operação estável são facilitadas classificando-a em categorias apropriadas, conforme abaixo:

- Natureza física da perturbação que resulta na instabilidade;
- Magnitude da perturbação;

- O equipamento, os processos e o intervalo de tempo que deve ser levado em consideração para se determinar a estabilidade; e
- O método mais apropriado de cálculo e a previsão da estabilidade.

Conforme dito em [2] as perturbações transitórias que ocorrem no sistema elétrico de potência podem ser divididas em duas categorias: pequenas ou grandes perturbações:

- 1) Grandes perturbações: as grandes perturbações são eventos severos, tais como curtos circuitos, perda de grandes blocos de carga e perda de geração. O estudo desses impactos é objeto da análise de estabilidade transitória que é caracterizada por considerar as não linearidades do sistema.
- 2) Pequenas perturbações: essas ocorrem na forma de variações normais e contínuas na carga e na geração do sistema. Neste caso, as equações diferenciais que representam o sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de operação estável. A natureza da resposta do sistema depende de um certo número de fatores, incluindo a condição de operação inicial, a rede de transmissão e o tipo de controle de excitação usado no gerador.

Outro tipo de estudo de estabilidade trata-se daquele referido por "Análise de Estabilidade de Tensão", a qual está intimamente relacionada com variações de demanda da carga do sistema sem um adequado suporte de potência reativa. Deve-se ressaltar que a simulação de um problema de estabilidade de tensão pode estender-se desde alguns segundos até vários minutos. Nestes casos, todos os sistemas de regulação das máquinas síncronas (principalmente os regulares automáticos de tensão) precisam ser incluídos e estas máquinas e as cargas devem ser modeladas de maneira mais detalhada possível. Caso o sistema apresente uma instabilidade de tensão ocasionada por uma queda brusca desta grandeza, este fenômeno é geralmente referido por colapso de tensão [3].

A Figura 2.1, adaptada de [2] e [11], ilustra um diagrama esquemático da classificação habitual do estudo de estabilidade de SEP.

De acordo com [7], o problema da estabilidade do ângulo do rotor envolve o estudo de oscilações eletromecânicas inerentes aos sistemas de energia. O fator fundamental deste problema é a maneira pela qual as saídas de potência das máquinas síncronas alteram com a variação dos seus ângulos. Sob condições de regime permanente, existe um equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque eletromagnético de saída de cada gerador, e a capacidade da velocidade em manter-se constante. Se o sistema é perturbado, este equilíbrio é abalado, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas de acordo com as leis de oscilação. Se o rotor de um gerador gira mais rapidamente do que o outro, a posição angular deste irá avançar em relação aos demais. O resultado desta diferença angular é a transferência de parte da carga para o gerador que estiver com o ângulo mais avançado, dependendo da relação ângulo-potência. Isto tende a reduzir a diferença de velocidade e, portanto, a separação angular.

A relação de ângulo-potência é altamente não linear. Além de um certo limite, um aumento na separação angular é acompanhado por uma diminuição na transferência de energia de tal modo que a separação angular é aumentada ainda mais. Isto resulta em instabilidade se o sistema não puder absorver a energia cinética que corresponde a esta diferença de velocidade do rotor. Perda de sincronismo pode ocorrer entre uma máquina e o resto do sistema, ou entre grupos de máquinas, com sincronismo mantido dentro de cada grupo após a separação uns dos outros. Instabilidade angular pode ocorrer sob a forma de crescentes oscilações angulares de alguns geradores que conduzem a sua perda de sincronismo com as demais máquinas. Já a instabilidade de tensão, que resulta no colapso de tensão, é consequência de progressivos decréscimos, ou acréscimos desse parâmetro.

A Figura 2.2 apresenta as possíveis respostas de um sistema após uma perturbação. Esta representação é para uma única máquina.

Na Figura 2.3 são ilustradas quatro máquinas de um sistema, após a ocorrência de uma perturbação. As máquinas ficaram submetidas a um considerável desbalanço de geração, nesse caso, excesso.

A maior parte da energia que está sendo produzida em excesso é convertida em energia cinética, resultando na aceleração das máquinas. Uma parte menor é consumida nas cargas e através de várias perdas no sistema. No entanto, um aumento apreciável nas velocidades das máquinas pode não ser suficiente para a perda do sincronismo.

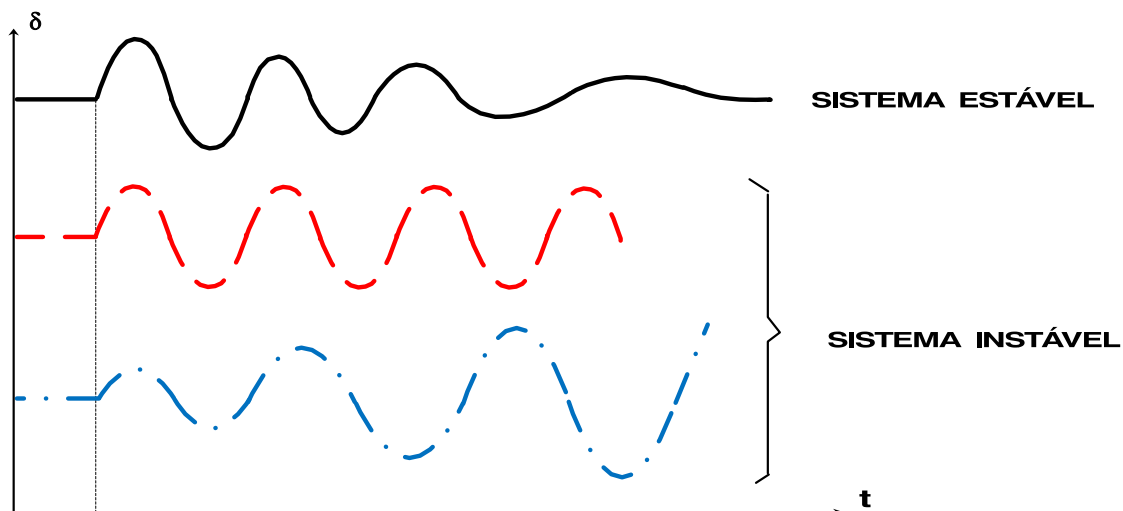
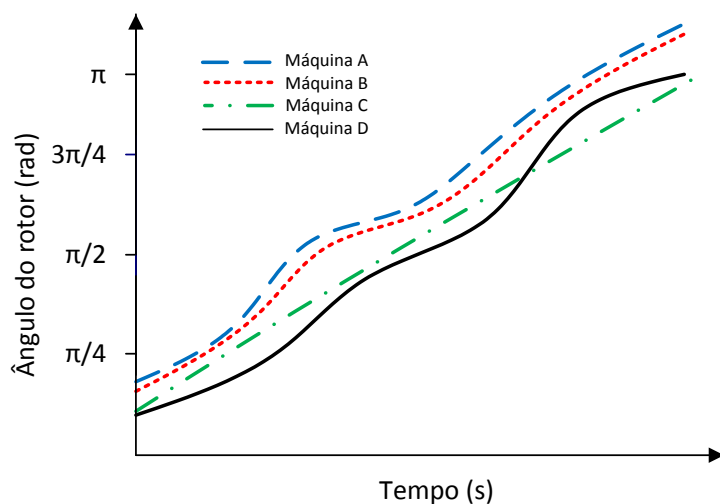
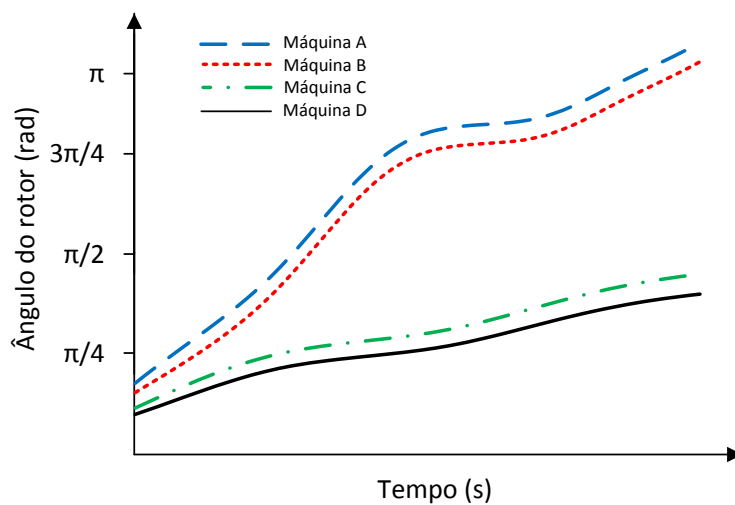


Figura 2.2 Possíveis respostas (ângulo δ) de um sistema após uma perturbação



a) Sistema estável



b) Sistema instável

Figura 2.3 Respostas de um sistema de 4 máquinas durante um transiente

Na Figura 2.3a todos os ângulos dos rotores aumentaram além de π radianos, mas todas as diferenças angulares permaneceram pequenas e o sistema pode ser considerado estável. Já na Figura 2.3b as máquinas ficaram separadas em dois grupos após a perturbação, com as diferenças angulares entre estes conjuntos continuando a crescer. Neste caso o sistema é considerado instável.

2.4. TIPOS DE ESTABILIDADE

Conforme citado em [2] a estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas. Para se estudar a estabilidade é comum separar seu estudo em três fases ou regimes:

- Estabilidade de regime permanente;
- Estabilidade de regime transitório;
- Estabilidade de regime dinâmico.

Estas fases serão descritas nos itens seguintes.

2.4.1. Estabilidade de Regime Permanente

Este estudo consiste basicamente na análise de casos em que as variações na carga e/ou gerações são pequenas, graduais e lentas. Mesmo que o sistema sofra alguma alteração na carga, ainda que de forma gradual, esta produz oscilações, porém não suficientemente apreciáveis.

Em regime permanente, todas as máquinas síncronas, desde que diretamente conectadas à rede, sem o uso de inversores de frequência, operam com a mesma frequência elétrica e a potência elétrica gerada é igual à soma das potências consumidas pelas cargas mais as perdas nas linhas e demais equipamentos do sistema. O limite de estabilidade de regime permanente consiste no máximo fluxo de potência possível em um determinado ponto da rede elétrica, sem perda de estabilidade.

Geralmente estuda-se a estabilidade de regime permanente em um tempo maior do que 300 segundos.

A máquina síncrona é composta, principalmente, por duas partes: o campo e a armadura. O enrolamento de campo está instalado no rotor, salvo exceções. Já o

enrolamento de armadura, que é geralmente trifásico, está inserido no estator. O enrolamento de campo é suprido por corrente contínua. Sendo o rotor do gerador impulsionado por uma fonte primária, então o campo magnético girante do enrolamento de campo induz tensões alternadas nos enrolamentos da armadura no estator. A frequência das tensões induzidas e a resultante das correntes que fluem nos enrolamentos do estator quando uma carga está conectada depende da velocidade do rotor. Existem dois conjugados agindo sobre o rotor, a saber, o conjugado mecânico e o conjugado elétrico. O torque elétrico é devido ao fluxo no entreferro, o qual gira a velocidade síncrona. Este fluxo tenderá a alinhar o eixo do rotor (ou dos polos) com a direção do campo girante.

Uma máquina síncrona operando em regime permanente conectada ao restante do sistema, nesse caso a um barramento infinito, é mostrada na Figura 2.4a. Na Figura 2.4b tem-se o diagrama fasorial do referido circuito e a Figura 2.4c mostra a curva de potência-ângulo do gerador.

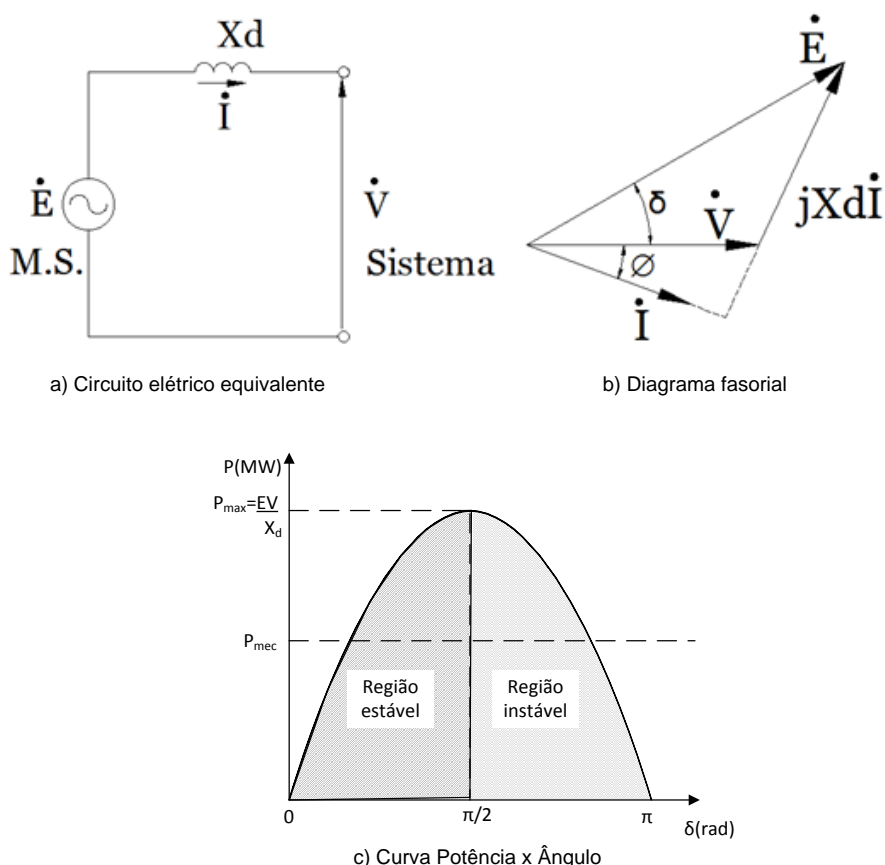


Figura 2.4 Máquina síncrona operando em regime permanente [3]

A potência que o gerador poderá fornecer é determinada pela equação (2.1).

$$P = \frac{EV}{X_d} \text{sen} \delta \quad (2.1)$$

onde:

P = potência transmitida

E = tensão terminal

V = tensão do barramento

X_d = reatância entre o gerador e o barramento

δ = ângulo de potência

De acordo com a equação (2.1) verifica-se que a relação entre a potência fornecida pelo gerador e seu ângulo de rotor varia com o seno deste ângulo, isto é, uma relação não linear. Essa consideração despreza os novos modelos de geradores que usam reguladores automáticos de tensão, mudando essa relação consideravelmente, porém de uma forma geral as considerações são similares.

De acordo com o gráfico mostrado na Figura 2.4c, quando o ângulo δ é nulo, nenhuma potência será transferida, o que era esperado, uma vez que $\text{sen}0^\circ = 0$. Aumentando esse ângulo até 90° , a potência transferida aumenta gradativamente até o seu máximo. A potência máxima transmitida é diretamente proporcional à tensão interna da máquina e inversamente proporcional as reatâncias entre o ponto de geração e o de carga. Ao passar pelo ângulo de 90° a potência transferida irá diminuir e a máquina perderá estabilidade, esse é o limite de estabilidade de regime permanente.

As máquinas síncronas não saem tão facilmente do sincronismo, se uma máquina começar a perder ou ganhar velocidade, forças atuarão de modo a mantê-la com a velocidade síncrona.

2.4.2. Estabilidade de Regime Transitório

O estudo da estabilidade transitória é muito específico, e é através deste que conclui se as máquinas síncronas perderão ou não o sincronismo quando submetidas a condições adversas severas. Assim, nesse estudo analisam-se casos envolvendo variações grandes e bruscas de gerações e/ou cargas, as quais podem provocar perdas de sincronismo entre as máquinas síncronas ligadas ao sistema elétrico.

Durante essas perturbações devem-se considerar variações nas tensões induzidas nos enrolamentos de campo e enrolamentos amortecedores gerando correntes alternadas nestes enrolamentos.

Na análise da estabilidade transitória a resposta do sistema envolve grandes variações do ângulo do rotor e uma influência da relação não linear entre a potência e o ângulo. As condições iniciais das máquinas assim como a intensidade do distúrbio são fatores importantes que interferem na estabilidade do sistema.

Perturbações que provocam grandes variações no ângulo do rotor ocorrem frequentemente no sistema elétrico, no entanto, este é planejado, construído e operado de modo a ser estável para algumas contingências. Isso deve acontecer, pois os grandes sistemas elétricos não poderiam parar de funcionar diante de qualquer desvio proporcionado, por exemplo, por um curto-circuito ou uma perda de uma linha de transmissão ou até mesmo a saída de uma unidade geradora.

A Figura 2.5, adaptada de [2], ilustra o comportamento da máquina síncrona para três situações. No Caso 1 o ângulo do rotor cresce progressivamente até a perda do sincronismo já no primeiro ciclo, causada pelo torque insuficiente. No Caso 2 há novamente a perda do sincronismo, porém diferentemente do primeiro caso, no primeiro ciclo ainda não é possível concluir que o sistema irá desestabilizar-se. No entanto com o acréscimo do valor de pico que é incrementado em cada ciclo o sistema perde o sincronismo. Finalmente no Caso 3 o ângulo do rotor chega ao valor máximo no primeiro ciclo, mas já no segundo a amplitude do pico é menor que o anterior, amortecendo mais a cada ciclo, chegando a nova condição de estabilidade.

Kundur cita em [2] que o período de estudo da estabilidade transitória é limitado usualmente de 3 a 5 segundos contados a partir da perturbação.

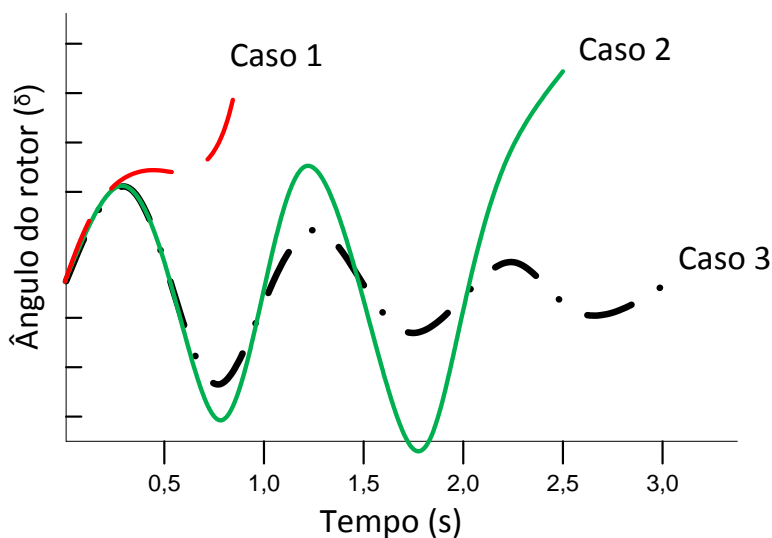


Figura 2.5 Resposta do ângulo do rotor a distúrbios

2.4.3. Estabilidade de Regime Dinâmico

Finalmente nesse caso estuda-se a estabilidade do sistema em sua totalidade incluindo as ações dos sistemas de regulação de tensão e de velocidade das máquinas síncronas. Algumas literaturas, como a francesa e a alemã, classificam esse regime também em transitório.

Como os reguladores não atuam no primeiro ciclo da perturbação o estudo deste caso deve ser prolongado por vários segundos e até minutos, caso seja necessário.

2.5. CRITÉRIO DE IGUALDADE DE ÁREAS

Conforme citado por [2] e salientado anteriormente, a estabilidade transitória é a habilidade do sistema em manter o sincronismo quando submetido a grandes distúrbios, como por exemplo, faltas no sistema de transmissão, perda de geração ou perda de grandes cargas. Esta seção aborda agora o critério de igualdade de áreas como um dos procedimentos mais utilizados para facilitar o entendimento dos conceitos relativos a análise de estabilidade transitória. O material aqui apresentado foi extraído das referências [2], [4] e [12].

Seja então a Figura 2.6 abaixo que é composta de um gerador fornecendo potência a uma grande rede, aqui representada por um barramento infinito. O barramento infinito é ligado ao gerador através de duas linhas de transmissão em paralelo. Relembrando, o barramento infinito é caracterizado por representar uma fonte de tensão com magnitude e frequência constantes.

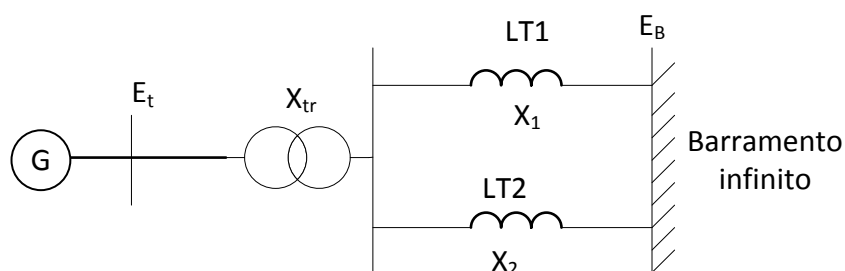


Figura 2.6 Sistema composto por uma máquina ligada a um barramento infinito

Com esse exemplo serão apresentados conceitos e princípios para análise da estabilidade transitória diante de grandes distúrbios. Em resumo o critério de igualdade

de áreas é um estudo que evita a solução de equações diferenciais e fornece uma avaliação aproximada e rápida da estabilidade transitória para uma máquina ligada a outra ou a um barramento infinito.

A Figura 2.7a apresenta os circuitos equivalentes do sistema completo proposto. Neste, a máquina síncrona é representada pelo modelo clássico sem a consideração de reguladores de velocidade, isto é, pelo modelo tradicional que é uma tensão (E') 'atrás' da reatância transitória (X'_d). O ângulo δ representa o avanço do ângulo de E' em relação à tensão do barramento infinito (E_B). Quando ocorre uma perturbação no sistema, a amplitude de E' permanece constante e o ângulo δ muda a medida que a velocidade do rotor do gerador desvia da velocidade síncrona ω_0 . Para facilitar a análise pode-se reduzir o sistema da Figura 2.7a para 2.7b, assim o sistema pode ser analisado utilizando apenas métodos analíticos. Essa redução também facilita a análise do estudo da estabilidade transitória.

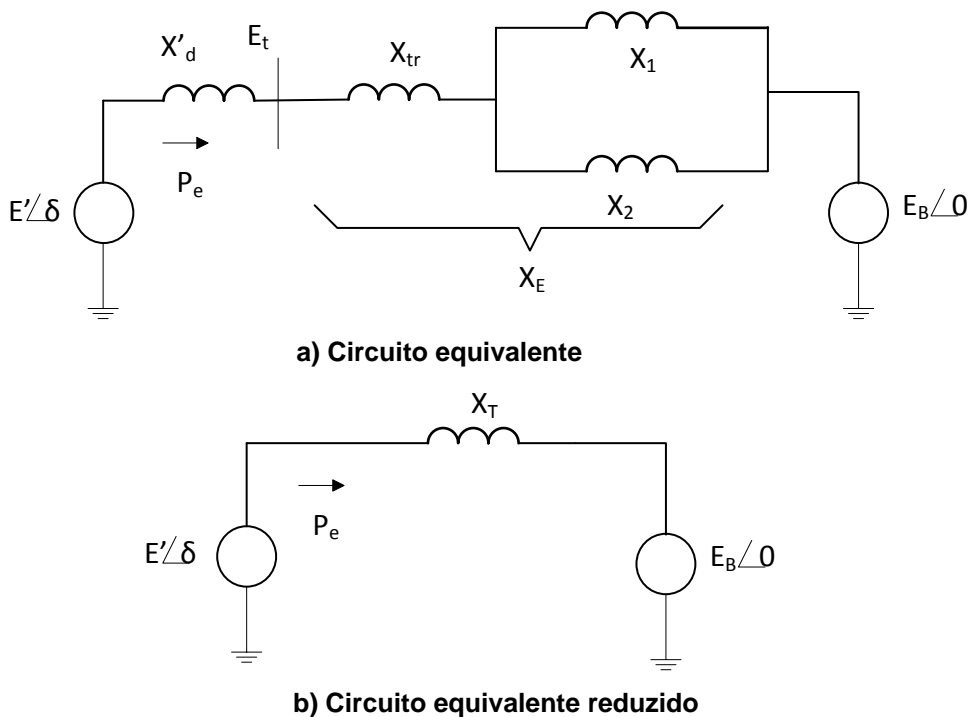


Figura 2.7 Circuitos equivalentes do sistema da figura 2.6 com o gerador representado pelo modelo clássico

Empregando a equação (2.1) obtém-se a potência elétrica fornecida pelo gerador:

$$P_e = \frac{E'E_B}{X_T} \text{sen}\delta = P_{max} \text{sen}\delta \quad (2.2)$$

onde:

$$P_{max} = \frac{E'E_B}{X_T} \quad (2.3)$$

A Figura 2.8 apresenta as curvas de potência para o sistema descrito acima para as condições pré-falta, durante a falta e pós-falta. No regime permanente antes da ocorrência do distúrbio, a máquina opera no ponto indicado com o número 1 na Figura 2.8. Nota-se que nesse ponto a potência elétrica transmitida pelo gerador se iguala a potência mecânica, garantindo o equilíbrio. Com a ocorrência de uma falta em uma das linhas a potência transmitida é diminuída, uma vez que X_T aumenta e em virtude da queda da tensão terminal o sistema vai para o ponto 2 na curva que representa a situação durante a falta. Ao chegar ao ponto 2 a potência elétrica cai para um valor abaixo da potência mecânica. Como visto anteriormente se a potência mecânica é maior do que a potência elétrica haverá uma aceleração do rotor da máquina, fazendo com que a operação do sistema continue sobre a curva durante a falta até a abertura do disjuntor, supondo que isto ocorra com o ângulo do rotor em δ_c (ângulo crítico) no ponto 3. Com a retirada da falta o sistema passa a operar na curva pós falta, ou seja, o sistema migra do ponto 3 para o ponto 4. A área delimitada pelos pontos 1, 2, 3 e 4 é chamada área de aceleração (A_1), que é onde o gerador adquire energia cinética. A partir do ponto 4 o ângulo continua aumentando apesar da desaceleração, pois nesse momento, de acordo com o gráfico a potência elétrica é maior que a potência mecânica.

Se a máquina desacelerar até a velocidade síncrona com até um ângulo menor do que δ_m a potência elétrica ainda é maior do que a mecânica e o sistema continua desacelerando e o ângulo começa a decrescer. Com o ângulo decrescendo a máquina atinge δ_1 onde a velocidade é menor do que a velocidade síncrona. Com o decaimento de δ a máquina acelera e oscila em torno do equilíbrio em δ_c . Os pontos 4, 5 e a linha da potência mecânica delimitam A_2 que é a área de desaceleração. Se A_2 for igual a A_1 o sistema é estável. É importante salientar que o ângulo máximo δ_c (ângulo crítico) deve ser tal que determina a igualdade entre as áreas. Se o isolamento da falta ocorrer com um valor maior do que δ_c poderá ser impossível fazer a área A_1 , acima da linha da potência mecânica, igualar a A_1 , e o sistema perderá a estabilidade.

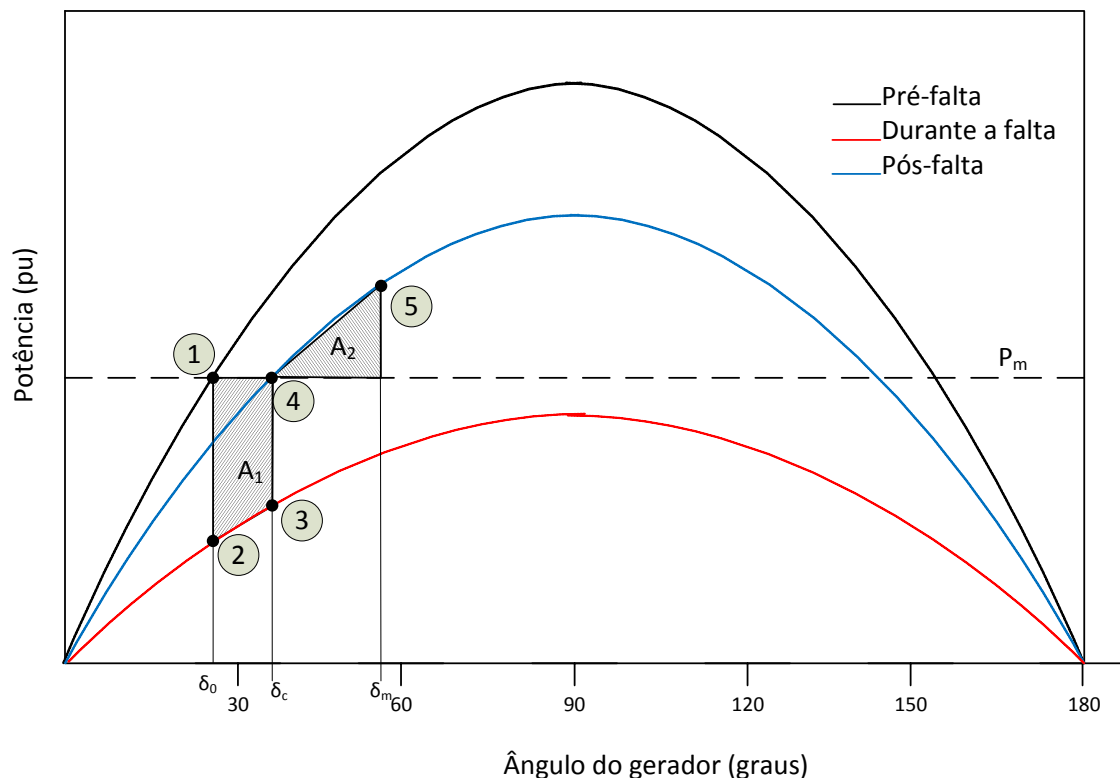


Figura 2.8 Critério de igualdade de áreas

2.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada uma visão relacionada à definição da análise da estabilidade. A análise de estabilidade é essencial para planejar e manter o sistema estável. Na prática, os sistemas de potência são desenvolvidos e operados para serem estáveis diante de uma gama de perturbações, estudos estes denominados por “projeto de contingência” [2,6].

Embora a segurança seja principalmente uma função do sistema físico e dos seus atributos atuais, o funcionamento seguro é facilitado, de acordo com [6], por:

- A seleção adequada e a implantação de controles preventivos e de emergência;
- Avaliação dos limites de estabilidade e a manutenção do funcionamento desse sistema dentro dos limites determinados.

Dentro deste contexto, este trabalho está focado no estudo da estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência, diante da inserção de perturbações na rede e a análise do desempenho dos reguladores de velocidade e de tensão.

O próximo capítulo será dedicado à apresentação da modelagem matemática e computacional dos diversos componentes do sistema elétrico de potência de forma a viabilizar a realização de estudos de estabilidade transitória pelo *ATP*.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM MATEMÁTICA E COMPUTACIONAL

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A elaboração de modelos matemáticos que representem de forma adequada os componentes da rede de geração e transmissão de energia é de suma importância na análise de estabilidade de sistema de potência. A partir desta proposta, representações computacionais podem ser implementadas utilizando o *software ATP*, de modo a simular o comportamento real do sistema frente à ocorrência de perturbações.

Este capítulo destina-se a apresentar os modelos desenvolvidos tanto para as máquinas síncronas quanto para os demais elementos da rede.

3.2. REPRESENTAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA

Hoje as máquinas síncronas são as principais fontes de energia elétrica usadas nos sistemas de potência. Conforme salientado no capítulo anterior, manter as máquinas síncronas em sincronismo é um desafio para o setor elétrico, por isso é de suma importância entender as características destes equipamentos para se conseguir a modelagem exata do seu desempenho dinâmico no estudo da estabilidade do sistema de potência.

As equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema podem ser obtidas através do balanço de potência em cada gerador síncrono do sistema. Um elemento primário ou motriz fornece potência mecânica à máquina, e parte desta energia mecânica é convertida em energia elétrica que é entregue à rede. A parte que não é convertida torna-se uma potência de aceleração do rotor da máquina [10].

Existem duas estruturas básicas de rotor que são mais utilizadas:

1. Turbinas hidráulicas: operam com baixa velocidade requerendo assim um grande número de polos para garantir a frequência nominal da rede (60 Hz no Brasil), conforme pode ser demonstrado pela equação (3.1). Para facilitar

a construção, os tipos de rotores normalmente empregados são de polos salientes.

$$n = \frac{120f}{P} \quad (3.1)$$

onde,

n = velocidade do rotor em rotações por minuto

f = frequência em Hz

P = número de polos

2. Turbinas a gás e a vapor: estas turbinas são construída para operar eficientemente em alta velocidade, necessitando assim de poucos polos, geralmente 2 ou 4, de acordo com a equação (3.1). Neste caso, rotores cilíndricos ou de polos lisos são preferencialmente adotados pelos fabricantes.

Máquinas com muitos pares de polos terão enrolamentos do estator constituídos por um conjunto correspondente de bobinas. Para facilitar a análise é conveniente considerar apenas um único par de polos e reconhecer que as condições associadas a máquinas com vários pares de polos são idênticas as considerações com um único par. Os ângulos são normalmente medidos em graus ou radianos elétricos. A correspondência entre o ângulo θ elétrico e o ângulo θ_m mecânico segue a equação (3.2) abaixo:

$$\theta = \frac{P_f}{2} \theta_m \quad (3.2)$$

3.2.1. Representação do Regime Transitório da Máquina Síncrona

Na operação em regime transitório são consideradas apenas as influências do enrolamento de campo, isto é, não são incluídos quaisquer efeitos dos enrolamentos amortecedores. Para entender essa situação, seja uma condição inicial de regime permanente em que a máquina síncrona está operando a vazio, ou seja, em circuito aberto, com tensão nominal induzida nos seus terminais pelo enrolamento de campo.

Ocorrendo um curto-circuito na rede, o enlace de fluxo entre a armadura e o campo não poderá mudar instantaneamente e, portanto, nem a tensão que este fluxo produz na armadura poderá mudar. Isto é explicado pelo “teorema do enlace de fluxo constante”, que diz [4]:

“O enlace de fluxo de um circuito fechado qualquer, com valores finitos de resistência e tensão aplicada, não pode mudar instantaneamente”,

e de outra forma,

“O enlace de fluxo de um circuito fechado qualquer, com valores nulos de resistência e tensão aplicada, permanece constante”.

Para que esse enlace de fluxo seja mantido constante, outras correntes serão induzidas nos vários circuitos de rotor para compensar as alterações nos valores de corrente de armadura. Para contrabalançar os ampéres-espiras das várias bobinas acopladas, ambas as correntes de armadura e rotor irão usualmente ter componentes CA e CC. O fluxo irá cair de acordo com a constante de tempo efetiva do circuito de campo. Esta constante de tempo é da ordem de vários segundos para a máquina sem carga e é reduzida consideravelmente com a máquina sob carga, sendo assim da ordem de um segundo ou maior.

Neste caso considera-se que, para um período de tempo inferior a um segundo, que é o período transitório, a *fem* produzida pelo enrolamento de campo na armadura permanece constante, sendo chamada de “tensão transitória” e simbolizada aqui por E' . A “reatância transitória de eixo direto” é simbolizada por X'_d e é definida como a reatância do circuito da armadura que aparece logo após o distúrbio. Devido ao caminho de alta relutância no entreferro percorrido pelo fluxo produzido pelas correntes de armadura, a reatância transitória de eixo direto é bastante reduzida.

A Figura 3.1 apresenta o que foi dito, com a tensão constante E' “atrás” da reatância transitória.

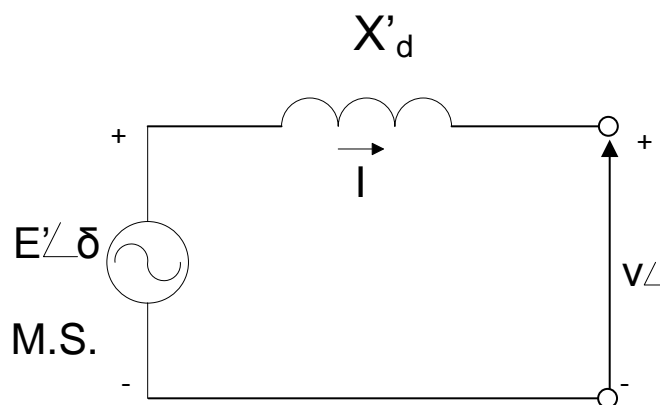


Figura 3.1 Representação da MS (gerador) por uma tensão constante (E') atrás da reatância transitória (X'_d)

3.2.2. Representação do Regime Subtransitório da Máquina Síncrona

Na operação em regime transitório são também considerados os efeitos dos enrolamentos amortecedores, pois estes, quando presentes, ajudam a manter o enlace de fluxo constante, uma vez que são também induzidas correntes nestes enrolamentos.

Se a velocidade da máquina variar por qualquer motivo haverá fluxo cortando o enrolamento amortecedor, que gera tensão, esta gera corrente, que gera conjugado contrário a variação da velocidade da máquina, fazendo o trabalho de amortecimento.

Esses enrolamentos ficam localizados praticamente na linha do entreferro, fazendo com que a relutância seja ainda mais alta do que a situação anterior (regime transitório) quando se considera apenas o enrolamento de campo. Isto implica na definição de uma “reatância subtransitória de eixo direto”, simbolizada por X''_d , com um valor inferior ao da reatância transitória de eixo direto X'_d .

Para inserir os efeitos do enrolamento amortecedor é criada outra representação, conforme mostrado na Figura 3.2, com uma tensão constante E'' “atrás” de uma reatância subtransitória X''_d .

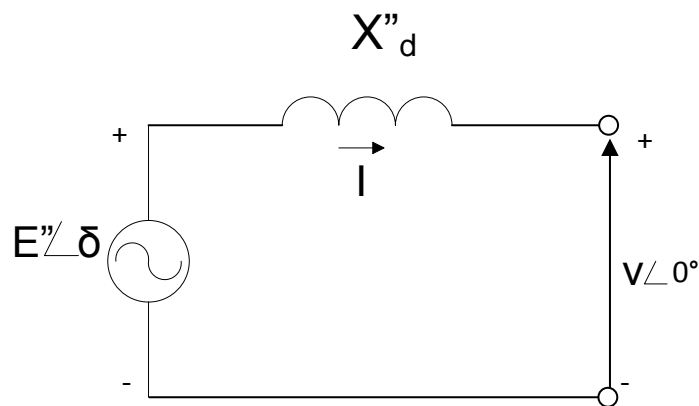


Figura 3.2 Representação da MS (gerador) por uma tensão constante (E'') atrás da reatância subtransitória (X''_d)

São definidas constantes de tempo associadas às mudanças nas magnitudes das correntes, durante as condições transitórias, T'_{d0} e T'_d , e subtransitórias, T''_{d0} e T''_d . As constantes de tempo com índice zero são de circuito aberto, enquanto que as outras são de curto-circuito.

3.2.3. Representação do Regime Permanente da Máquina Síncrona

Quando cessar os efeitos dos períodos subtransitário e transitório, então a máquina síncrona entra na sua operação de regime permanente. Nesta situação não são mais induzidas tensões nos enrolamentos do rotor (campo e amortecedores).

A representação desta condição operativa é traduzida por uma tensão constante E colocada “atrás” de uma reatância síncrona de eixo direto X_d . Para retratar a operação de regime permanente o valor desta reatância é bem mais elevado do que aquele obtido para as outras duas situações.

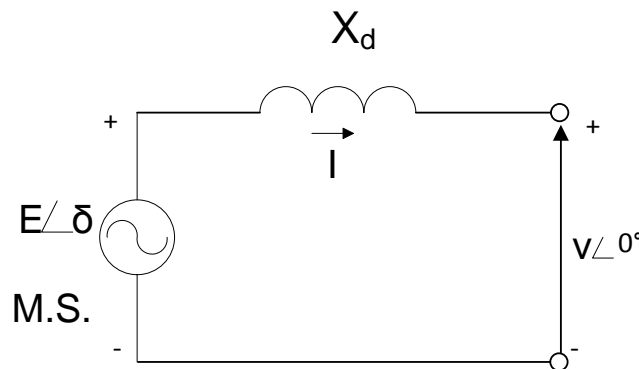


Figura 3.3 Representação da MS (gerador) por uma tensão constante (E) atrás da reatância síncrona (X_d)

Durante um transitório a máquina síncrona sente uma variação na sua tensão terminal, no ângulo do rotor e na frequência. Esse transitório causa mudanças repentinas nas correntes de armadura causando:

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

A Figura 3.4 retirada de [3] identifica estes efeitos nos períodos subtransitário e transitório subsequentes a um impacto sobre a rede até a estabilização da máquina numa condição de regime permanente (igual ou diferente da condição inicial). Estes efeitos são geralmente representados através da inclusão nos modelos da máquina

síncrona das reatâncias e constantes de tempo subtransitória e transitória, X''_d , T''_d , X'_d , T'_d , respectivamente.

Observando-se a Figura 3.4, tem-se:

0E = valor da corrente inicial pré-falta;

A0= valor da corrente inicial pós-falta;

AGBF = característica da corrente após a falta = EF + CGB + AG;

EF= característica da corrente de regime permanente;

CGB= característica da corrente transitória, valor inicial EC;

AG= característica da corrente subtransitória, valor inicial CA.

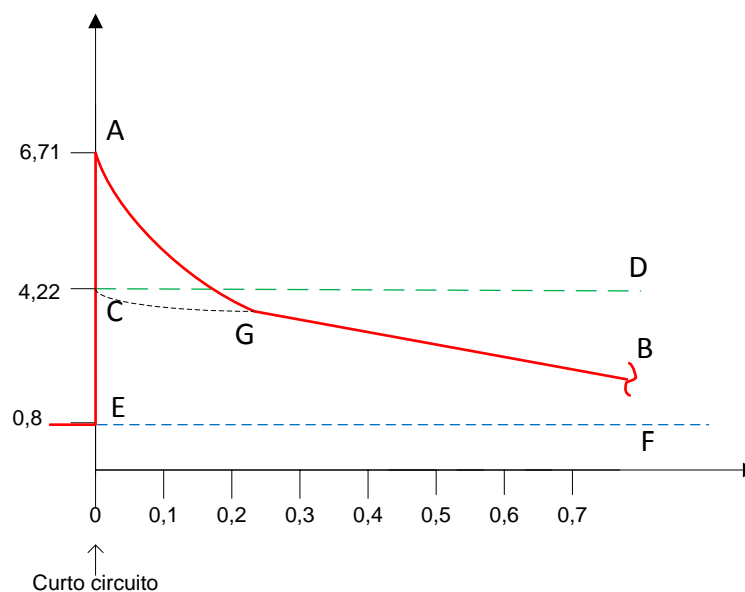


Figura 3.4 Envoltória da componente alternada da corrente de armadura de uma MS com um curto-circuito em t=0

3.2.4. Modelo Clássico da Máquina Síncrona

O modelo clássico da máquina síncrona é utilizado para estudo de estabilidade transitória onde é considerada somente uma única equação diferencial, isto é, aquela que representa os efeitos dos transitórios eletromecânicos do rotor, sendo denominada de equação de oscilação e tratada na seção seguinte.

Para se obter o modelo clássico as suposições abaixo descritas devem ser atendidas:

- A potência mecânica permanece constante durante o período dos transitórios – não sendo possível controlar a potência de entrada da

máquina síncrona, então não se representa o regulador automático de velocidade;

- Os efeitos de amortecimento (potência assíncrona) são desprezados.
- A máquina síncrona é representada eletricamente por uma tensão constante (E) “atrás” de uma reatância transitória (X'_d) – sendo a tensão interna invariável, então não é modelado o regulador automático de velocidade;
- O ângulo mecânico do rotor é coincidente com o ângulo elétrico (δ) de E' ;
- A carga pode ser representada por impedância constante.

Com a utilização deste modelo, a estabilidade de uma máquina é decidida na primeira oscilação do rotor, sendo o período principal de interesse da ordem de 1 (um) segundo ou menos. Este modelo é bastante utilizado, juntamente com o “*critério das áreas iguais*”, para determinação da estabilidade de um sistema constituído por um gerador ligado a um barramento infinito, ou de um sistema com duas máquinas interligadas.

Essa modelagem clássica é comumente usada em estudos de sistema pequenos, com solução de regime permanente, e também é razoavelmente preciso para estudos transitórios para os primeiros ciclos após o distúrbio [13]. Para sistemas mais complexos será apresentada outra modelagem nas próximas seções.

3.2.5. A Equação de Oscilação

As equações relativas à inércia rotacional e que descrevem o efeito do desbalanço entre os torques eletromagnético e mecânico das máquinas síncronas são de grande importância na análise de estabilidade em sistemas elétricos de potência [2].

Pela Segunda Lei de Newton qualquer torque desequilibrado que atuar sobre o rotor resultará em uma aceleração ou desaceleração deste. A equação (3.3) representa essa ação:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad (3.3)$$

sendo:

J = momento de inércia do conjunto rotor-turbina do gerador (kg.m^2)

δ_m = ângulo do rotor em relação a uma referência girando à velocidade síncrona, expresso em radianos mecânicos (rad)

T_m = torque mecânico (Nm)

T_e = torque elétrico (Nm)

T_a = torque acelerante (Nm)

De acordo com [10], o torque mecânico tem origem no agente motor (vapor em termoelétricas, água em hidroelétricas, por exemplo), e através dos campos magnéticos a potência elétrica requisitada pelas cargas gera o torque elétrico. Em regime permanente, os torques mecânico e elétrico são iguais, mantendo a máquina na velocidade síncrona. Quando a máquina funcionar como gerador o torque mecânico atua de forma a acelerar o rotor do gerador, e o torque elétrico, gerado devido às cargas, atua no sentido contrário. Assim, se o torque mecânico exceder ao elétrico ocorrerá uma aceleração, caso contrário, tem-se uma desaceleração, conforme indicado na Figura 3.5.

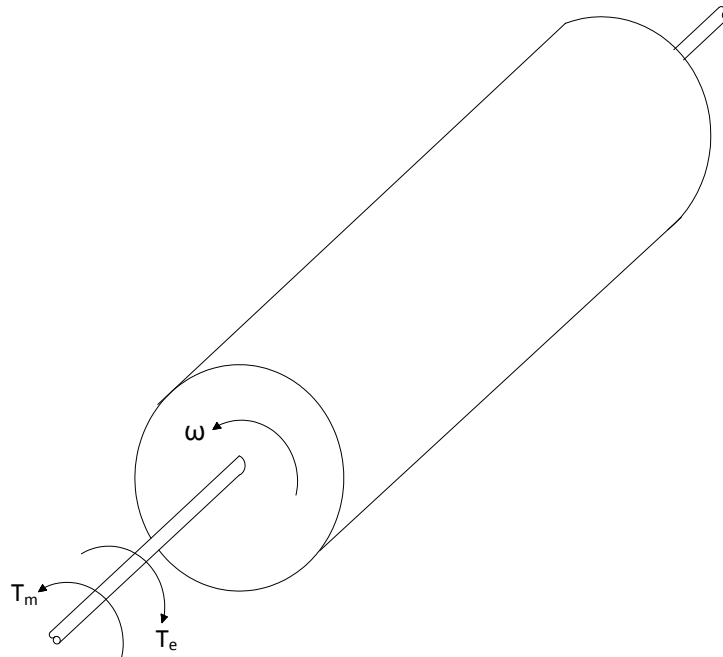


Figura 3.5 Torque mecânico e torque elétrico no eixo da máquina síncrona na operação como gerador

Multiplicando a equação (3.3) pela velocidade angular mecânica, e observando que a potência é igual ao torque vezes a velocidade angular, tem-se que:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (3.4)$$

sendo:

ω_m = velocidade angular mecânica (radianos mecânicos/s)

P_m = potência mecânica (W)

P_e = potência elétrica entregue pelo gerador (W)

P_a = potência acelerante (W)

A quantidade de movimento angular M de uma máquina não é constante, uma vez que a velocidade angular varia, porém poderá ser considerada como tal, desde que a velocidade da máquina não difira muito da velocidade síncrona, a menos que seja ultrapassado o limite de estabilidade [12]

$$J\omega_m \cong J\omega_s = M \quad (3.5)$$

significando:

M = momento angular de inércia (Js/rad)

ω_s = velocidade angular nominal ou velocidade síncrona (rad/s)

A partir das equações (3.4) e (3.5) chega-se a equação de oscilação ou balanço escrita para as potências em pu para uma máquina conectada a uma barra infinita:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (3.6)$$

Ou ainda na forma:

$$\frac{2Hd^2\delta}{\omega_R dt^2} = P_m - P_e = P_a \text{ (pu)} \quad (3.7)$$

$$M = \frac{2H}{\omega_s} S_n \quad (3.8)$$

representando:

H = constante de inércia (s)

S_n = potência nominal da máquina (MVA)

ω_s = velocidade angular nominal ou velocidade síncrona (rad/s)

δ = ângulo de torque ou de potência (rad)

t = tempo (s)

P_m = potência mecânica (pu)

P_e = potência elétrica (pu)

P_a = potência acelerante (pu)

ainda:

$$H = \frac{1/2 J \omega_s^2}{S_n} = \frac{1/2 M \omega_s}{S_n} \quad (MJ/MVA) \quad (3.9)$$

A constante H representa fisicamente o tempo que a máquina leva para acelerar 0,5 pu quando submetida a um torque de aceleração igual a 1 pu. Os fabricantes de geradores em geral fornecem como dado construtivo a constante H em MJ/MVA, equação (3.9) que representa a razão entre a energia cinética armazenada na máquina à velocidade síncrona e a potência nominal.

Em [12] é esclarecido que o ângulo δ para uma máquina ligada a uma barra infinita é o ângulo de potência, que é a diferença entre os ângulos internos da máquina e do sistema rotativo de referência, o qual é, neste caso, o barramento infinito. Para um sistema de duas máquinas são necessárias duas equações de oscilação, uma para cada máquina. O ângulo de potência entre duas máquinas depende do ângulo entre cada uma e o eixo síncrono rotativo de referência.

3.2.6. Equação de Oscilação de um Sistema Multimáquinas

Como visto na última seção a equação de oscilação (3.6) é usada para um sistema com uma máquina ligada a um barramento infinito ou ainda a duas máquinas interligadas. Em um sistema multimáquinas, a potência de aceleração de cada máquina é a diferença entre sua potência de mecânica de entrada e as potências elétricas de saída, ou seja, aquela potência que alimenta sua própria carga somada às transferências de potência ativa para as outras máquinas do sistema [3].

Esta condição está representada na Figura 3.6 [3] que mostra um sistema de quatro máquinas conectadas através de seus nós internos.

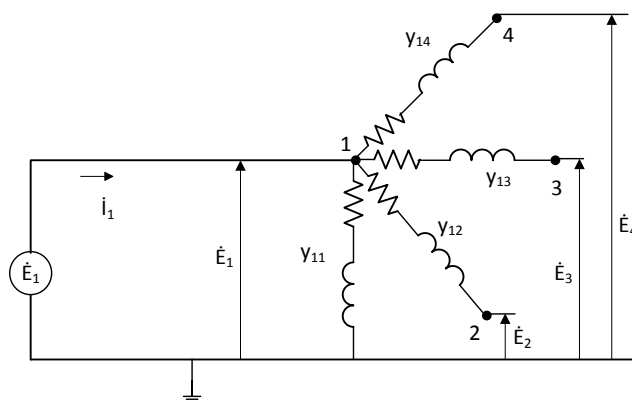


Figura 3.6 Sistema elétrico com 4 máquinas conectadas entre seus nós internos

Da Figura 3.6 calcula-se:

$$\dot{I}_1 = (\dot{E}_1 - \dot{E}_2)y_{12} + (\dot{E}_1 - \dot{E}_3)y_{13} + (\dot{E}_1 - \dot{E}_4)y_{14} + \dot{E}_1 y_{11}$$

$$\dot{I}_1 = \dot{E}_1(y_{12} + y_{13} + y_{14} + y_{11}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^4 \dot{E}_j(-y_{1j})$$

chegando:

$$\dot{I}_1 = \dot{E}_1 \sum_{j=1}^4 y_{1j} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^4 \dot{E}_j(-y_{1j}) \quad (3.10)$$

onde:

\dot{I} = corrente da máquina 1

E_n = tensões internas das máquinas

y_{ij} = admitâncias das máquinas

Generalizando a expressão (3.10), para o sistema de N máquinas, a corrente de uma máquina i é expressa por:

$$\dot{I}_i = \dot{E}_i \sum_{j=1}^N y_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \dot{E}_j(-y_{ij}) \quad (3.11)$$

Utilizando-se da matriz conhecida como matriz admitância de barra (Y_{barra}) do sistema elétricos, definida como:

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^N y_{ij} \rightarrow \text{elemento da diagonal principal da matriz } Y_{barra} \quad (3.12)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \rightarrow \text{elemento fora da diagonal de } Y_{barra} \quad (3.13)$$

finalmente:

$$\dot{I}_i = \dot{E}_i Y_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \dot{E}_j Y_{ij} = \sum_{j=1}^N \dot{E}_j Y_{ij} \quad (3.14)$$

A equação (3.15) abaixo mostra que a potência elétrica de saída de uma máquina i de um sistema de N máquinas conectadas entre seus nós internos é:

$$P_{ei} = Re\{\dot{E}_i \dot{I}_i^*\} = Re\{\dot{E}_i \sum_{j=1}^N \dot{E}_j^* Y_{ij}^*\} \quad (3.15)$$

Adotando apenas a parte real da equação (3.15) consegue-se a potência elétrica da máquina i dada por:

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^N |\dot{E}_i| |\dot{E}_j| |Y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.16)$$

de onde:

$$\dot{E}_i = |\dot{E}_i| \angle \delta_i \quad \dot{E}_j = |\dot{E}_j| \angle \delta_j \quad e \quad Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$$

Empregando a equação de oscilação de cada máquina i , expressa em (3.11) e substituindo (3.16), considerando $|\dot{E}_i| = E_i$ e $|\dot{E}_j| = E_j$, obtêm-se enfim (3.17):

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{ei} = P_{mi} - \sum_{j=1}^N E_i E_j |Y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.17)$$

relembrando:

M = momento angular de inércia

Então, com a equação (3.17) é possível obter todas as equações de oscilação de um sistema com qualquer número de máquinas.

3.2.7. Transformação de Park

Como mostrado no capítulo 2, o estudo de estabilidade de um sistema elétrico multimáquinas está principalmente preocupado com o comportamento dinâmico das máquinas síncronas. Assim, é necessário desenvolver um modelo matemático adequado para estas máquinas que seja possível de ser implementado em computadores para realizar simulações de estabilidade. Para conseguir uma grande simplificação no equacionamento das respostas dinâmicas destas máquinas, certas transformações de variáveis são utilizadas. Esta seção tem por meta abordar a principal, comumente referida por “Transformação de Park”, a qual resulta na remoção dos coeficientes dependentes do tempo das equações das máquinas síncronas [3].

Para a demonstração do referido modelo algumas convenções de sinal utilizadas estão resumidas abaixo [13]:

- O enlace de fluxo λ do enrolamento, produzido pela corrente do mesmo enrolamento, é considerado tendo o mesmo sinal da corrente;
- A “convenção de gerador” é usada para todos os enrolamentos;
- O eixo em quadratura fica 90° atrás do eixo direto no diagrama fasorial da máquina.

Assim, para cada enrolamento k da máquina, a equação de tensão é descrita como sendo:

$$v_k(t) = -R_k i_k(t) - \frac{d\lambda_k(t)}{dt} \quad (3.20)$$

Os parâmetros das máquinas são influenciados pelo tipo de construção. Como já referido, as máquinas de polos salientes são usadas em usinas com geração hidráulica, sendo constituídas por vários pares de polos. As propriedades magnéticas da máquina de polos salientes ao longo do eixo de simetria do polo do campo (eixo direto) e ao longo do eixo de simetria entre os dois polos do campo (eixo em quadratura) são notadamente diferentes porque o último possui um grande entreferro. Já as máquinas de rotor cilíndrico têm longos rotores cilíndricos com ranhuras no qual os enrolamentos de campo são distribuídos. Essas últimas são mais usadas em usinas com geração térmica as quais possuem 1 ou 2 polos [13].

Outras considerações são adotadas para a demonstração da Transformada de Park. Inicialmente a parte elétrica da máquina síncrona é modelada como uma máquina de dois polos com sete enrolamentos acoplados [13]:

- Três (1, 2 e 3) enrolamentos de armadura – um em cada fase sendo conectados ao sistema de potência;
- f – um enrolamento de campo que produz fluxo de eixo direto, conectado na fonte CC do sistema de excitação;
- g – um enrolamento hipotético no eixo de quadratura para representar variações lentas de fluxo produzidas neste eixo por correntes parasitas ou de Foucault;
- D – um enrolamento hipotético no eixo direto para representar o efeito do amortecedor neste eixo;
- Q - um enrolamento hipotético no eixo de quadratura para representar o efeito do amortecedor neste eixo.

As mesmas características podem representar máquinas com mais de dois polos, exceto pela velocidade angular e o torque usados nas equações mecânicas. As

equações (3.21) e (3.22) abaixo relacionam essas duas variáveis para máquinas com mais de dois polos, onde, $p/2$ é o número de par de polos:

$$\omega_{atual} = \frac{\omega_{2polos}}{p/2} \quad (3.21)$$

$$T_{atual} = \frac{p}{2} T_{2polos} \quad (3.22)$$

Ainda de acordo com [13] o comportamento dos sete enrolamentos é descrito por dois sistemas de equações:

$$[v] = -[R][i] - \frac{d}{dt}[\lambda] \quad (3.23)$$

com

$$[i] = [i_1, i_2, i_3, i_f, i_g, i_D, i_Q],$$

$$[\lambda] = [\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \lambda_f, \lambda_g, \lambda_D, \lambda_Q],$$

$$[v] = [v_1, v_2, v_3, v_f, 0, 0, 0], \text{ onde os três zeros ocorrem porque os enrolamentos } g, D \text{ e } Q \text{ são curto-circuitados.}$$

$[R]$ = a matriz diagonal das resistências dos enrolamentos $R_a, R_a, R_a, R_f, R_g, R_D, R_Q$, o subscrito “a” representa a armadura.

De onde se obtém a relação entre o fluxo e a corrente:

$$[\lambda] = [L][i] \text{ onde } [L] = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & \cdots & L_{1Q} \\ L_{21} & L_{22} & \cdots & L_{2Q} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ L_{Q1} & L_{Q2} & \cdots & L_{QQ} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Para a correta resolução destas equações algumas suposições são assumidas, as quais são razoáveis no caso de estudos de sistemas de potência. Estas são [13]:

- A resistência de cada enrolamento é constante;
- A relutância de cada parte do circuito magnético é constante;
- Os enrolamentos de armadura são simetricamente dispostos;
- Os circuitos elétricos e magnéticos da estrutura de campo são simétricos sobre os eixos direto e em quadratura;
- A indutância própria de cada enrolamento de rotor é constante;
- As indutâncias próprias e mútuas dos enrolamentos de armadura são expressas como uma constante mais uma função senoidal de segunda

harmônica da posição do rotor (com a amplitude da componente de segunda harmônica sendo a mesma para todas as indutâncias próprias e mútuas);

- A indutância mútua entre qualquer enrolamento de campo e qualquer enrolamento de armadura é função senoidal fundamental da posição do rotor;
- Efeitos de histerese são insignificantes;
- Efeitos das correntes de Foucault são desprezíveis ou, no caso de máquinas de rotor cilíndrico, são representadas pelo enrolamento g.

Então,

$$\begin{aligned}
 L_{11} &= L_s + L_m \cos 2\beta, \text{ similar para } L_{22} \text{ e } L_{33} \\
 L_{12} &= L_{21} = M_s + L_m \cos(2\beta - 120^\circ), \text{ similar para } L_{13} \text{ e } L_{23} \\
 L_{1f} &= L_{f1} = M_{af} \cos \beta, \text{ similar para } L_{2f} \text{ e } L_{3f} \\
 L_{1D} &= L_{D1} = M_{aD} \cos \beta, \text{ similar para } L_{2D} \text{ e } L_{3D} \\
 L_{1g} &= L_{g1} = M_{ag} \sin \beta, \text{ similar para } L_{2g} \text{ e } L_{3g} \\
 L_{1Q} &= L_{Q1} = M_{aQ} \sin \beta, \text{ similar para } L_{2Q} \text{ e } L_{3Q} \\
 L_{ff}, L_{gg}, L_{DD}, L_{QQ}, M_{fD}, L_{gQ}, & \text{ são constantes e não são função de } \beta
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

onde β demonstra a posição angular do rotor, assumido aqui de dois polos, em relação ao estator ($\beta_{\text{atual}} = B_{2\text{polos}} / (p/2)$), onde se relaciona com a frequência angular através da seguinte equação:

$$\omega = \frac{d\beta}{dt} \tag{3.26}$$

É de conhecimento que para resolver a equação (3.23) existe uma dificuldade, baseada no fato de que as indutâncias da equação (3.24) são funções do tempo através da sua dependência de β na equação (3.25). É possível resolvê-las diretamente em variáveis de fase. A referência [13] afirma que a maioria dos autores prefere resolvê-las transformando-as para o sistema d, q, 0, porque as indutâncias tornam-se constantes. Este recurso em d, q, 0 é a solução proposta que dá o nome a esta seção: “Transformada de Park”.

A Transformada de Park implica na rotação do eixo do fluxo sobre o eixo do campo, fazendo com que apareçam como estacionários durante a operação de regime permanente. Esta proposta de solução foi sugerida primeiramente por Blondel e

depois desenvolvida por Doherty, Nickle e Park, na América do Norte. A transformação é válida para fluxos, tensões e correntes, onde convertem os fasores 1, 2 e 3 em d, q e 0, com as incógnitas de campo permanecendo invariáveis:

$$[\lambda_{dq0}] = [T]^{-1}[\lambda] \quad \text{o mesmo se aplica a } [v] \text{ e } [i] \quad (3.27a)$$

com:

$$[\lambda_{dq0}] = [\lambda_d, \lambda_q, \lambda_0, \lambda_f, \lambda_g, \lambda_D, \lambda_Q], \text{ e:}$$

$$[T]^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos \beta & \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos(\beta - 120^\circ) & \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cos(\beta + 120^\circ) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \sin \beta & \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \sin(\beta - 120^\circ) & \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \sin(\beta + 120^\circ) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.27b)$$

Considerando que $[T]^{-1}$ é uma matriz ortogonal, então:

$$[T] = [T]_{transposta}^{-1} \quad (3.28)$$

As matrizes $[T]$ e $[T]^{-1}$ são aqui normalizadas. Esta normalização tem a vantagem de que a potência é invariante na Transformação de Park, e ainda mais importante, a matriz indutância d, q e 0 é sempre simétrica [13]. As considerações aqui inseridas são baseadas em [13], porém o autor afirma que outras literaturas utilizam transformações não normalizadas, usando um fator igual a 2/3 na primeira e segunda linha da equação (3.27b) e 1/3 na terceira linha. Em algumas publicações, a posição do eixo em quadratura é assumida a frente do eixo direto, ao invés de 90° atrasado em relação ao eixo d, como foi demonstrado aqui, fazendo a segunda linha da equação (3.27b) negativa.

Transformando a equação (3.23) para o sistema d, q e 0 tem-se:

$$[v_{dq0}] = -[R][i_{dq0}] - \frac{d}{dt}[\lambda_{dq0}] + \begin{bmatrix} -\omega\lambda_q \\ +\omega\lambda_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

A equação (3.29) é quase idêntica, em forma, à equação (3.23), exceto pelos termos $-\omega\lambda_q$ e $-\omega\lambda_d$, que são as tensões de eixo direto e em quadratura, respectivamente, induzidas na armadura devido à rotação dos polos do rotor. Eles saem da equação (3.23), sabendo que $[T]$ é uma função do tempo:

$$[T]^{-1} \frac{d}{dt} \{ [T][\lambda_{dq0}] \} = \frac{d}{dt} [\lambda_{dq0}] + [T]^{-1} \left\{ \frac{d}{dt} [T] \right\} [\lambda_{dq0}]$$

Transformando a equação (3.24) produz a relação entre corrente e fluxo que pode ser dividida em dois sistemas de equações para o eixo direto e em quadratura e mais uma equação de sequência zero,

$$\begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_f \\ \lambda_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & M_{df} & M_{dD} \\ M_{df} & L_{ff} & M_{fD} \\ M_{dD} & M_{fD} & L_{DD} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix} \quad (3.30a)$$

onde: $M_{df} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} M_{af}$, $M_{dD} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} M_{aD}$

$$\begin{bmatrix} \lambda_q \\ \lambda_g \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & M_{qg} & M_{qQ} \\ M_{qg} & L_{gg} & M_{gQ} \\ M_{qQ} & M_{gQ} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (3.30b)$$

onde:

$$M_{qg} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} M_{ag}, M_{qQ} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} M_{aQ} \quad \text{e} \quad \lambda_{0=L_0 i_0} \quad (3.30c)$$

Faltando definir as seguintes indutâncias:

$$\begin{aligned}
 L_d &= L_s - M_s + \frac{3}{2}L_m \rightarrow \text{indutância síncrona de eixo direto} \\
 L_q &= L_s - M_s - \frac{3}{2}L_m \rightarrow \text{indutância síncrona do eixo em quadratura} \\
 L_0 &= L_s + 2M_s \rightarrow \text{indutância de sequência zero}
 \end{aligned}
 \tag{3.31}$$

Conforme expressado em [2] os enrolamentos da armadura e os enrolamentos do campo do rotor são distribuídos em várias ranhuras de modo que as formas das *fmm* e das ondas do fluxo tenham uma distribuição mais próxima de uma senóide. Dessa forma, a combinação da onda de *fmm* devida às correntes nas três fases da armadura viaja ao longo da periferia do estator com uma velocidade ω_s rad/s, sendo esta também a velocidade do rotor. Portanto, para uma operação síncrona equilibrada, a onda de *fmm* da armadura aparece estacionária em relação ao rotor e tem uma distribuição espacial senoidal. Uma vez que uma função seno pode ser expressa como uma soma de duas funções seno, a *fmm* devida aos enrolamentos do estator pode ser resolvida em duas ondas estacionárias senoidalmente distribuídas com respeito ao rotor, de modo que uma tenha o seu pico ao longo do eixo d e a outra ao longo do eixo q.

Foram inseridas nessa seção as equações que demonstram a Transformada de Park. Ela foi explorada com alguns detalhes porque o programa *ATP*, usado nas simulações desse estudo, modela suas máquinas síncronas seguindo estas equações.

3.2.8. Modelagem computacional

Conforme demonstrado na seção anterior o *software ATP* modela, a parte elétrica da máquina, usando a Transformada de Park. Esta modelagem é justificada, pois esta transformação converte os três enrolamentos da armadura em dois enrolamentos fictícios localizados no eixo do rotor e um terceiro enrolamento estático, completamente desacoplado dos outros dois. Os coeficientes das equações resultantes são então invariantes no tempo, o que proporciona uma maior facilidade na resolução das equações da máquina [13,14].

No que tange a modelagem mecânica da máquina síncrona o sistema é considerado linear, portanto, as massas rotativas podem ser descritas pela forma rotacional da segunda lei de Newton [13,14].

$$[J] \frac{d^2}{dt^2} [\theta] + [D] \frac{d}{dt} [\theta] + [K][\theta] = [T_{turbina}] - [T_{gen/exc}] \tag{3.32a}$$

Geralmente a constante de inércia H é considerada ao invés do momento de inércia J . A equação desta constante já foi mencionada anteriormente, equação (3.9).

A relação entre as equações da parte elétrica e mecânica é retirada da posição do rotor e dos torques eletromagnéticos, como segue:

$$\theta_{mecanico} = \frac{\theta_{elétrico}}{NP/2} \quad (3.36)$$

$$T_{gerador} = \frac{NP}{2} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (3.37)$$

$$T_{exc} = \frac{-v_f i_f}{\omega_{exc}} \quad (3.38)$$

onde NP é o número de polos.

Foi mostrada nesta seção a modelagem computacional da máquina síncrona considerando as suas partes elétrica e mecânica, finalizando então a modelagem da máquina que é usada neste estudo.

3.3. SISTEMA DE POTÊNCIA

Apesar da grande importância das máquinas síncronas nos estudos de estabilidade transitória, é necessário também considerar os outros componentes dos sistemas de potência, isto é, a rede e os diversos tipos de carga elétrica. Estas são tratadas a seguir.

3.3.1. Modelagem Matemática da Rede

Em um sistema de potência, as variações transitórias que ocorrem nas grandezas da rede de transmissão são muito mais rápidas que as que acontecem nas máquinas síncronas. Por isso, pode-se modelar a rede como um circuito passivo, obtendo equações algébricas para descrever seu comportamento.

É sabido que para circuitos operando em regime permanente aplicam-se as leis de Kirchhoff das correntes e tensões sobre os fasores de correntes e tensões. Então, a soma de todos os fasores de corrente entrando em qualquer nó é zero e a soma das quedas de tensão em um caminho fechado é igual a zero. Várias soluções

computacionais para problemas de sistema de potência são formuladas de equações nodais, que podem ser sistematicamente aplicadas para circuitos [15].

As equações nodais são escritas na forma matricial como sendo:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2N} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \cdots & Y_{3N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{10} \\ V_{20} \\ V_{30} \\ \vdots \\ V_{N0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Usando notação matricial compacta, torna-se:

$$\mathbf{YV} = \mathbf{I} \quad (3.40)$$

onde \mathbf{Y} é a matriz admitância de barra $N \times N$, \mathbf{V} é o vetor coluna das tensões nas N barras e \mathbf{I} é o vetor coluna das N fontes de corrente.

3.3.2. Modelagem Matemática da Carga Elétrica

O comportamento dinâmico das cargas é bastante complexo, devido ao grande número de elementos não lineares presentes nas mesmas [15]. A modelagem desses elementos é um assunto que vem sendo muito discutido na comunidade científica e acadêmica nos últimos anos.

A escolha da modelagem adequada para as cargas de um sistema elétrico influi decididamente nos resultados e conclusões oriundas de estudos de estabilidade e, particularmente, estudos de rejeição de carga, podendo esta recair em um dos três grandes grupos: impedância constante, motores síncronos e motores de indução.

A carga de um barramento de uma subestação ou de uma instalação industrial pode ser composta, por exemplo, de uma certa quantidade de motores síncronos, motores de indução, retificadores e carga de impedância constante. As potências ativa e reativa consumidas pelo barramento, como função da tensão e da frequência, são dependentes do tipo da carga elétrica e da proporção de cada um [5].

Um modelo estático expressa $P(V, f)$ e $Q(V, f)$ em qualquer instante de tempo. Este modelo pode ser usado tanto para cargas realmente estáticas, como resistivas e iluminação, assim como também, como aproximação, os componentes de cargas dinâmicas, por exemplo, motores.

Embora a composição de cargas individuais possa ser completamente ao acaso, certo padrão médio é reconhecível na barra de distribuição e as cargas podem ser agrupadas em três modelos listados abaixo [5]:

- I. Potência constante (MVA constante): cargas modeladas por potência constante se caracterizam por ter a corrente inversamente proporcional à tensão, portanto elas absorvem mais corrente do sistema quando a tensão cai, para manter a potência constante e absorverem menos corrente sob condições de alta tensão de acordo com as expressões abaixo [5]:

$$P = E \times I = \text{constante} \quad (3.41)$$

$$I = \frac{P(\text{const})}{E} \quad (3.42)$$

Esse modelo é usualmente apropriado, na maioria dos estudos de estabilidade de sistemas em que o consumo seja constituído de motores de indução e motores síncronos com fator de potência unitário, desde que sua velocidade e fator de potência não mudem com as variações da tensão na linha. Alguns cuidados devem ser tomados quando se utiliza essa modelagem, pois seu uso em estudos de estabilidade pode levar a falsas indicações de instabilidade, uma vez que cargas dessa natureza tendem a diminuir os limites de estabilidade do sistema, na maioria dos casos, devido ao efeito de amplificação das oscilações de tensão.

- II. Impedância constante: a impedância da carga permanece constante durante todas as condições de tensão do sistema. Resistores, aquecedores, iluminação, reatores, capacitores para correção de fator de potência, motores síncronos e de indução ou ainda motores levemente carregados são exemplos de cargas que podem ser modeladas dessa forma. Programas computacionais de fluxo de carga e estabilidade de modo geral tem convergência mais rápida quando se emprega essa modelagem do que modelos do tipo potência ou corrente constante. As potências ativas e reativas deste tipo de carga podem ser obtidas a partir das equações (3.43) a (3.45), mostradas a seguir:

$$\dot{V} = \dot{Z} \times \dot{I} \quad (3.43)$$

$$\dot{Z} = R + jX \quad (3.44)$$

$$S = P + jQ = \dot{V} \times \dot{I}^* \quad (3.45)$$

Substituindo-se (3.43) e (3.44) em (3.45), e, logo após realiza-se as operações necessárias para isolar as partes ativa e reativa da potência aparente (\dot{S}).

$$P + jQ = \frac{RV^2}{R^2+X^2} + j \frac{XV^2}{R^2+X^2} \quad (3.46)$$

A Figura 3.7 abaixo mostra as curvas características para cargas do tipo impedância constante.

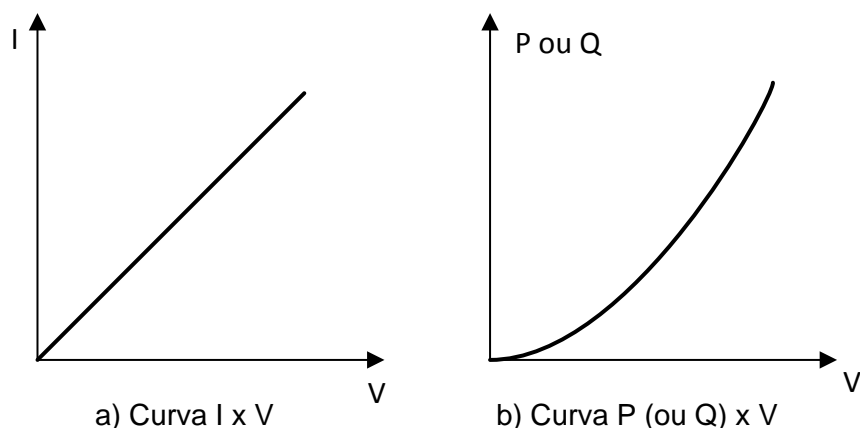


Figura 3.7 Características das cargas do tipo impedância constante

- III. Corrente constante: neste tipo de modelagem a corrente se mantém constante para todas as condições de tensão sendo, portanto, a potência consumida diretamente proporcional à tensão de suprimento. Verifica-se então, que em relação aos valores nominais da potência e tensão, o consumo é majorado, para tensões mais elevadas, e reduzido quando a tensão decresce. De acordo com [5] sistemas que consistam de iluminação e ar condicionado pesadamente carregado e de motores de indução levemente carregados, tendem a absorver uma corrente aproximadamente constante já que o abaixamento da tensão causa uma redução na corrente para estes motores ligeiramente carregados e ainda aumento de corrente para os motores de indução pesadamente carregados.

A característica carga-tensão da demanda pode ser determinada analiticamente por uma combinação dos efeitos de todos os tipos de modelos de cargas individuais. A determinação analítica, no entanto, necessitaria de uma pesquisa detalhada para se determinar a composição de tipos individuais de cargas e suas características de potência ativa e reativa em função da tensão.

Uma carga composta é geralmente caracterizada por uma menor dependência da tensão do que uma carga de impedância constante. Uma carga composta poderá aumentar com a elevação da frequência, enquanto que uma carga de impedância constante (tipo RL) realmente diminui com o crescimento da frequência. Isto é devido ao predomínio de motores os quais irão experimentar um acréscimo de carga com o aumento da frequência (devido ao aumento da velocidade) [5].

Cargas individuais podem ser vistas como sendo dividida em duas classes, estática e rotativa. A classe estática consistindo de aquecimento e equipamento de iluminação geralmente exibe um fator de potência próximo da unidade. As características diferentes de cargas estáticas tendem a compensar uma à outra, o que resulta num efeito composto de carga de impedância constante. A classe rotativa de cargas consiste de motores síncronos e motores de indução com variação das características de torque velocidade [16].

Diante de tudo que foi exposto nesta seção e visando evitar o aumento da complexidade da modelagem de estados do sistema, será utilizado um modelo de impedância constante em todas as simulações realizadas neste trabalho com o *ATP*.

3.3.3. Modelagem Computacional

O *ATP* é usado para simular comportamentos transitórios da rede elétrica, isto é, ele resolve equações algébricas comuns e/ou equações diferenciais parciais que estão associadas à interligação dos seguintes componentes [14]:

- Resistência concentrada, R;
- Indutância concentrada, L;
- Capacitância concentrada, C;
- Circuito π -equivalente, onde os escalares R, L e C tornam-se simétricos, matrizes quadradas [R], [L] e [C];
- Circuito de linhas de transmissão com parâmetros distribuídos, onde o tempo de propagação das componentes é representado. Tanto parâmetros constantes quanto dependentes da frequência são fornecidos;
- Chaves usadas para simular disjuntores, faltas, ou qualquer outra conexão de mudança no sistema.

O *ATP* resolve a maioria dos elementos que são descritos por equações diferenciais ordinárias usando o método de integração trapezoidal (segunda ordem).

Essas equações são colocadas em forma da admitância nodal, com novas tensões desconhecidas como variáveis e são resolvidas por fatoração triangular ordenada [14].

Para a execução das simulações também foram usados transformadores e modelos de linhas de transmissão. Os transformadores em questão têm por função elevar o nível de tensão presente nos terminais dos geradores para o valor de 230000 V, magnitude esta característica dos sistemas de transmissão de energia elétrica. Desta forma, a importância deste equipamento se detém em compatibilizar os níveis de tensão das unidades de geração com o sistema de potência.

Destaca-se que este componente do complexo elétrico em estudo encontra-se prontamente disponibilizado na biblioteca de recursos do programa *ATP*, levando-se em conta inclusive a característica não-linear do material ferromagnético que compõe o núcleo do transformador. No entanto, como este fator não representa grande influência nos objetivos pretendidos neste trabalho, considera-se desprezado tal efeito. Assim, denota-se dispensável relatar maiores comentários sobre o procedimento de modelagem do mesmo, já que a estrutura implementada no programa segue os padrões convencionais amplamente difundidos na literatura.

As linhas de transmissão também possuem a modelagem disponível no *ATP*, sendo esta trifásica, com parâmetros distribuídos e constantes e transposta. Um problema muito importante no projeto e na operação de um sistema de potência é a conservação da tensão dentro dos limites especificados, em vários pontos do sistema, por isso a modelagem das linhas se faz necessária, visando possíveis soluções a este problema. Estes limites são normatizados e se encontram nos Procedimentos de Rede da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST do Operador Nacional do Sistema – ONS.

3.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou em sua parte inicial a representação da máquina síncrona no regime transitório, subtransitório, regime permanente e sua modelagem clássica. Também foi mostrada a equação de oscilação que descreve o efeito do desbalanço entre os torques eletromagnético e mecânico das máquinas síncronas que são de grande importância na análise de estabilidade em sistemas. Finalmente sobre

a modelagem de máquinas foi demonstrada, com detalhes, a Transformada de Park, que é a base para a modelagem computacional da máquina no *ATP*.

Na segunda parte foi descrita, resumidamente, a modelagem do sistema de potência, dando ênfase às cargas, pois, assim como os geradores, estas são de suma importância no estudo de estabilidade, salientando ainda que as cargas neste estudo foram modeladas como impedância constante.

CAPÍTULO 4

SISTEMAS DE CONTROLE DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme dito em [17,18,19] o controle do sistema de energia requer um equilíbrio contínuo entre a produção de energia elétrica e a variação da demanda de carga, mantendo os níveis aceitáveis de tensão e frequência.

A tensão de saída e a frequência dos geradores são controladas pelos seguintes aparatos:

- Regulador automático de tensão (*AVR – Automatic Voltage Regulator*);
- Regulador automático de velocidade (*GOV – Speed Governor*);
- Estabilizador de sistema de potência (*PSS – Power System Stabilizer*).

Destaca-se ainda que os reguladores de velocidade são mais lentos do que os de tensão, pois os primeiros possuem dispositivos mecânicos que retardam sua atuação.

Conforme dito em [2,20] os primeiros modelos utilizados para as máquinas síncronas em estudos de estabilidade transitória em sistemas não levavam em consideração o conjunto gerador-turbina, ou no máximo utilizavam um modelo bastante simplificado para os mesmos. Agora, com o crescimento no campo da computação e também com o desenvolvimento dos programas de estudo de estabilidade, grandes sistemas são analisados com maior precisão em sua modelagem.

Este capítulo apresenta os aspectos gerais a respeito do sistema de controle de excitação inicialmente, seguido pelo controle de velocidade. São descritas as principais razões para utilizá-los, os mecanismos e efeitos de sua atuação, os tipos de excitação e, finalmente, a modelagem computacional dos mesmos.

Na próxima seção será tratado primeiramente o controle de excitação, o qual será referido por *AVR*. Nas seções posteriores serão apresentados o *PSS* e o regulador de velocidade – *GOV*.

A Figura 4.1 (adaptada de [21]) mostra um diagrama de bloco típico do sistema de controle para um grande gerador síncrono.

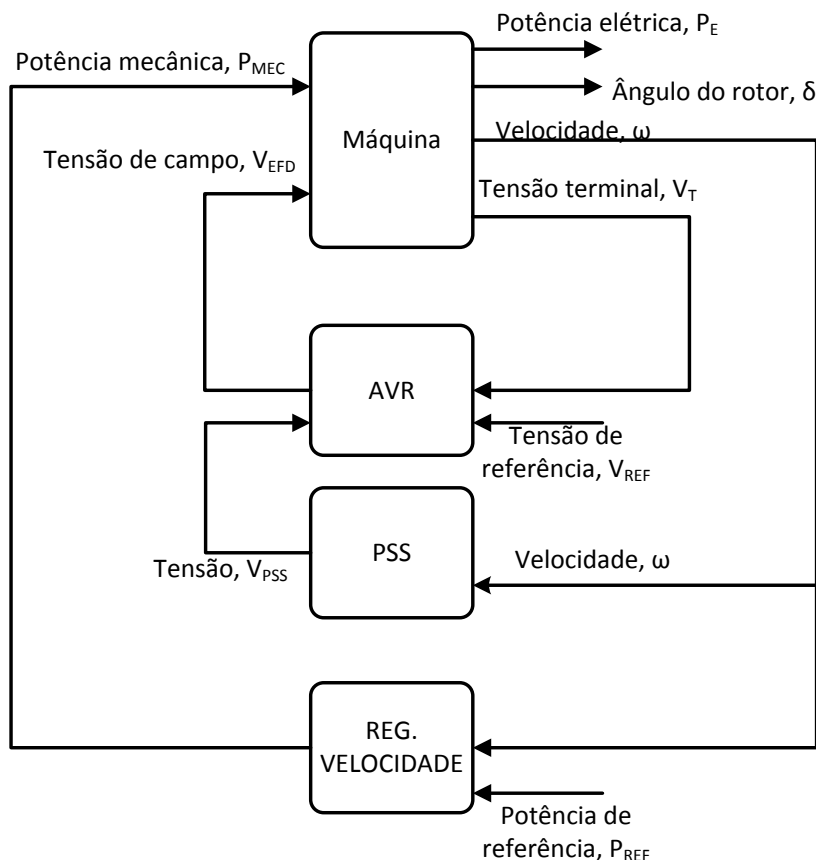


Figura 4.1 Relação entre a máquina síncrona e seus reguladores (adaptada de [21])

4.2. SISTEMA DE CONTROLE DE EXCITAÇÃO

A função básica de um sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo de uma máquina síncrona. Além disso, o sistema de excitação também realiza funções de controle e proteção essenciais para um desempenho satisfatório do sistema de potência a que está ligado através do ajuste da tensão de campo.

A utilização de sistemas de excitação de alto desempenho é essencial para manter o regime permanente e estabilidade transitória dos modernos geradores síncronos e proporcionar controle rápido da tensão terminal. A malha do AVR mantém a saída ou tensão na barra de regulação ou a excitação de campo da máquina síncrona, e esta por sua vez controla a potência reativa de saída. O papel secundário deste controlador é o de preservar a estabilidade durante uma falta [17].

O sistema de excitação deve ser capaz de responder aos transitórios provocados por distúrbios no sistema através de uma variação coerente do campo de acordo com a capacidade instantânea e de curto prazo do gerador. Os recursos do gerador a este respeito são limitados por vários fatores, tais como: falha na isolação do rotor devido à alta tensão de campo, aquecimento do rotor devido a alta corrente de campo, aquecimento devido ao fluxo e aquecimento principal durante a operação subexcitada [2].

Nesta seção serão apresentadas as razões para a utilização dos sistemas de controle de excitação das máquinas síncronas, bem como apresentar os mecanismos e efeitos de sua atuação.

4.2.1. O Porquê do Uso do Regulador Automático de Tensão

O sistema de excitação tem por finalidade fornecer corrente contínua ao enrolamento de campo da máquina síncrona. Aliado a este fato, através do ajuste da tensão de campo, esse sistema ainda realiza a função de controle e proteção, essenciais a um bom desempenho do sistema elétrico [20]. A utilização de sistemas de excitação de alto desempenho é essencial para manter o equilíbrio e a estabilidade transitória dos modernos geradores síncronos e proporcionar rápido controle da tensão terminal. No entanto estes reguladores de ação rápida com ganhos elevados podem contribuir para a instabilidade oscilatória no sistema de potência. Este tipo de instabilidade é caracterizado por baixa frequência de oscilação que pode persistir ou mesmo crescer em magnitude. O emprego dos controladores automáticos contribui para uma operação segura e eficiente do sistema elétrico, garantindo estabilidade na operação e qualidade do produto final. [17,18,19]

Existem quatro razões básicas que podem justificar a necessidade de se controlar a tensão terminal de uma máquina síncrona, e, portanto, a existência de um AVR. São elas [3]:

- Manutenção de tensão constante sob carga;
- Prevenção de sobretensão após rejeição de carga;
- Melhora da estabilidade sob carga;
- Melhora da estabilidade transitória.

Cada um destes motivos é tratado separadamente a seguir.

4.2.1.1. Manutenção de Tensão Constante sob Carga

Primeiramente será analisada a Figura 4.2 que representa o modelo mais simples de uma máquina síncrona operando em regime permanente, o qual corresponde a representação por tensão constante (E) atrás de uma reatância síncrona (X_s). O gerador está isolado de qualquer sistema de potência e alimenta uma carga local através de sua tensão terminal (V_t). Em circuito aberto e sendo a excitação fixada em 1,0 pu, tem-se $V_t = E = 1,0$ pu. Tipicamente, o valor da reatância X_s do gerador está situado no intervalo entre 1,5 e 2,0 pu para turbinas térmicas e, de 0,5 a 1,2 pu para turbinas hidráulicas. Quando é inserida uma carga no circuito da figura em questão, surge uma corrente (I) fornecida pelo gerador à carga. Fazendo com que a tensão terminal (V_t) caia obedecendo a equação abaixo:

$$V_t = \dot{E} - jX_s \dot{I} = \dot{E} - \Delta \dot{V} \quad (4.1)$$

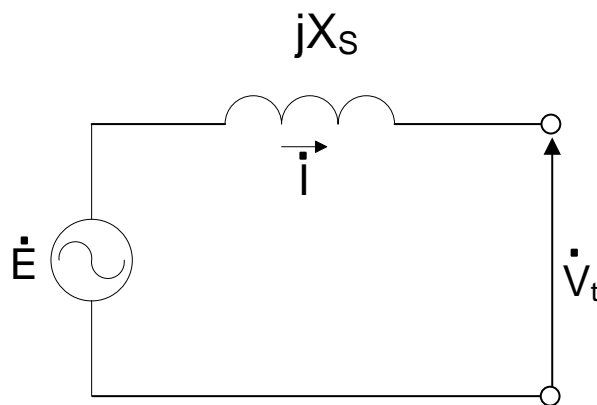


Figura 4.2 Modelo simples de uma máquina síncrona

Considerando uma reatância síncrona $X_s = 1,5$ pu e uma corrente I , a queda de tensão na carga será dada por $\Delta V = 1,5 \cdot I$ pu. Portanto, para uma corrente de 0,67 pu a tensão terminal da máquina terá caído à zero. Explicando melhor, este gerador nunca poderá suprir sua corrente nominal (1,0 pu) à carga passiva (com a excitação constante de 1,0 pu). Para atingir este objetivo é necessário prover algum meio de elevar a tensão de excitação da máquina à medida que a carga aumenta.

Baseado nessas explicações pode-se concluir que, quando o gerador estiver sob carga, algum mecanismo de controle da tensão terminal deverá ser providenciado.

4.2.1.2. Prevenção de Sobretensão após Rejeição de Carga

A análise que se segue baseia-se na Figura 4.3, conhecida como curva de capacidade. Considere que o gerador esteja operando de forma estável com carga nominal, tendo sido ajustado adequadamente a sua excitação para retornar a tensão terminal ao seu valor de circuito aberto (1 pu). Adotando este valor, o gerador estará operando no ponto **K** da Figura 4.3, com uma excitação requerida de 2,26 pu. A maioria dos geradores possui uma potência nominal com fator de potência atrasado (ou indutivo) em torno de 0,85, sendo este valor adotado nas análises que se seguem.

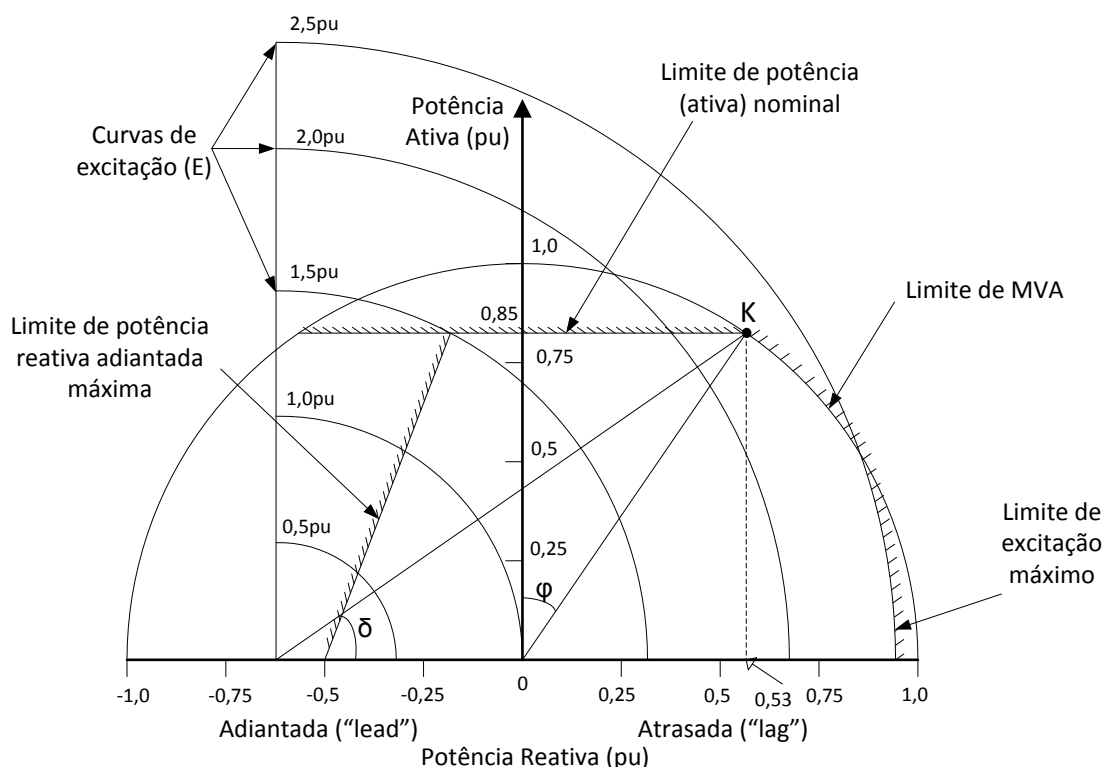


Figura 4.3 Mapa de capacidade de uma máquina síncrona

Mantendo a mesma excitação retira-se a carga subitamente, fazendo $I = 0$. Desprezando os efeitos de saturação, a tensão terminal da máquina irá aumentar para 2,3 pu. Porém, se a saturação for considerada, a tensão terminal pode subir cerca de 30 % a 40 % do normal, ou seja, 1,3 a 1,4 pu. O gerador, o transformador, o barramento e outras cargas próximas submetidos a esse nível de tensão podem sofrer danos internos, portanto, sob essas condições, a tensão terminal tem de ser controlada pelo ajuste rápido da excitação. A regulação de tensão de uma máquina síncrona pode ser definida (em pu) como sendo:

$$Reg = \frac{E - V_t}{E} \quad (4.2)$$

sendo E é a tensão terminal a vazio e V_t a tensão terminal com carga sob excitação constante.

4.2.1.3. Melhoria da Estabilidade sob Carga

Se a máquina é sincronizada sem carga com uma tensão de excitação fixada em 1,0 pu e seu carregamento em MW é aumentado, fica evidenciado no gráfico da Figura 4.3 que o fator de potência do gerador irá tornar-se adiantado. A medida que a potência de saída é aumentada vai aproximando da potência de saída nominal da máquina, mas antes que isso aconteça o limite de estabilidade de potência reativa adiantado será alcançado. Para alcançar a potência de saída nominal, respeitando a margem de estabilidade em regime permanente, é necessário aumentar a tensão interna da máquina, como pode ser confirmado pela Figura 4.3.

4.2.1.4. Melhoria da Estabilidade Transitória

Novamente citando a Figura 4.3 verifica-se que a potência ativa (P) fornecida pelo gerador síncrono, nesse caso com rotor cilíndrico à carga nos seus terminais em regime permanente e representada por:

$$P = \frac{EV_t}{X_s} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (4.3)$$

sendo δ o ângulo de torque ou de carga da máquina.

Quando ocorre um curto-circuito no sistema, a tensão terminal (V_t) cai, fazendo com que a potência máxima a ser transferida também diminua, respeitando a equação (4.3). Para compensar este fato, o gerador tende a aumentar seu ângulo de torque, ficando assim ainda mais vulnerável à perda de sincronismo. No entanto, se o gerador possui a regulação (*AVR*), este irá atuar aumentando a excitação do gerador no sentido de compensar a queda percebida nos seus terminais. Como ainda há um curto no sistema, a atuação do *AVR* não afetará consideravelmente a tensão terminal, mas a tensão interna (E) será aumentada como resultado da elevação da tensão de excitação. O aumento de E irá refletir na máxima potência de saída do gerador (P_{max}) durante a falta, contribuindo para a manutenção da estabilidade transitória do sistema.

Diante do que foi exposto nota-se claramente a necessidade de ajuste na excitação do gerador e conseqüentemente da tensão.

4.2.2. Atuação de um Sistema de Controle de Excitação

Do ponto de vista do sistema de potência, a principal função de um regulador de tensão - AVR - é controlar a tensão terminal da máquina síncrona (gerador) pelo ajuste de sua excitação (tensão de campo) [2,3]. Isto significa que o AVR deve monitorar a tensão do gerador e atuar quando ocorrer alguma variação desse parâmetro, mantendo-o dentro de limites pré-estabelecidos. É verdade dizer também que o AVR controla a potência reativa gerada e o fator de potência da máquina, uma vez que estes itens dependem do nível de excitação do gerador.

Para um bom funcionamento das máquinas com seus respectivos AVR(s) é necessário que os ajustes dos controles destes últimos estejam adequados com os seus objetivos.

Para demonstrar o mecanismo de atuação do AVR, considere o gerador síncrono da Figura 4.4 operando inicialmente com um fator de potência ($\cos \theta$) atrasado, corrente I , tensão interna E_g e tensão terminal V mantida constante, ou seja, barramento infinito. Tendo o diagrama fasorial representado na Figura 4.5 [3,4].

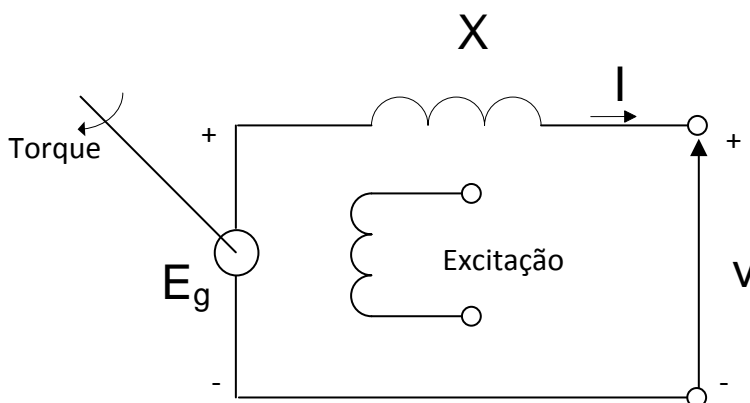


Figura 4.4 Circuito equivalente de uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito

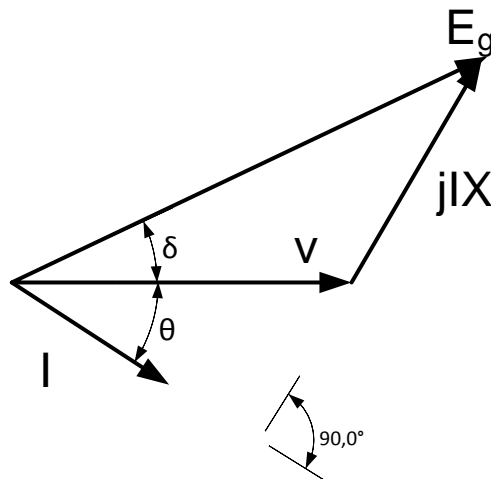


Figura 4.5 Diagrama unifilar da condição inicial de operação do sistema da figura anterior

Considerando que a potência mecânica de entrada seja mantida constante pelo regulador de velocidade e que a tensão de excitação seja aumentada de E_g para um novo valor E'_g , determinam-se os novos valores relativos para a corrente I' , fator de potência $\cos \theta'$ e ângulo de torque δ' . Assim a potência de saída, por fase, pode ser expressa de duas formas:

- I. Em termos das condições terminais do gerador

$$P = VI \cos \theta \quad (4.4.)$$

- II. Em termos do ângulo de potência, com os efeitos de saliência e resistência do estator desprezados:

$$P = \frac{E_g V}{X} \sin \delta \quad (4.5)$$

O diagrama fasorial mostrado na Figura 4.6 [3,4] mostra as situações inicial e final, após o acréscimo a E_g . Vale ressaltar que o fasor IX deve se manter perpendicular ao fasor I . Observa-se que a nova condição de equilíbrio, sendo P e V constantes exigiu que:

- I. O ângulo de torque sofresse uma diminuição;
- II. A corrente fosse aumentada de I para I' ;
- III. O fator de potência tivesse um atraso de $\cos \theta$ para $\cos \theta'$;
- IV. A potência reativa gerada fosse aumentada de Q para Q' de acordo com:

$$Q' = VI' \sin \theta' \quad (4.6)$$

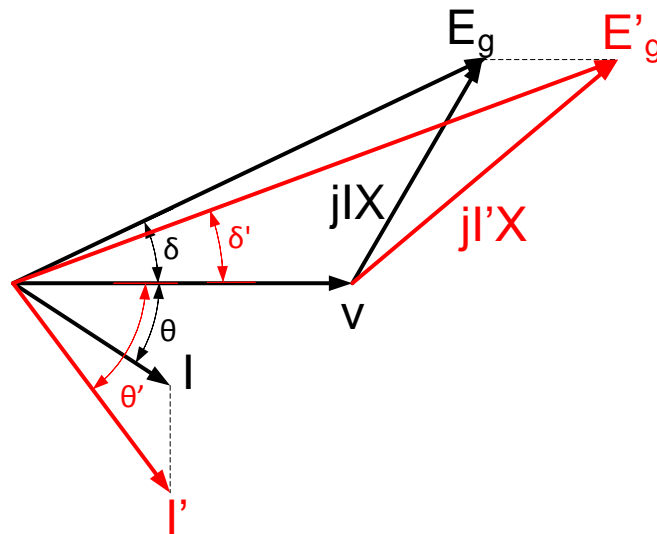


Figura 4.6 Diagrama fasorial para um aumento na tensão de excitação, mantendo-se (P) e (V) constante

Pode-se concluir então que o sistema de excitação atua diretamente na geração de potência reativa da máquina síncrona mantendo a tensão terminal constante.

4.2.3. Modelo Esquemático de um Sistema de Excitação

Na Figura 4.7 [3,4,20] é mostrado o arranjo simplificado dos principais componentes físicos de qualquer sistema de controle de excitação.

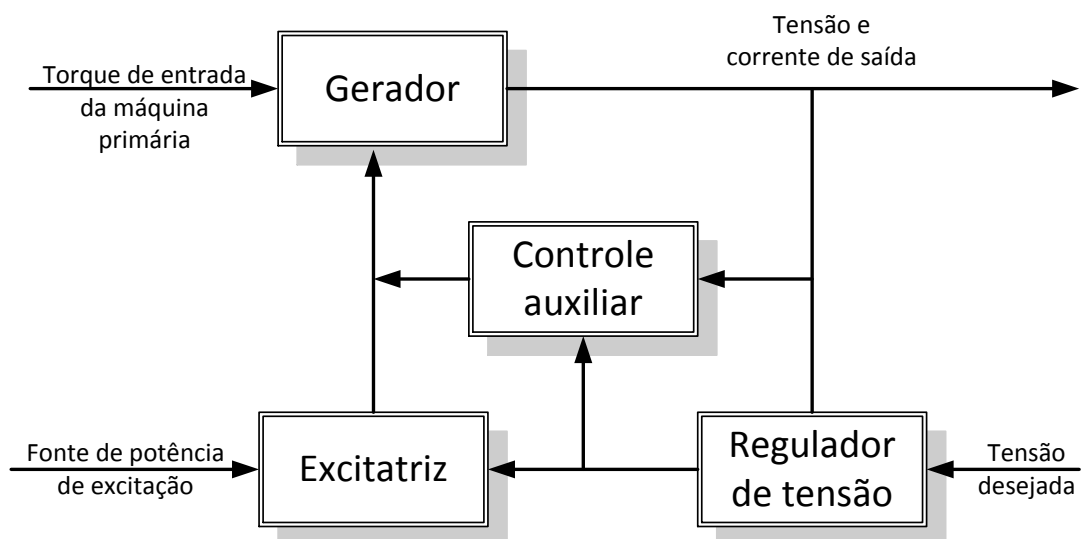


Figura 4.7 Configuração típica de um sistema de excitação (AVR)

A excitatriz é a fonte de toda (ou de parte) da corrente de excitação da máquina síncrona. Já o regulador de tensão é a inteligência do sistema de excitação. Ele controla a saída da excitatriz de modo que a tensão gerada e a potência reativa mudam da maneira desejada. Seguindo ainda a Figura 4.7 tem-se o bloco de controle auxiliar o qual tem a função, por exemplo, de introduzir amortecimentos (*PSS*), que é algumas vezes necessário para prevenir contra picos de tensões.

Mesmo sendo mais rápido do que o regulador de velocidade, o *AVR* também incorpora certo atraso na sua atuação. Esse atraso é devido à alta indutância do enrolamento de campo do gerador que impede rápidas alterações na magnitude da corrente de campo.

4.2.4. Estabilizadores de Sistemas de Potência

A referência [22] menciona que as grandes oscilações decorrentes de distúrbios no sistema de energia têm apresentado há muitos anos um grande desafio para as concessionárias de energia no sentido de encontrar meios de minimizá-las.

Dois dos critérios mais importantes de projeto de sistemas com várias máquinas são a estabilidade transitória e o amortecimento das oscilações eletromecânicas [2].

Também atuando no sistema de excitação dos geradores os estabilizadores de sistemas de potência tem a função de aumentar o amortecimento das oscilações eletromecânicas. É estabelecido em [22] que os dispositivos *AVR* e *PSS*, devidamente projetados, em uma determinada máquina, tem papéis que são separados por frequência. O *AVR* prevê desempenho de estabilidade transitória por ser ativo na gama de frequência mais baixa, enquanto que o *PSS* prevê estabilidade da oscilação apenas por ser ativo em uma faixa de frequência mais alta [22].

4.2.4.1. Descrição do Amortecimento

O que o amortecimento significa, no contexto de oscilações eletromecânicas, em sistemas de potência, é bem evidente. Normalmente, dois tipos diferentes de torques elétricos aparecem no rotor de um gerador que está oscilando: um torque sincronizante ΔT_s e um torque de amortecimento ΔT_d .

O torque sincronizante ΔT_s está em fase com o desvio no ângulo de rotor ΔT_θ (ou ΔT_δ), enquanto que o torque de amortecimento ΔT_d está em fase com o desvio na velocidade do rotor $\Delta \omega$.

O torque sincronizante, também chamado de potência sincronizante, se esforça, se é positivo, para devolver o rotor ao equilíbrio estável no qual a potência mecânica é igual à potência elétrica. Quando o gerador alcança um ponto de operação onde a potência sincronizante já não pode mais retornar o sistema ao equilíbrio estável, o gerador perderá o sincronismo. A variação do torque sincronizante com o ângulo de rotor determina, junto com o momento de inércia da máquina, a frequência das oscilações de rotor.

O amortecimento é desprezado no modelo clássico da máquina síncrona. Portanto, neste modelo, o sistema irá, depois de uma perturbação, ou perder o sincronismo (instabilidade), ou oscilar com amplitude inalterada. Isto não é realístico, desde que sistemas reais contêm amortecimento. O torque de amortecimento depende da derivada no tempo do ângulo de rotor de tal maneira que a oscilação é amortecida. Normalmente, o torque de amortecimento é bastante pequeno e assim influencia apenas marginalmente a frequência de oscilação. Este influencia, principalmente, a amplitude de oscilação. Em uma máquina síncrona, os contribuintes principais para o amortecimento são os enrolamentos amortecedores e de campo.

Se os modos de oscilação em um sistema forem determinados computando os autovalores da matriz Jacobiana linearizada do sistema, mudanças nos torque de sincronização e de amortecimentos ficarão aparentes, isto é, um aumento do torque sincronizante move o autovalor paralelo ao eixo imaginário em direção a valores maiores. Isto corresponde a um aumento da constante de mola numa analogia mecânica. Se ao invés disto, o torque de amortecimento é aumentado, o autovalor irá mover paralelo ao eixo real para a esquerda. No modelo clássico da máquina síncrona, todos os autovalores estarão situados no eixo imaginário. Para estabilidade é necessário que nenhum autovalor esteja situado dentro o semi-plano direito. Isto corresponde a valores positivos de ΔT_s e ΔT_d na Figura 4.8.

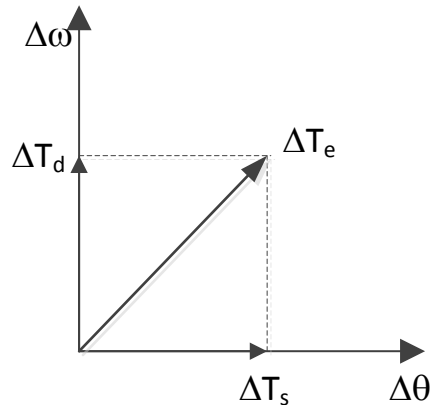


Figura 4.8 Decomposição do torque elétrico em componente de sincronização e de amortecimento

4.2.4.2. Fontes de Amortecimento

Como já mencionado, o amortecimento interno de um gerador provém dos enrolamentos do rotor. Este amortecimento é determinado pelas amplitudes e fases dos torques de oscilação causadas por correntes induzidas nos enrolamentos de excitação e enrolamentos amortecedores. Adicionalmente, algumas cargas também contribuem com um amortecimento positivo. Estas contribuições originam tanto da dependência das cargas com relação à frequência, como também com relação à tensão.

Geralmente, o amortecimento interno dos geradores diminui com o decréscimo da frequência das oscilações. As correntes nos enrolamentos amortecedores decrescem, e, portanto, para oscilações muito lentas, a contribuição destas correntes é pequena. Um amortecimento pequeno ou negativo pode levar ao aparecimento espontâneo de grandes oscilações de potência. Isto pode, no pior caso, resultar em desligamento de linhas e, portanto, deve ser evitado. Este tipo de instabilidade é chamado instabilidade de pequenos sinais, ou instabilidade causada por baixo amortecimento ou instabilidade dinâmica. Uma razão comum para o baixo amortecimento é o uso de reguladores de tensão com alto ganho. Isso era observado em geradores que alimentavam uma rede de potência forte através de uma linha de transmissão.

Pode ser mostrado que um autovalor com parte real positiva pode ocorrer quando grandes quantidades de potência são transmitidas e reguladores de tensão com altos ganhos são usados. Antes que se soubesse a razão deste fenômeno, o problema era resolvido operando o gerador com controle de tensão manual, ou fazendo o regulador de tensão mais lento ou com ganho decrescente.

Sem entrar em detalhes sobre esse mecanismo, pode se dizer que o ângulo de rotor influencia a tensão do gerador que, pelo regulador de tensão influencia a *fem* transitória que, por sua vez, influencia o torque elétrico.

Agora, quando a carga na máquina é grande, o ângulo de rotor pode ser tal que uma contribuição com amortecimento negativo seja obtida. Se a amplificação no controlador de tensão é alta, a contribuição negativa pode ser significativa.

4.2.4.3. Métodos para aumentar o amortecimento

Vários métodos para aumentar o amortecimento em um sistema de potência estão disponíveis. O modo mais simples e normalmente mais barato é a instalação do estabilizador de sistema de potência, *PSS*, nos geradores.

O princípio operacional deste dispositivo é muito simples. Para aumentar o amortecimento no sistema, um sinal é acrescentado à tensão de referência do regulador automático de tensão (*AVR*) do gerador. A fase deste sinal deve ser tal que resulta em uma contribuição positiva para o amortecimento.

Assim, o mesmo mecanismo físico no sistema composto pelo gerador e regulador de tensão que antes resultou em amortecimento negativo é usado agora para obter amortecimento positivo.

O *PSS* usualmente utiliza o desvio $\Delta\omega$ do rotor em relação à frequência síncrona como sinal de entrada. Algumas vezes, podem ser usados outros sinais que contêm a mesma informação, como P_e (potência elétrica) ou T_e (torque elétrico).

O diagrama de blocos de um *PSS* é mostrado na Figura 4.9 abaixo.

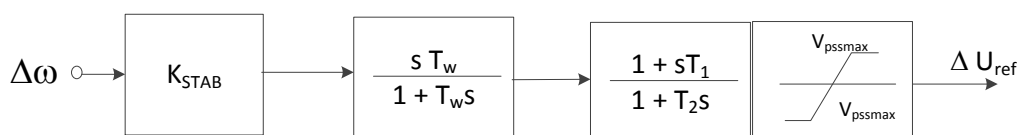


Figura 4.9 Diagrama de blocos de um *PSS* simples

O sinal de contribuição $\Delta\omega$, neste caso, passa primeiro por um filtro passa alta para assegurar que desvios permanentes de frequência não contribuam. O próximo filtro desloca a fase adequadamente para a frequência de oscilação crítica de modo que uma contribuição positiva para amortecimento seja obtida. A constante K_{stab} determina o tamanho daquela contribuição. Esta constante não deveria naturalmente

ser escolhida com valor maior que aquele necessário para conseguir o amortecimento buscado, já que isto pode conduzir a efeitos colaterais indesejados.

Outras possibilidades para aumentar o amortecimento em um sistema são tipos diferentes de equipamentos controláveis que podem ser instalados no sistema, tais como: HVDC (Elo de Corrente Contínua de Extra Alta Tensão) ou SVC (Compensador Estático de Tensão). Estes componentes podem proporcionar grandes contribuições ao amortecimento, mas eles são normalmente muitíssimos caros para serem instalados somente para aumentar o amortecimento, e o equipamento existente nem sempre é localizado no local adequado para propósitos de amortecimento.

4.2.5. Tipos de Sistemas de Excitação

Ao longo dos anos os sistemas de excitação têm evoluído tomando várias formas e, conforme a fonte de potência (excitatriz) utilizada, estes podem ser classificados em três tipos [4]:

- Sistemas de excitação CC (“*DC excitation systems*”);
- Sistemas de excitação CA (“*AC excitation systems*”);
- Sistemas de excitação estáticos (“*Static excitation systems*”).

As potências elétricas requeridas pelos dois primeiros sistemas de excitação são derivadas de máquinas girantes, sendo usadas, o gerador CC com comutador (e escovas) e o gerador CA com retificador. Já para os sistemas de excitação estáticos (sem máquinas rotativas) são empregados nos AVR(s) modernos. Mais detalhes sobre os tipos de excitação podem ser encontrados nas referências [2,3,4].

4.2.6. Modelagem Computacional do Regulador de Tensão

Quanto mais detalhado for representado um componente do sistema elétrico mais próximo do real será a simulação. É o que se procura conseguir na representação do sistema de excitação (AVR), com concessões para reduções ou simplificações do modelo de modo a atender às incertezas de suprimento de dados. Diante dessa explanação um modelo geral para o AVR foi desenvolvido, conforme mostrado na Figura 4.10 [23]. Este modelo pode ser reduzido em modelos mais simples, que são apresentados nas figuras de 4.11 a 4.14.

Esta seção mostra vários modelos de AVR(s) até culminar no modelo que foi usado na modelam computacional.

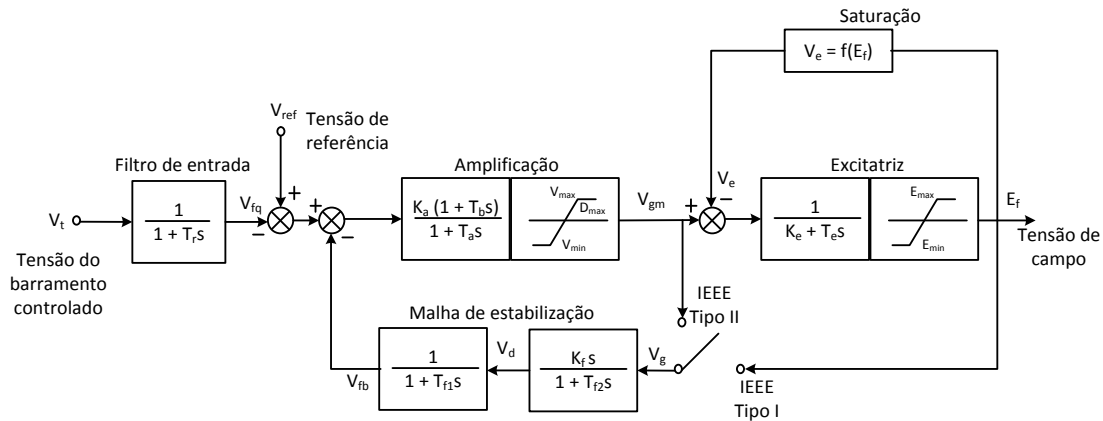


Figura 4.10 Modelo geral do regulador de tensão (AVR)

As constantes do sistema de excitação são:

T_r – constante de tempo do filtro passa baixa (s);

K_a , T_a e T_b – ganho e constantes de tempo (T_a e T_b) em (s) do sistema que representa o regulador principal;

K_e e T_e – ganho e constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a excitação, respectivamente;

K_f , T_{f1} e T_{f2} – ganho e constantes de tempo (T_{f1} e T_{f2}) em (s) que representa a realimentação;

V_{max} – limite máximo da tensão de saída do regulador (pu);

V_{min} – limite mínimo da tensão de saída do regulador (pu);

E_{max} – máxima tensão de campo, em pu;

E_{min} – mínima tensão de campo em pu;

E_f – tensão de campo do gerador síncrono (pu);

$V_2 = f(E_f)$ – função da tensão de campo que representa a saturação da excitatriz.

Essas mesmas constantes são usadas, em parte, nas figuras 4.11 a 4.14.

O modelo mais simplificado do sistema da Figura 4.10 é mostrado abaixo, Figura 4.11. Nota-se que o caminho principal possui uma função de transferência com ganho K_a e constante de tempo T_a , além dos limites de excitação do regulador. Já a realimentação possui um ganho K_f e constante de tempo T_f .

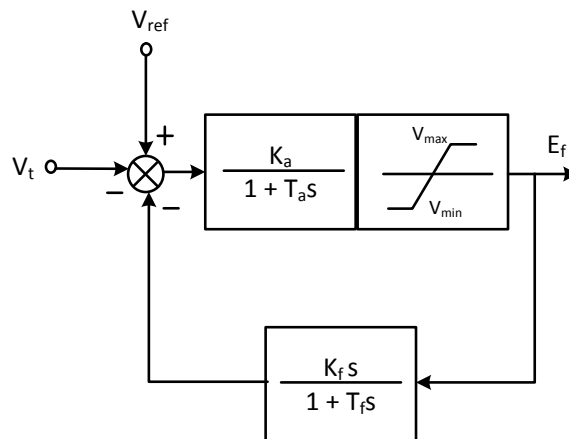


Figura 4.11 Modelo simples do regulador de tensão (AVR)

Acrescentando T_f como a constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a realimentação.

Na Figura 4.12 é mostrado um modelo de regulador de tensão mais avançado que o apresentado na Figura 4.11. Em adição a Figura 4.11 este modelo apresenta as funções de transferência da excitatriz $1/(K_e + sT_e)$ com seus respectivos limites e por outra constante de tempo T_b .

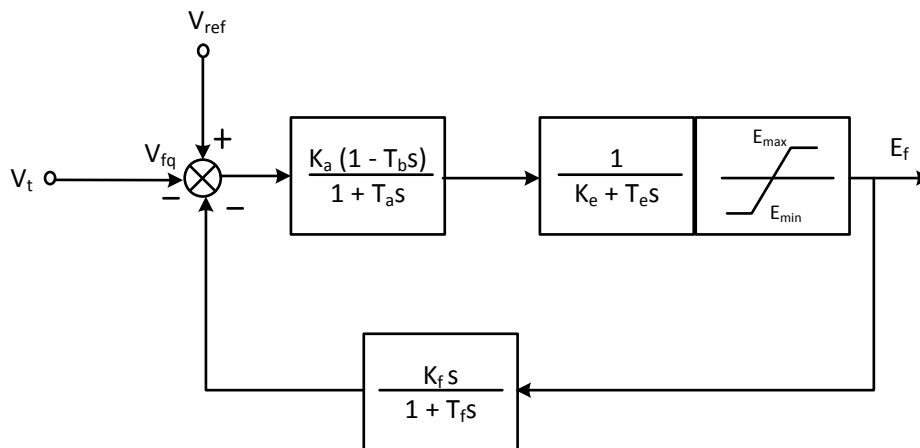


Figura 4.12 Modelo mais avançado que o mostrado na Figura 4.11

O IEEE recomenda em [23] os modelos apresentados nas figuras 4.13 e 4.14. Estes são conhecidos como IEEE tipo I e IEEE tipo II, respectivamente.

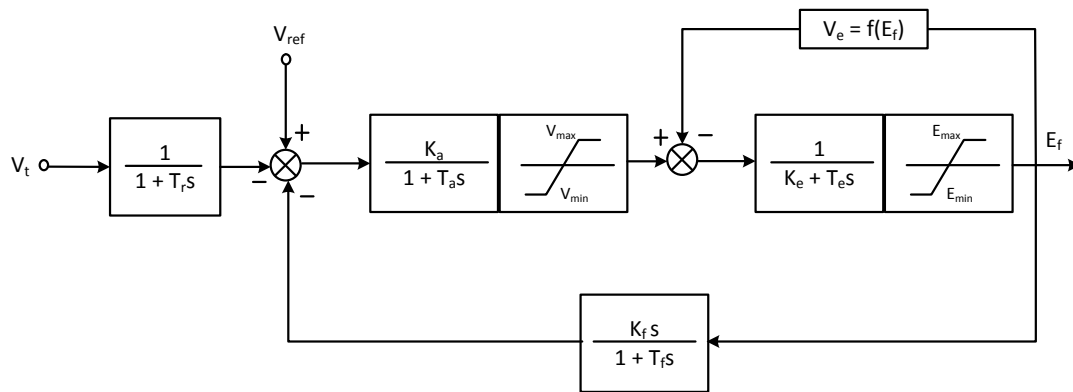


Figura 4.13 Modelo do regulador de tensão tipo I do IEEE

O modelo apresentado na Figura 4.13 teve a adição do filtro de entrada do regulador, usando uma constante de tempo T_r (embora esta seja geralmente bem pequena) em relação ao regulador mostrado na Figura 4.11. Esta representa o atraso de tempo do transdutor da tensão terminal da máquina [17]. Outra diferença entre os modelos das figuras 4.11 e 4.13 é a inclusão da função de transferência da excitatriz, $1/(K_e + sT_e)$, e de seus limites, o que também ocorre na Figura 4.12. No entanto a principal diferença entre estes modelos (figuras 4.11 e 4.13) é a representação da saturação da excitatriz.

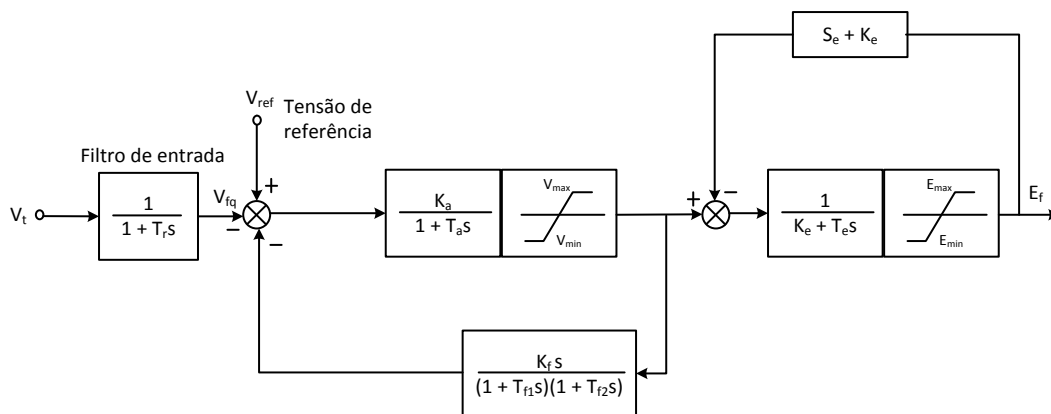


Figura 4.14 Modelo do regulador de tensão do IEEE tipo II

Já o comparativo entre os modelos I e II do IEEE, figuras 4.11 e 4.12, respectivamente, mostra que o sinal de entrada do laço de realimentação do modelo tipo II (Figura 4.14) é retirado na saída do regulador, o que não ocorre no modelo I que toma o sinal na saída da excitatriz.

Foram descritos aqui os principais modelos do AVR para modelagem computacional como um todo. Na próxima seção será apresentada a modelagem realizada no *software ATP*.

4.2.6.1. Modelagem Computacional do AVR no ATP

Será descrita nesta seção como foi feita a modelagem do regulador de tensão no *software ATP*.

O *software ATP* possui uma ferramenta própria de programação que possibilita a representação de funções de lógica, funções de transferência e outros dispositivos específicos para controle, ao mesmo tempo em que realiza operações matemáticas. Esta ferramenta é chamada TACS (acrônimo do inglês *Transient Analysis of Control Systems*). A rotina TACS fornece ao usuário do ATP com uma ferramenta para especificar e modificar o valor numérico e lógico das variáveis que podem ser usadas para controlar a operação dos componentes elétricos do sistema simulado. Esta ferramenta é mais bem usada para descrever sistemas de controle simples facilmente representados na forma de diagrama de blocos [13,14].

O modelo usado nas simulações desse trabalho foi o tipo I do IEEE, porém sem a saturação da excitatriz. No Anexo III é apresentada a programação do regulador de tensão e no Anexo I as constantes do regulador de tensão que foram retiradas da referência [3].

Conforme citado em [20] o ATP não dispõe de modelos para todos os componentes do sistema elétrico, porém possui ferramentas para elaborar modelos específicos quando os mesmos não estiverem disponíveis.

De acordo com [14] o programa TACS é usado para resolver equações diferenciais e algébricas associadas com interconexões dos seguintes elementos:

- Funções de transferência em 's' de qualquer ordem;
- Blocos de ordem zero;
- Limitadores (saturação) estáticos ou dinâmicos com valores limites constantes ou variáveis, sobreposto à função de transferência ou bloco de ordem zero;
- Sinal de entrada de fontes tal qual nível, funções pulso, degrau, sinais senoidais, qualquer tensão de nó, chaveamento de corrente, chaveamento de status, entre outros;

- Variáveis algébricas, isto é, lógicas suplementares usando operadores padrões algébricos e lógicos e todas as funções da lógica *Fortran*;
- Dispositivos de aplicações especiais como medidores de frequência, relé, chave sequenciada por tempo, entre outros.

Em adição, qualquer sinal entre estes elementos citados pode ser passado a rede elétrica como uma fonte de tensão ou de corrente, ou como um sinal controlando a operação de uma chave ou diodo.

A referência [14] também indica algumas regras básicas que devem ser seguidas para a utilização da *TACS*:

- O circuito de controle, cujo comportamento será simulado, deve ser descrito primeiro como um diagrama de blocos, mostrando as interconexões entre todos os blocos e fontes. Essa regra vem para ajudar na implementação do circuito, uma vez que facilita a visualização;
- Todas as entradas e saídas sejam nomeadas de forma a não repetir nenhum nome de variável;
- Não é permitido loops na *TACS*;
- Todas as declarações são computadas simultaneamente, ou seja, no mesmo passo de integração;
- Qualquer sinal da *TACS* pode ser repassado para o circuito elétrico do *ATP* como fonte de corrente ou tensão, ou como sinal de controle de operação de chaves, diodos e tiristores.

E seguindo estes preceitos o regulador de tensão da Figura 4.13, conforme dito anteriormente, foi implementado.

O *ATP* executa a cada passo de integração as grandezas do sistema elétrico e repassa os dados de tensão ou corrente a *TACS*. Nesse momento a *TACS* processa esses dados algebricamente e os repassa ao sistema elétrico através de fontes de corrente ou tensão. As saídas da *TACS* no instante t foram calculadas no instante $t-\Delta t$. Portanto, a transferência de sinais de controle da *TACS* para o sistema elétrico ocorre com um retardo de tempo de um passo de integração, como é ilustrado na Figura 4.15 [20].

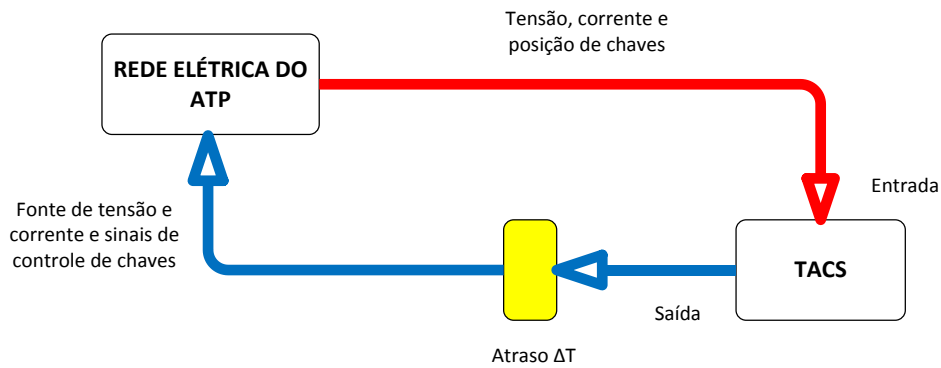


Figura 4.15 Interface entre as soluções do ATP e TACS

Mais detalhes sobre a TACS podem ser estudados nas referências [13] e [14].

4.3. SISTEMA DE CONTROLE DE POTÊNCIA MECÂNICA

Kundur cita em [2] que as principais fontes de energia elétrica fornecida pelas concessionárias de energia são provenientes da energia cinética da água, da energia térmica, que pode provir de combustíveis fósseis e de fissão nuclear. Há também a geração de energia elétrica a partir da energia cinética dos ventos, da maré, da irradiância do sol.

A máquina primária converte a maioria das fontes de energia em energia mecânica, em suma, e esta converte em energia elétrica através de geradores síncronos. A máquina primária que rege o sistema fornece um meio de controle de potência e frequência, esta função comumente referida para controle de carga-frequência ou controle automático da geração. A Figura 4.16 retrata uma visão geral da relação funcional entre os elementos básicos associado com o controle da geração.

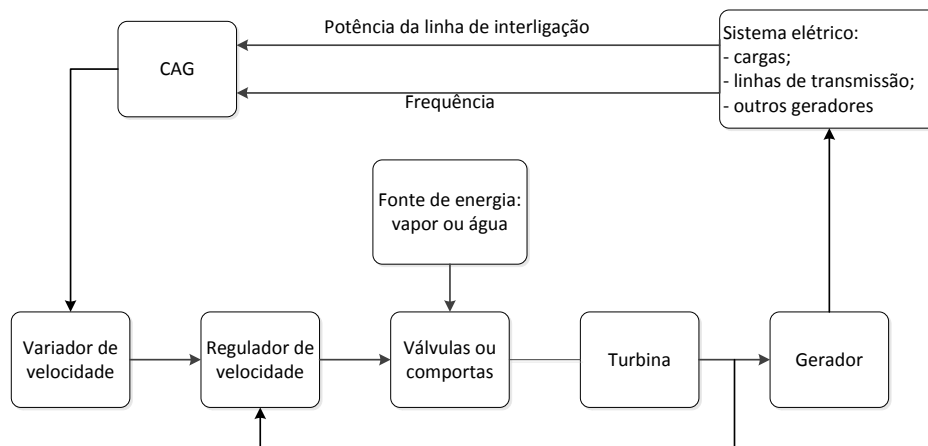


Figura 4.16 Diagrama de bloco funcional do sistema de geração de potência e controle

É sabido que na investigação do primeiro balanço da oscilação eletromecânica, a precisão dos modelos dos controladores presentes no sistema é preponderante para a qualidade dos resultados a serem obtidos. Realmente, existe a expectativa de que o efeito dos controles poderão contribuir favoravelmente para a atenuação das oscilações do sistema, causadas por quaisquer condições de faltas ou mudanças de carga.

Os reguladores automáticos de tensão e de velocidade desempenham uma função importante no controle de tensão (V) versus potência reativa (Q) e no controle de frequência (f) versus potência ativa (P), respectivamente. Quando há pequenos desvios das condições iniciais na operação de um sistema elétrico, ocorre pouca interação entre as relações (Q e V) com (P e f), dentro das ações de controle. Assim, o acoplamento pode ser desprezado para a maioria dos estudos. Para grandes perturbações o acoplamento entre as duas malhas de controle seria esperado, no entanto, devido às suas características físicas, a ação (Q e V) é mais rápida do que a (P e f). Isto é consequência da constante de inércia mecânica ser maior do que a elétrica.

O foco dessa seção é apresentar as características do regulador de velocidade, sendo assim será dada apenas uma visão global das máquinas primárias. Esta seção mostrará também o método usado na modelagem computacional desse regulador, como também o seu diagrama de blocos.

Nas considerações que foram feitas nas seções anteriores a potência de entrada do gerador síncrono foram assumidas constantes. Esta aproximação é justificada quando a resposta da malha de controle de velocidade é muito lenta. Se isto não for o caso, ou se a análise de estabilidade transitória precisar ser estendida por um período de tempo prolongado, então a dinâmica da máquina primária/regulador de velocidade deve ser considerada [3].

4.3.1. O Regulador de Velocidade

Os sistemas elétricos apresentam uma característica inerente, que é denominada por regulação própria e que consiste basicamente na capacidade deste sistema de alcançar um novo equilíbrio, em resposta a uma variação instantânea da potência gerada com relação à potência consumida, supondo que as unidades geradoras do sistema não pudessem efetuar nenhum tipo de auxílio (considerando seus reguladores de velocidade bloqueados). No entanto, o sistema não fica

dependente da regulação própria, pois variações de frequência de grande porte poderiam ser experimentadas, conduzindo o sistema de potência a níveis operativos inaceitáveis.

Nesse momento, quando se verifica um desequilíbrio instantâneo entre geração e carga, é que a regulação automática de velocidade se mostra importante atuando no sentido de elevar ou reduzir a potência da unidade, quando a velocidade ou frequência se afastar da referência.

A regulação automática, citada no parágrafo anterior, exercida pelos reguladores de velocidade das máquinas do sistema é denominada de regulação primária. Dependendo das variações de carga, a regulação primária pode ter característica isócrona (velocidade constante) ou característica droop (queda de velocidade ou estatismo).

Tendo a regulação primária exercido a sua função e trazendo o sistema para o equilíbrio entra em ação a regulação secundária, que é responsável por restaurar a frequência ao seu valor nominal.

4.3.2. Funções da Máquina Primária e do Regulador de Velocidade

O autor de [20] denomina como máquina primária qualquer unidade responsável pelo acionamento mecânico de um gerador de energia elétrica. Na maioria das vezes utiliza-se um controle nessa máquina, esse controle, chamado regulador de velocidade, é responsável pelo ajuste do suprimento de potência mecânica no eixo do grupo gerador-máquina primária de acordo com a necessidade da carga elétrica nos terminais do gerador.

A atuação do mecanismo do regulador de automático de velocidade trabalha no sentido de elevar ou reduzir a potência do grupo de geração, quando sua velocidade se afasta da velocidade de referência.

Pode-se acrescentar ainda ao regulador de velocidade a função de distribuir o fornecimento de potência entre as máquinas de um sistema multi-máquinas.

O controle da potência real em um sistema de potência é feito, inicialmente, pelo controle dos torques de acionamento das máquinas primárias do sistema, tomadas individualmente. Portanto, o sistema de regulação de velocidade constitui a

malha de controle primário do Controle Automático de Geração (CAG) de um sistema elétrico [3].

4.3.3. Máquinas Primárias

As máquinas primárias normalmente utilizadas para prover potência motriz em sistemas de geração de energia elétrica são: turbinas hidráulicas, a vapor e a gás, além dos motores a diesel.

Os dois primeiros tipos (turbinas hidráulicas e a vapor) são as máquinas mais utilizadas em gerações de potência em grande escala (sistemas interligados). Já, os dois últimos tipos (turbinas a gás e motores diesel), são aquelas máquinas de emprego mais freqüente em sistemas industriais e/ou isolados, citando-se como exemplo os sistemas de plataformas marítimas de prospecção de petróleo, de ilhas, de navios, entre outros.

As características principais das turbinas a vapor e hidráulicas, as quais foram utilizadas nas simulações, serão comentadas, resumidamente, a seguir:

- Turbinas a vapor: estas turbinas convertem a energia armazenada no vapor em alta pressão e alta temperatura em energia girante, a qual, por sua vez, é convertida em energia elétrica pelo gerador. Estas turbinas consistem de duas ou mais seções de turbina, chamados cilindros, acoplados em série e operando em várias pressões e temperaturas diferentes. Os cilindros são conectados por tubulações apropriadas e, em muitos conjuntos, o vapor é reaquecido na caldeira entre dois cilindros de pressões alta e intermediária. A inércia da turbina a vapor forma a parte predominante da inércia total do conjunto turbina-gerador cuja rotação nominal é 3600 ou 1800 rpm, para geradores de 2 ou 4 polos, respectivamente.
- Turbinas hidráulicas: a turbina hidráulica apresenta apenas um estágio para o desenvolvimento de potência. Grandes quantidades de potência são envolvidas na geração, em forma de água em trânsito proveniente do reservatório superior para a turbina, as quais são virtualmente incontroláveis, requerendo, assim, grandes constantes de tempo. As características de controle das turbinas a vapor e hidráulicas são similares, sendo que a principal diferença consiste não fato de que a inércia de uma turbina hidráulica é menor do que aquela de uma turbina a vapor de mesma

capacidade, o que, claramente, implica nos estudos de estabilidade transitória e rejeição de carga.

4.3.4. Arranjo Típico de um Sistema de Regulação de Velocidade

Na Figura 4.17 é mostrado um arranjo típico de um regulador automático de velocidade. Ambos os modos de operação, isócrono e de queda de velocidade, podem ser modelados pelo arranjo. O modelo de queda de velocidade é usado quando se requer o controle do fluxo de potência entre duas ou mais máquinas. Para uma operação com uma máquina isolada qualquer um dos modos pode ser selecionado. A operação isócrona possui a vantagem de restaurar a frequência ao valor de referência após uma variação de carga [3].

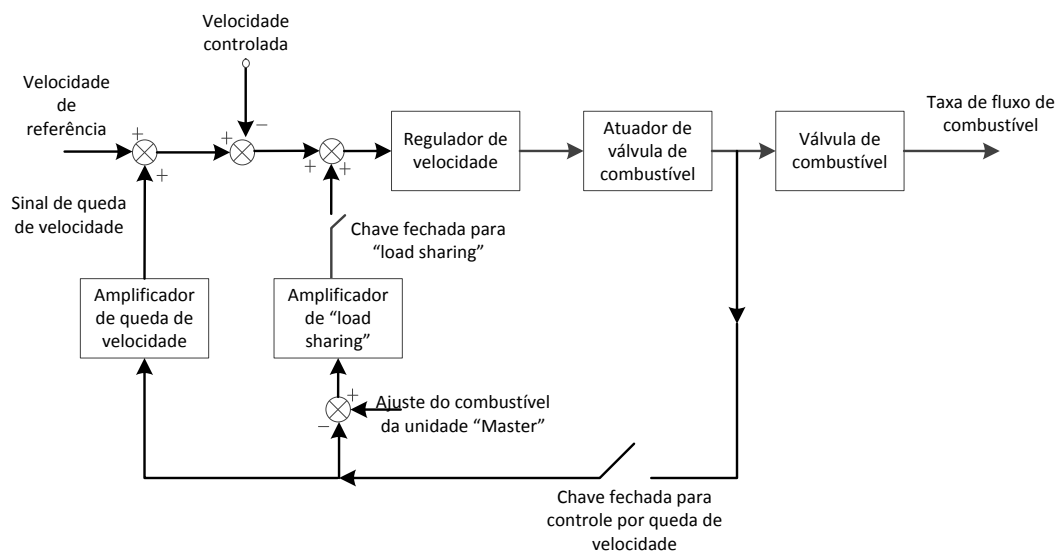


Figura 4.17 Arranjo típico de um regulador de velocidade

4.3.5. Operação em Paralelo de Geradores

Para dois ou mais geradores CA alimentarem uma mesma carga torna-se necessário operá-los em paralelo. Para casar a velocidade e o deslocamento elétrico de fase de uma unidade que está entrando em operação com aquelas que já estão suprindo potência é necessário o controle preciso da velocidade. Juntamente com isso, a tensão terminal dessa unidade deve também igualar com a tensão do barramento. Quando ambas a velocidade e tensão são satisfatórias, um sincronizador é usado para comparar a fase sendo o disjuntor fechado quando os sistemas estiverem "em fase". Isto completa o processo de sincronização. A máquina que está

entrando em operação é então carregada ao nível requerido pelo ajuste do regulador de velocidade.

Com o objetivo de garantir uma boa divisão de carga entre as unidades geradoras operando em paralelo, os reguladores devem incorporar uma característica denominada em inglês por *droop*, isto é, “inclinação” ou “queda de velocidade”, como mostra a Figura 4.18.

No Brasil e nos Estados Unidos a inclinação desta curva é usualmente fixada em 5%. Isto significa que para carregar um gerador desde vazio até plena carga (100% de mudança de carga) haverá uma queda de velocidade de 5%, supondo a característica linear. Na Europa o valor normalmente empregado é 4%.

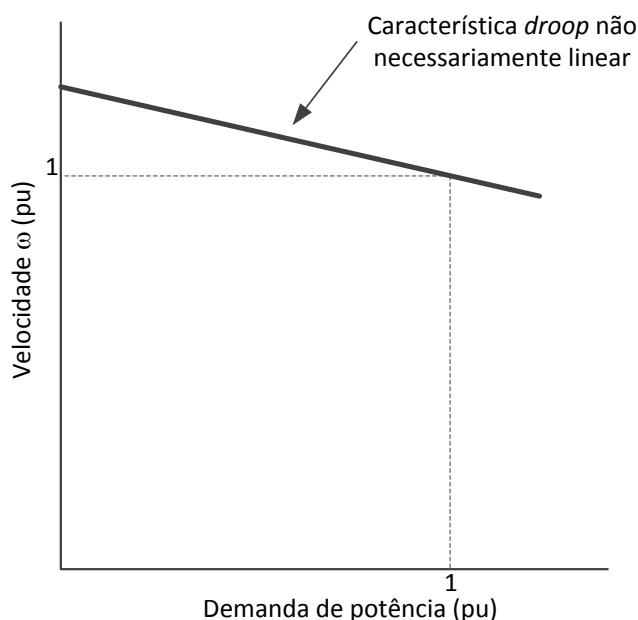


Figura 4.18 Característica *droop* de um gerador operando em um sistema

A Figura 4.19 ilustra o caso de duas máquinas com características tipo *droop*, suprindo uma carga comum. Como as duas máquinas estão operando na mesma velocidade, é obvio que, com as condições mostradas nesta figura, as máquinas primárias irão compartilhar desigualmente a carga total. Para garantir um compartilhamento igual de carga em proporção às especificações nominais das máquinas, é evidente que a característica *droop* de cada máquina e seu regulador devem ser idênticas.

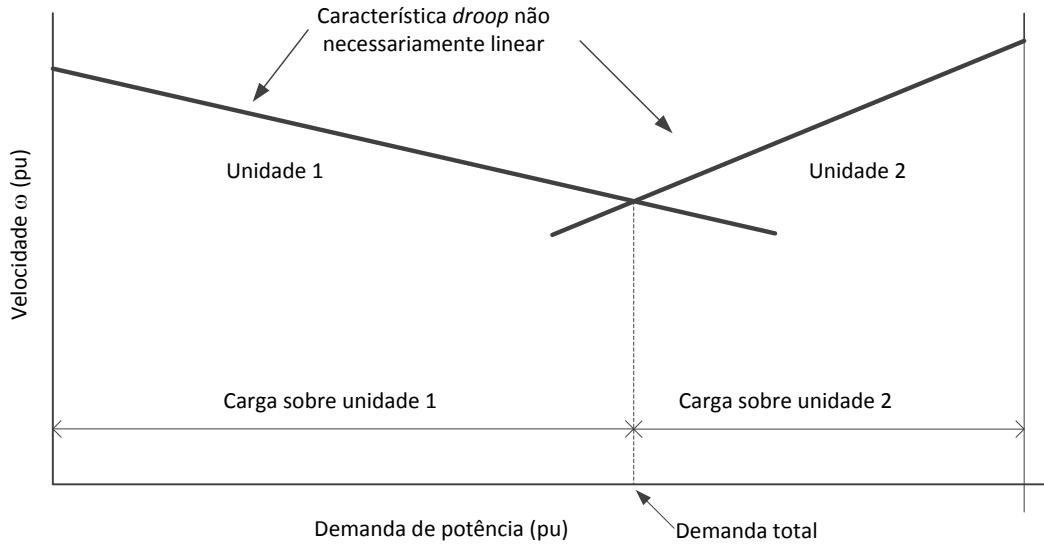


Figura 4.19 Diagrama esquemático para duas máquinas operando em paralelo com características *droop* distintas suprindo uma carga comum

Ao empregar a regulação de velocidade convencional, é fundamental que as máquinas primárias e reguladores das máquinas de um sistema interligado, ou pelo menos de uma unidade opere com um *droop*. Quando uma máquina opera sem *droop*, ela usa a característica isócrona, conforme mostra a Figura 4.20.

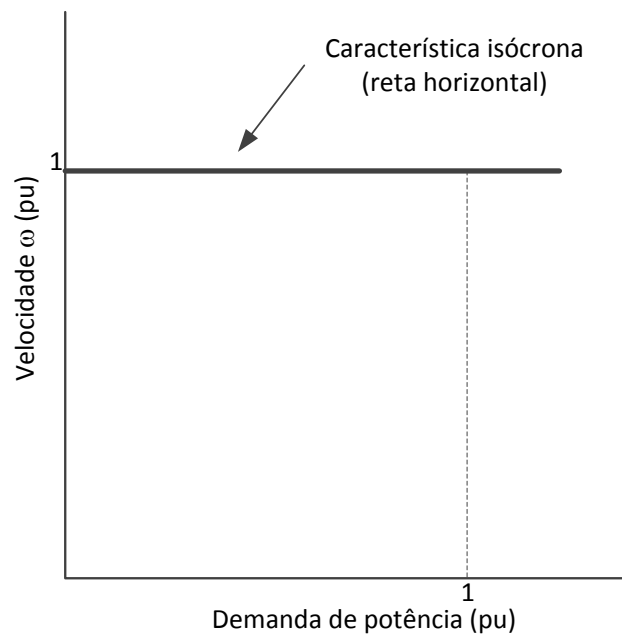


Figura 4.20 Característica isócrona de uma unidade geradora

Para esclarecer a diferença operativa entre as duas características citadas, considere, por exemplo, um sistema constituído de duas unidades, uma operando com

droop e a outra operando com característica isócrona, conforme está ilustrado na Figura 4.21. Desde que a unidade isócrona opera numa mesma velocidade para todas as cargas para um dado ajuste de velocidade, e quando a demanda de carga varia, a segunda unidade, que opera com *droop*, porém acoplada à primeira unidade, somente pode operar em um valor de velocidade. Portanto, a segunda unidade com *droop* deve operar em uma única velocidade e carga, e a variação de carga pode somente ser atendida pela primeira unidade que opera isocronamente.

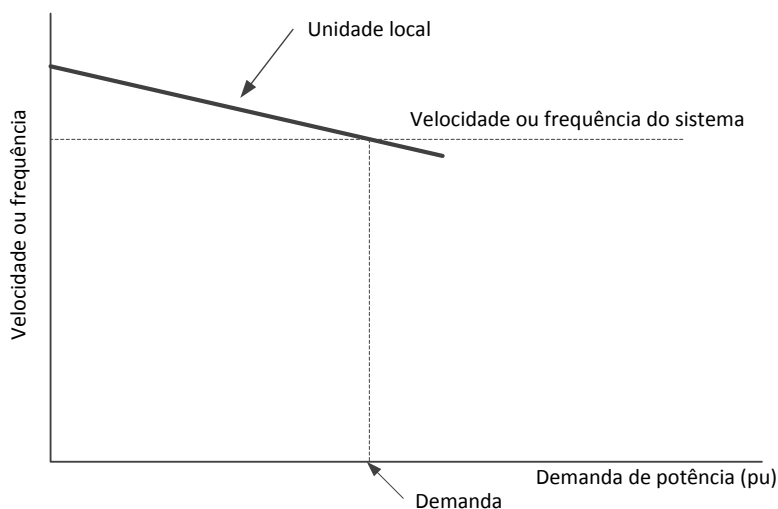


Figura 4.21 Diagrama esquemático para duas máquinas operando em paralelo, uma com característica *droop* e a outra isócrona

Destaca-se que se as duas máquinas estivessem operando de forma isócrona, ambas tentariam suprir a demanda total de carga. Dessa forma o resultado líquido seria que uma prevaleceria (funcionando como gerador) e a outra iria motorizar. Isto se deve ao fato de não existir ponto de cruzamento quando as duas características têm inclinação nula ou são isócronas. Para grupos geradores operando em paralelo com o sistema da concessionária, frequentemente se encontra uma máquina operando de forma isócrona e a outra em “inclinação”.

Ainda na Figura 4.21, a concessionária de energia é representada pela curva isócrona. Portanto, se o grupo gerador local é operado com inclinação, enquanto a frequência da rede permanecer constante ele fornecerá uma potência de saída constante. Assim, quaisquer variações de carga serão supridas pela concessionária.

Diante do que foi exposto, pode-se chegar às seguintes conclusões:

- i. Para sistemas de potência de proporções consideráveis, não se pode contar somente com a regulação natural do sistema, isto é, definida apenas pelas características de carga-frequência. Isto seria um perigo,

pois poderiam, com grande risco, ocorrer abaixamentos sucessivos de frequência, conduzindo o sistema a níveis operativos inaceitáveis.

- ii. Em sistemas de potência reais, isto é, com várias unidades geradoras suprindo as diversas cargas, a utilização de reguladores isócronos pode trazer sérios problemas de instabilidade e de divisão inadequada de carga entre as unidades geradoras do sistema.

Finalmente entende-se que a utilização de reguladores de velocidade com queda de velocidade em regime permanente supera os inconvenientes descritos anteriormente, ou seja, os problemas de estabilidade e compartilhamento de cargas.

4.3.6. Modelagem Computacional

O método utilizado para a implementação computacional no *ATP* do regulador de velocidade foi o mesmo usado na modelagem do regulador de tensão, ou seja, a partir da função de transferência e da malha de controle houve a construção do algoritmo na *TACS*.

Sequência de passos para a implementação computacional do regulador de velocidade:

- 1º. Identificam-se as funções de transferência representativas dos reguladores as quais correspondem a equações diferenciais de primeira ordem;
- 2º. Chega-se nas equações de estado, a qual é considerada a forma mais adequada para implementação computacional e para solução através de algum dos métodos numéricos de integração existente. Mais detalhes sobre as equações de estado podem ser encontradas nas referências [3] e [20];
- 3º. Na *TACS* entra-se com a função de transferência do regulador.
- 4º. Finalmente essa rotina soluciona a equação no domínio de s e depois retorna os valores obtidos ao *ATP* no domínio do tempo.

E assim foi simulado o modelo do regulador de velocidade mostrado na Figura 4.22.

No Anexo II são apresentados os dados das constantes de tempo, como também os ganhos para os reguladores de velocidade empregados na Figura 4.22.

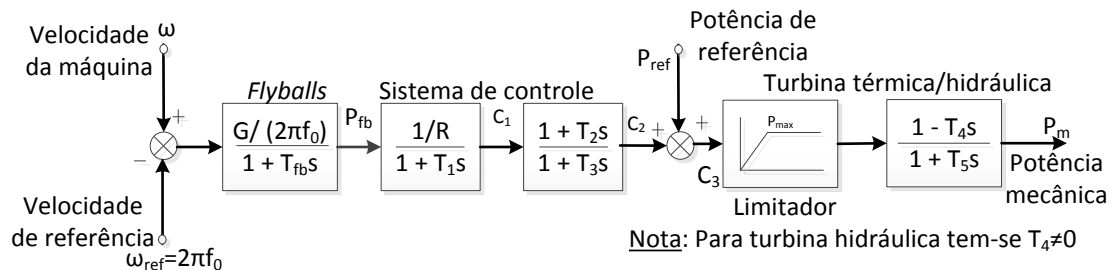


Figura 4.22 Modelo de um regulador de velocidade de turbina térmica/hidráulica

4.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo é de fundamental importância, pois, permite que se tenha um bom conhecimento do mecanismo de atuação dos reguladores e da influência destes na manutenção da tensão terminal e na divisão de cargas da operação paralela de geradores, quando dos estudos do comportamento dinâmico dos sistemas elétricos.

Na primeira parte foi apresentada a influência do regulador de tensão no comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência, analisando-se o seu papel na melhoria da qualidade da tensão do sistema quando estiver operando sob carga. Diante desta análise chegou-se a conclusão que o acréscimo na tensão gerada é necessário para contrabalancear as quedas na reatância síncrona da máquina e assim manter a tensão terminal constante.

Também tem como função do regulador de tensão a manutenção da estabilidade da máquina, pois ao aumentar sua excitação, esta poderá atender a uma maior demanda de potência ativa sem exceder seu limite de estabilidade de potência reativa.

Outra ação importante consiste no melhoramento da estabilidade transitória da máquina quando da ocorrência de transitórios, pois diante da ocorrência de uma falta nos terminais do gerador, a excitação atua aumentando ao máximo sua excitação, E , contribuindo na melhoria de P_{max} entregue pelo gerador.

Foram apresentados também os principais modelos dos reguladores de tensão utilizados em estudos de dinâmica de sistemas elétricos, com algumas observações e comparações.

Também foi citado o PSS e seu modelo em diagrama de blocos apresentando as vantagens de ter esse dispositivo acoplado às máquinas síncronas do sistema.

Na segunda parte pode-se concluir através das análises que a característica da variação de velocidade em função da carga, denominada de estatismo ou *droop*, fornece uma referência de velocidade para o controlador quando das variações da potência mecânica.

Como as máquinas primárias diferem entre si pelo aspecto construtivo e operacional, o dispositivo de controle de velocidade se torna específico para cada máquina. Contudo, quando da representação computacional da máquina primária, deve-se verificar a compatibilidade daquela com os demais elementos do sistema, a precisão requerida bem como a confiabilidade dos dados.

Apresentou-se a estratégia usada para a representação computacional dos reguladores de velocidade no *ATP*, que assim como a implementação dos reguladores de tensão, ocorreu usando a *TACS*.

A aplicação da *TACS* se mostra eficiente e eficaz para a modelagem de funções de transferência, pois permite a fiel representação do sistema de controle utilizado nas máquinas síncronas. Uma ressalva sobre a utilização da *TACS* está no atraso de tempo inerente na transferência de sinais, mas este estudo não é prejudicado por esta restrição.

Conclui-se desse capítulo que o sistema de controle de excitação é necessário para uma melhor resposta do sistema elétrico de potência a situações de variação de carga, rejeição de carga, manutenção de estabilidade e melhoramento de estabilidade transitória e que os reguladores de velocidade são de suma importância para o controle da geração de potência ativa, da correta distribuição de potência em um sistema multimáquinas e controle da velocidade do rotor quando esta se afasta daquela de referência.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS DE SIMULAÇÕES E ANÁLISES

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os estudos de estabilidade dos sistemas elétricos de potência para grandes perturbações são normalmente realizados através de simulações computacionais, uma vez que as soluções envolvem equações não lineares dos sistemas elétricos de potência [11]. É neste contexto que o programa ATP será empregado, considerando os principais distúrbios que comumente ocorrem no sistema elétrico, a saber:

- Falta trifásica em algum gerador, linha de transmissão, transformador ou barra do sistema;
- Perda de uma carga;
- Perda de unidade geradora.

Assim, nesta seção o objetivo consiste em analisar a estabilidade transitória de um dado sistema elétrico, verificando principalmente as características dinâmicas das máquinas síncronas com respeito às seguintes grandezas: velocidade, ângulo do rotor, potência, tensão terminal, incluindo também os efeitos da presença dos seus reguladores nos resultados obtidos.

Uma estratégia utilizada aqui para validar os estudos com o ATP será estabelecer um comparativo de seus resultados com aqueles fornecidos pelo programa *PSAT*, para a mesma rede e mesmas perturbações.

5.2. O SISTEMA ESTUDADO E SEUS DADOS

O sistema elétrico de potência aqui analisado é composto por 9 (nove) barras sendo extraído da referência [4], bastante conhecida pelos engenheiros de sistemas de potência. Seu diagrama unifilar está ilustrado na Figura 5.1 juntamente com os dados do diagrama unifilar das impedâncias dos ramos que são utilizados para calcular os parâmetros das linhas de transmissão e também dos transformadores.

O sistema de 9 barras foi escolhido por ser um sistema multi máquinas, onde há várias opções para aplicar distúrbios [24]. Observe que este contém 3 máquinas

síncronas, sendo a primeira, G1, de 247,5 MVA, acionada por turbina hidráulica e as demais, G2 e G3, de 192 e 128 MVA, respectivamente, por turbinas a vapor.

O gerador G1, conectado à barra 1, está ligado a barra 4 através de um transformador Δ - Y_g de 16,5/230 kV Já a máquina G2, ligada à barra 2, conecta-se por meio de um transformador Δ - Y_g de 18/230 kV à barra 7. Finalmente o gerador G3, conectado à barra 3, possui um transformador Δ - Y_g de 13,5/230 kV que o liga ao barramento 9.

Ainda, o caso base utilizado nas simulações possui 3 centros de cargas, A, B e C, conectadas às barras 5, 6 e 8, respectivamente, todas modeladas como impedância constante.

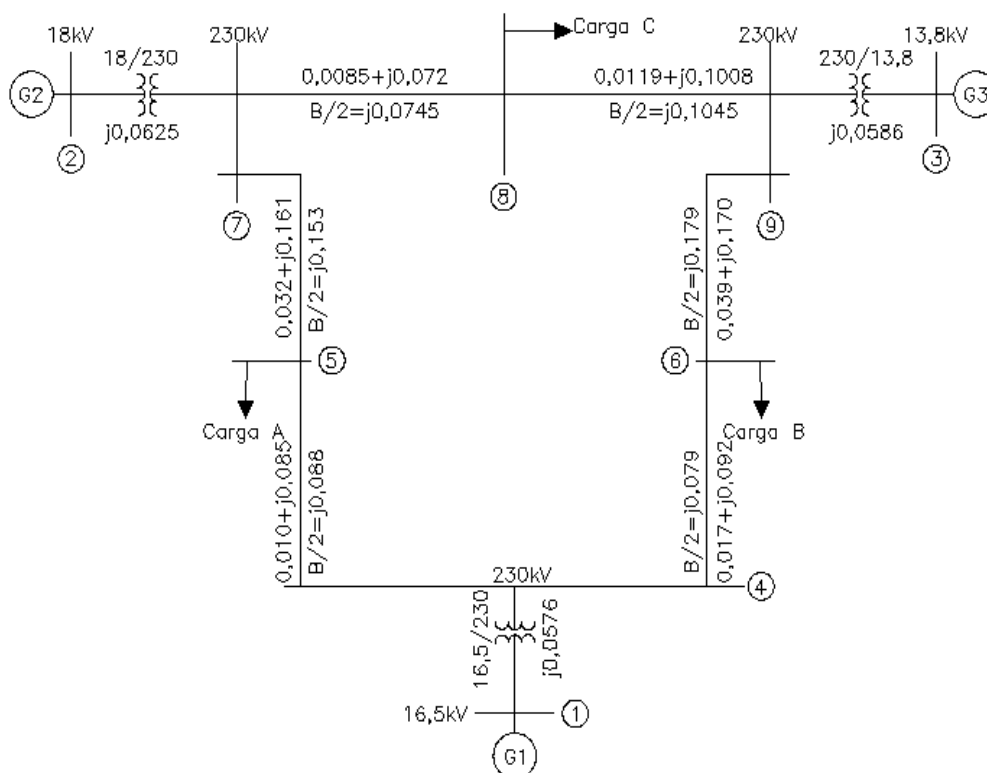


Figura 5.1 Diagrama unifilar do sistema de nove barras com impedâncias dos ramos e tensões nominais das barras

Os estudos de casos deste trabalho foram realizados através de exaustivas simulações dinâmicas no ATP, inicialmente usando apenas o ATPDraw onde as máquinas síncronas foram representadas por fontes senoidais. Em seguida, após a conferência do fluxo de potência foram inseridas as máquinas sem controle. Outros testes foram realizados e após comprovar o funcionamento do sistema elétrico foram modelados, na TACS, os reguladores de tensão e velocidade de cada uma das

máquinas. Com a inserção da máquina passível de regulação e seus reguladores o sistema passou a ser trabalhado na forma de entrada de dados pelo cartão (mais informações sobre essa possibilidade pode ser estudada no manual do *ATP*).

Na Tabela 5.1 são mostrados inicialmente os dados dos geradores que foram inseridos no *ATPDraw*, no bloco da máquina síncrona. O *ATPDraw* é um pré processador do *ATP*, nele o usuário pode construir o modelo digital do sistema a ser simulado usando o mouse e selecionando componentes pré definidos em uma extensa lista, interativamente.

Tabela 5.1 Especificações e parâmetros das máquinas síncronas

PARÂMETRO	GERADOR 1	GERADOR 2	GERADOR 3
Potência Nominal (MVA)	247,5	192,0	128,0
Número de polos	40	2	2
R_A (pu)	0*	0*	0*
x_L (pu)	0,01	0,05	0,1
x''_d (pu)	0,05	0,08	0,14
x''_q (pu)	0,05	0,1	0,16
x'_d (pu)	0,0608	0,1198	0,1813
x'_q (pu)	0,0969	0,1969	0,250
x_d (pu)	0,1460	0,8958	1,3125
x_q (pu)	0,0969	0,8645	1,2578
T'_{d0} (s)	8,96	6,00	5,89
T'_{q0} (s)	0,85	0,535	0,600
T''_{d0} (s)	0,032	0,032	0,032
T''_{q0} (s)	0,05	0,05	0,05
x_0 (pu)	0,13	0,13	0,13
Momento de inércia ($\text{kg.m}^2 \times 10^6$)	13,3068	0,00900633	0,0042358

* O ATP não aceita a entrada como zero, então se usou um valor muito pequeno.

Em seguida são apresentados na Tabela 5.2 os dados das linhas de transmissão e dos transformadores. Tais dados foram manipulados através de equações para que seus parâmetros ficassem em formatos compatíveis com os adotados no *ATPDraw*.

Tabela 5.2 Dados dos transformadores e das linhas de transmissão

Ramo	Barra inicial	Barra final	Resistência série (pu)	Reatância série (pu)	Susceptância shunt (pu) (B/2)
1	1	4	0,0	0,0576	-
2	2	7	0,0	0,0625	-
3	3	9	0,0	0,0586	-
4	4	5	0,010	0,085	0,088
5	4	6	0,017	0,092	0,079
6	5	7	0,032	0,161	0,153
7	6	9	0,039	0,170	0,179
8	7	8	0,0085	0,072	0,0745
9	8	9	0,0119	0,1008	0,1045

Após a realização e validação da modelagem do sistema elétrico como um todo, foram realizados os estudos de estabilidade transitória.

5.3. MATLAB/PSAT

O *PSAT* é uma ferramenta computacional do *MATLAB* para a análise (estática e dinâmica) e controle de sistemas elétricos de potência. Possibilita ao usuário o estudo de fluxo de potência, fluxo de potência continuado, fluxo de potência ótimo, análise de estabilidade de pequenos sinais e simulação com solução das equações diferenciais no domínio da frequência. Todas estas operações podem ser avaliadas por meio de interfaces gráficas (*GUIs – Graphical User Interfaces*), e uma biblioteca do *Simulink* fornece uma ferramenta amigável ao usuário para desenvolvimento de seu projeto [25].

Por se tratar de um *software* já conhecido no meio acadêmico para realização de simulações de estabilidade de sistemas elétricos ele foi aqui escolhido para comprovar os resultados obtidos nesta dissertação e assim, corroborar ou não a eficiência do *ATP* para estas análises. De acordo com seu criador, Frederico Milano, o *PSAT* é usado por várias pessoas ao redor do mundo. Isto pode ser observado na Figura 5.2, que marca de verde as regiões onde esta ferramenta tem sido empregada [25].

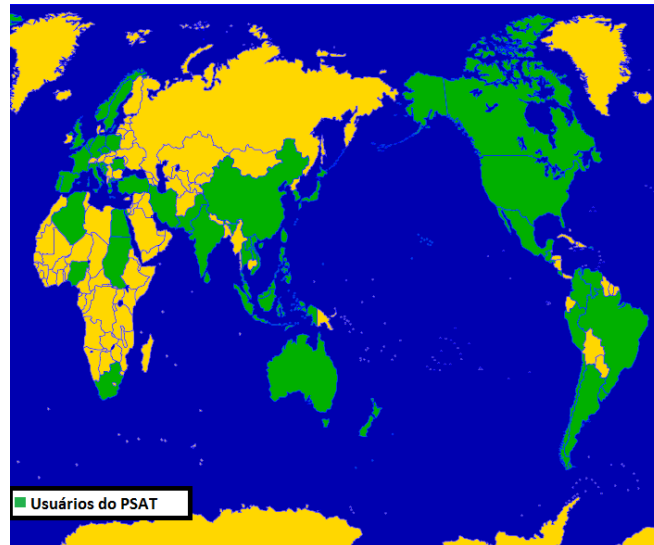


Figura 5.2 Usuários de *PSAT* ao redor do mundo [25]

5.3.1. Modelagem computacional

Não obstante o *PSAT* não representar o principal foco deste trabalho, será apresentada a modelagem computacional dos principais elementos utilizados para familiarizar o leitor com o programa.

Assim como nas simulações no *ATP*, as cargas são modeladas como impedância constante, o que também facilita a convergência do sistema após perturbações. Os modelos de máquinas síncronas de ordem VI foram usados para representar suas dinâmicas nas simulações. Estes requerem como dados de entrada as reatâncias síncronas, transitórias e subtransitórias, bem como as constantes de tempo de circuito aberto transitória e subtransitória de eixo d e q.

O modelo adotado para os reguladores de velocidade é o tipo I, conforme Figura 5.3, por ser este mais próximo do modelado no *ATP*. Finalmente, para o regulador de tensão, o mais adequado neste estudo foi o tipo II, ilustrado na Figura 5.4. Nos anexos I e II são fornecidos todos os parâmetros usados nestes modelos.

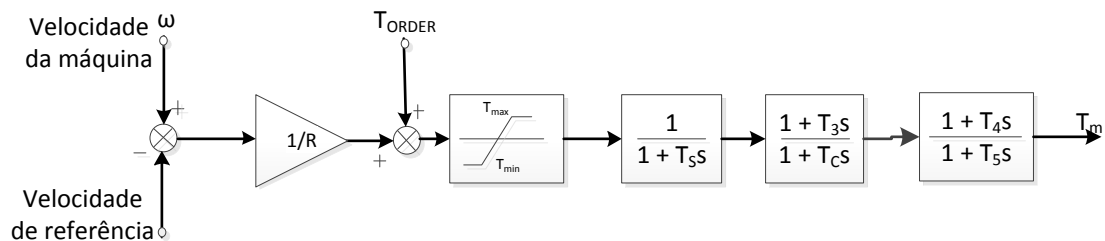


Figura 5.3 Modelo do regulador de velocidade tipo I do *PSAT*

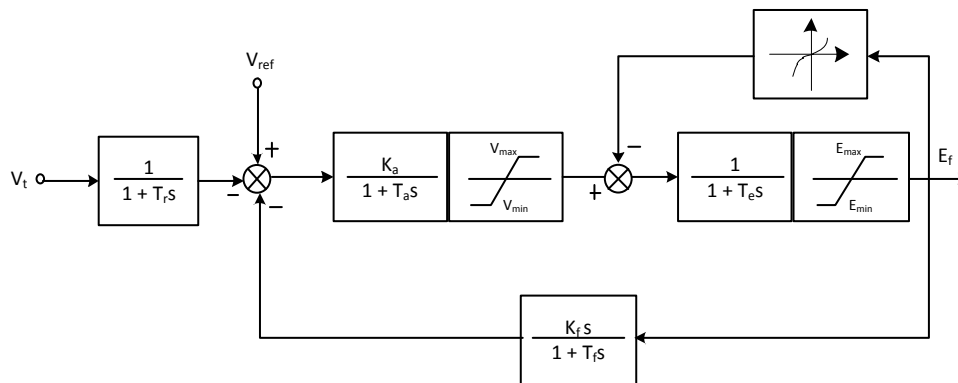


Figura 5.4 Modelo do regulador de tensão tipo II do PSAT

5.4. ESTUDOS DE CASOS

Neste item serão apresentados os resultados das simulações realizadas no ATP, assim como os comentários acerca do comportamento do sistema elétrico.

Para cada simulação de operação do sistema serão analisadas as curvas pertinentes ao estudo.

5.4.1. Desempenho em Regime Permanente

Com o objetivo de verificar o sistema em regime permanente, algumas variáveis do sistema foram observadas, sem a aplicação de perturbações no sistema. A Figura 5.5 mostra as tensões terminais nos 3 geradores, sendo de 1,033 pu na barra 1, ligada a G1, 1,022 pu nas barras 2 e 3, ligadas a G2 e G3 respectivamente. As tensões terminais são mantidas constantes, o que era de se esperar, já que não há ocorrência de perturbação.

Nas Figura 5.6 e 5.7 são mostradas as potências ativa e reativa das máquinas, respectivamente. A máquina G1 em regime permanente gera aproximadamente 73 MW de potência ativa e 26,5 MVar de reativa, G2 164 MW e 6,6 MVar e G3 86 MW e consumindo 10,9 MVar de potência reativa.

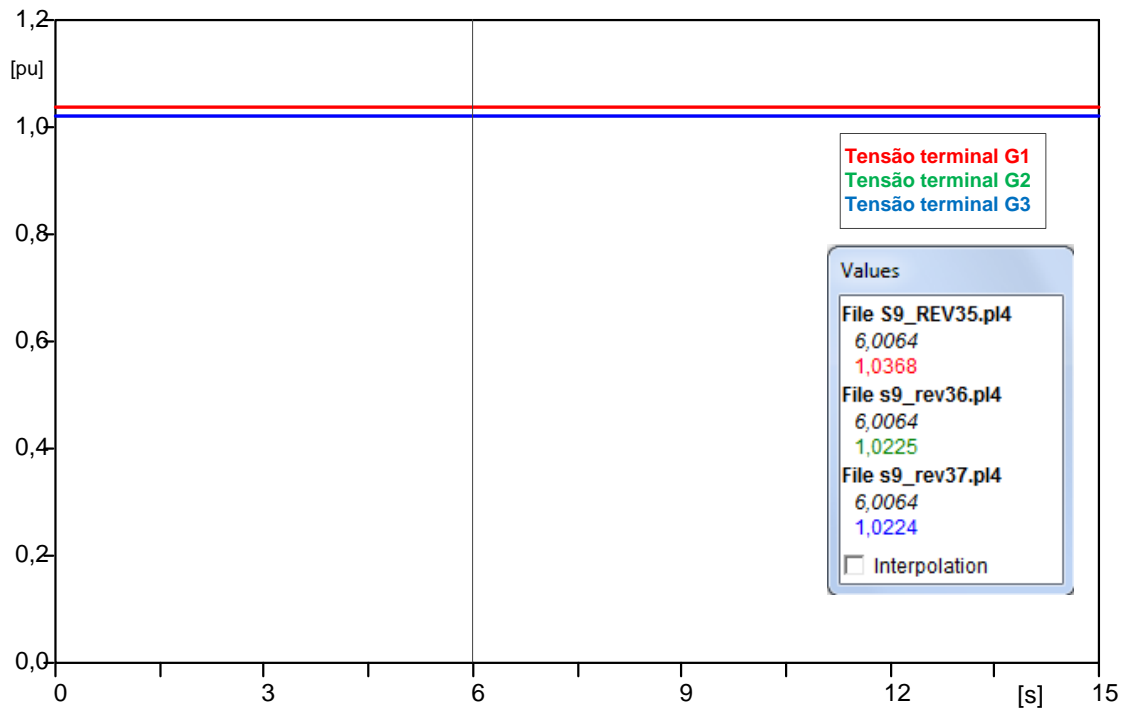


Figura 5.5 Tensões terminais dos geradores

Na Figura 5.8 são confirmadas as velocidades dos rotores das máquinas síncronas, a escala esquerda refere-se a G1 e a direita a G2 e G3. A velocidade de G1 é de 180 rpm, ou seja, 18,85 rad/s. Já G2 e G3 possuem a mesma velocidade sendo esta igual a 377 rad/s (por isso as retas estão sobrepostas). Também aqui pode ser notado que o regulador de velocidade também não está atuando, uma vez que as velocidades das máquinas permanecem constantes.

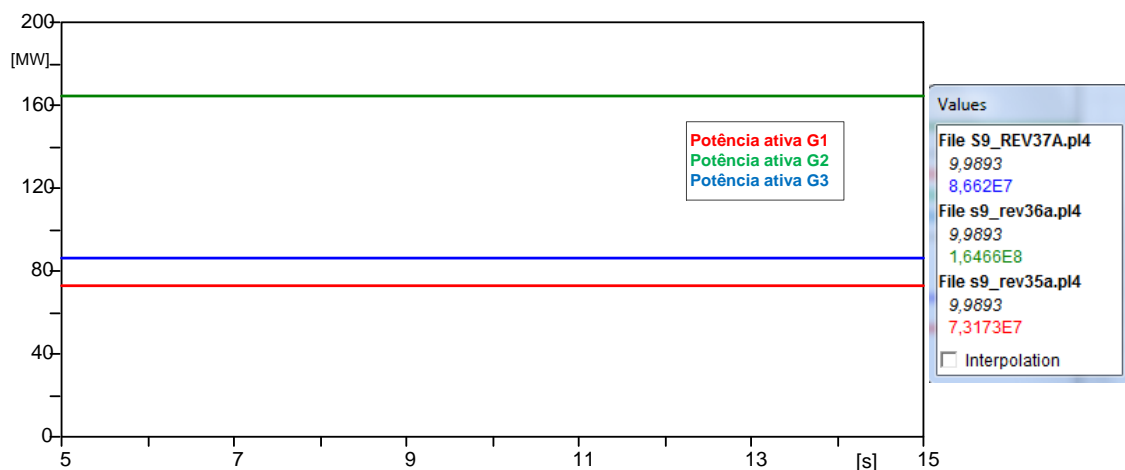


Figura 5.6 Potência ativa fornecida pelas máquinas

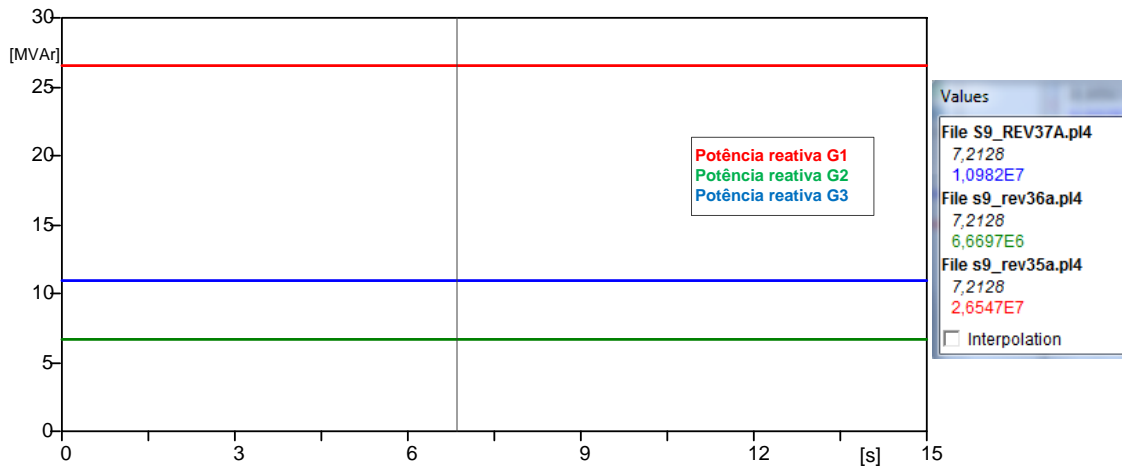


Figura 5.7 Potência reativa das máquinas

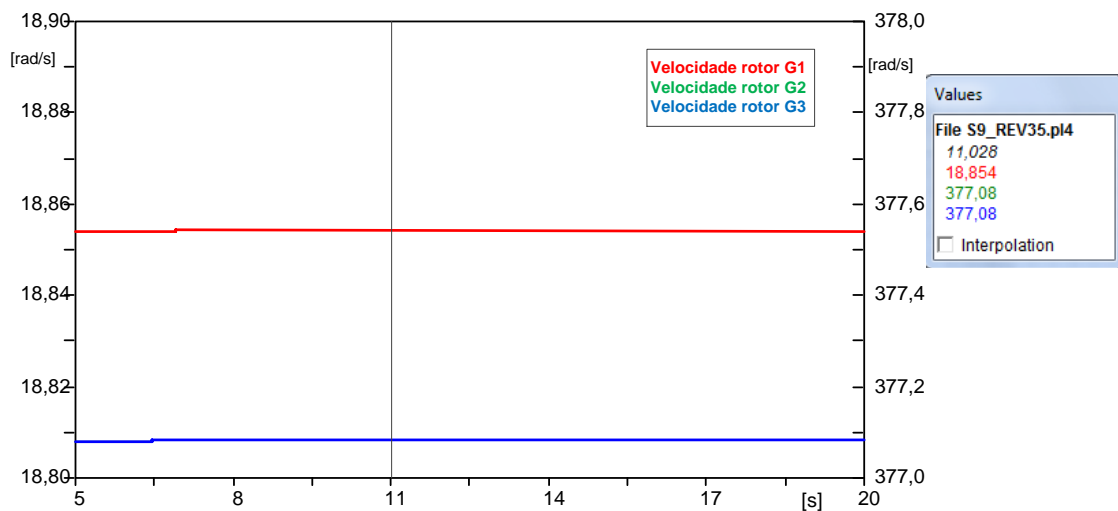


Figura 5.8 Velocidade dos rotores das máquinas síncronas

Nos próximos casos serão inseridas no sistema diferentes perturbações. Estas simulações têm o propósito de testar a estabilidade do sistema e também analisar a competência do *software ATP* em realizar tais simulações.

5.4.2. Caso 1 – Curto-circuito trifásico

Para este conjunto de testes foram considerados os dois modos de controle: regulação automática de tensão (através do *AVR*) e a regulação automática de velocidade (*GOV*). Uma falta trifásica foi aplicada na barra 4 do sistema, com duração de 100 ms, no instante $t = 5$ s. Esta falta é a mais severa para estudo de estabilidade, por isso sua aplicação.

Durante uma falta trifásica, os geradores síncronos aceleram, podendo tornar-se instáveis devido à perda de sincronismo com o resto do sistema. Isso pode ser verificado analisando-se a resposta do ângulo do rotor no tempo.

Assim, esta análise é efetuada com o intuito de se verificar a resposta das máquinas quanto à estabilidade de regime dinâmico, isto é, será considerada a ação dos reguladores.

5.4.2.1. Utilizando o ATP

A tensão na barra 4 cai para zero no instante da falta, na Figura 5.9, o que era de se esperar, uma vez que o curto-circuito franco é o mais severo. Antes da ocorrência do curto a tensão era de 1,025 pu, voltando a fixar-se neste valor, após atingir o pico de 1,0466 pu, em, aproximadamente, $t = 12s$.

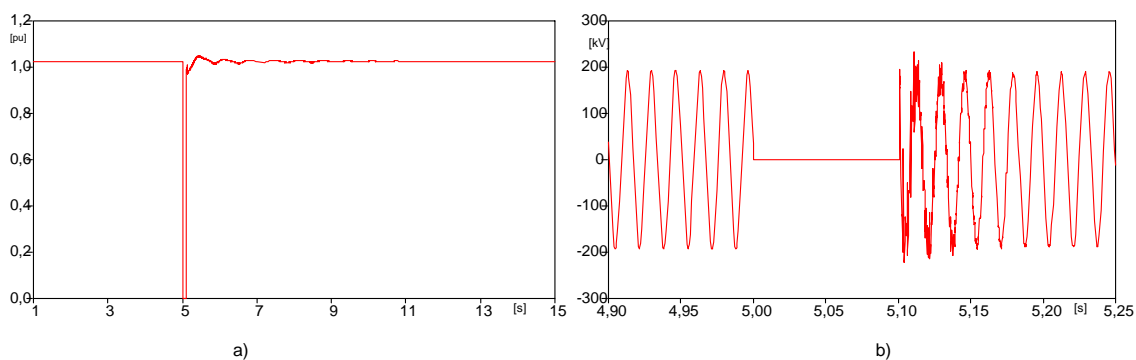


Figura 5.9 Tensão na Barra 4
a) valores rms em pu; b) valores instantâneos em kV (zoom)

As tensões terminais dos geradores podem ser mostradas na Figura 5.10. Em G1 a tensão terminal caiu para 0,73 pu durante a falta. Já em G2 para 0,80 pu e em G3 para 0,67 pu. Na Figura 5.11 podem ser verificadas as saídas dos reguladores de tensão. Com a queda da tensão terminal os reguladores de tensão atuam de modo a restabelecê-la no menor tempo possível. Na Figura 5.12, para maior clareza, são mostradas a tensão na barra 1 e a saída do regulador de tensão de G1 atuando.

As potências ativa e reativa fornecidas pelas máquinas são mostradas na Figura 5.13. Como o curto-circuito tem característica indutiva há um aumento no fornecimento de potência reativa pelas máquinas para, assim, suprir essa necessidade de reativo. Como G1 está mais próximo eletricamente da falta, esta gera mais potência reativa do que as demais para alimentar o curto.

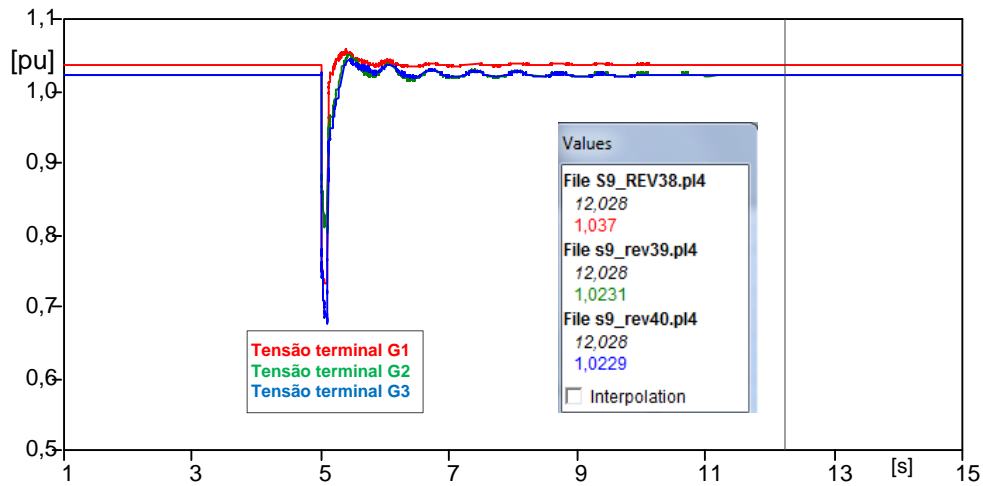


Figura 5.10 Tensões terminais dos geradores após o curto na Barra 4

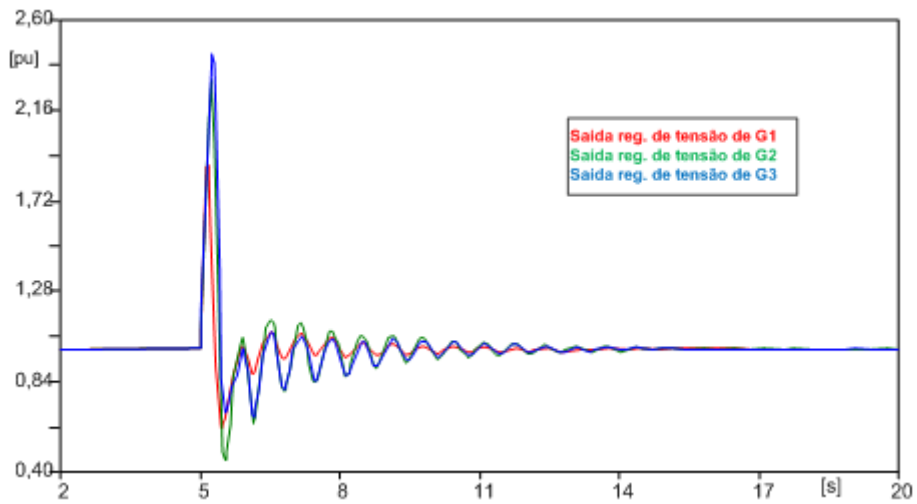


Figura 5.11 Saída dos reguladores de tensão

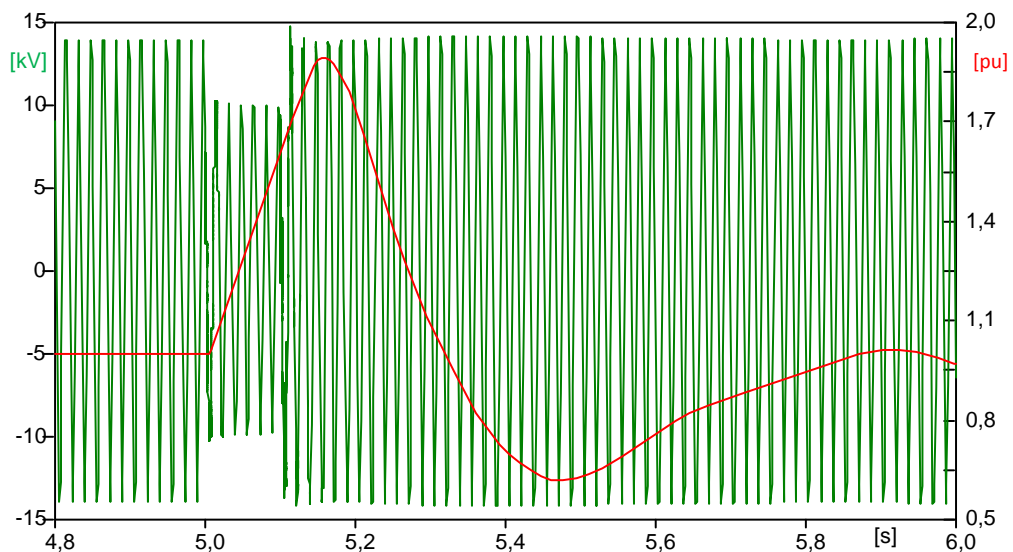


Figura 5.12 Tensão terminal de G1 e atuação de seu regulador de tensão

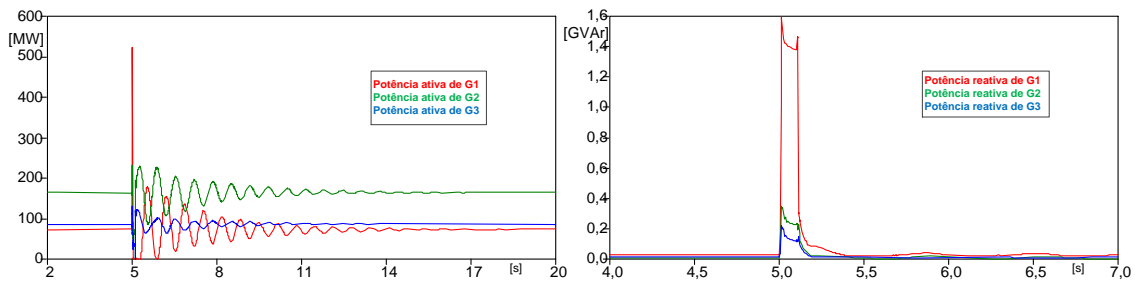


Figura 5.13 Potências ativa e reativa fornecidas pelas máquinas

Pelo gráfico da Figura 5.14 é possível notar a atuação do regulador de velocidade, através da potência mecânica caindo para assim, diminuir a velocidade do rotor. Os reguladores de velocidade possuem uma limitação de potência máxima, esta deve estar presente devido à preservação das características físicas do gerador, uma vez que ao ultrapassar essa condição, por um período de tempo determinado pelo fabricante, a máquina pode sofrer com aquecimentos provenientes de aumento nas correntes. Este atua de modo a diminuir a potência mecânica no eixo do gerador para assim, reduzir sua velocidade, trazendo o rotor da máquina novamente a velocidade síncrona, após aproximadamente 16 s. Na Figura 5.15 são mostradas as potências mecânicas e velocidades de G2 e G3, assim como no caso de G1, o regulador de velocidade de ambas as máquinas atuam de modo a diminuir a potência mecânica trazer a velocidade para um valor mais próximo da síncrona.

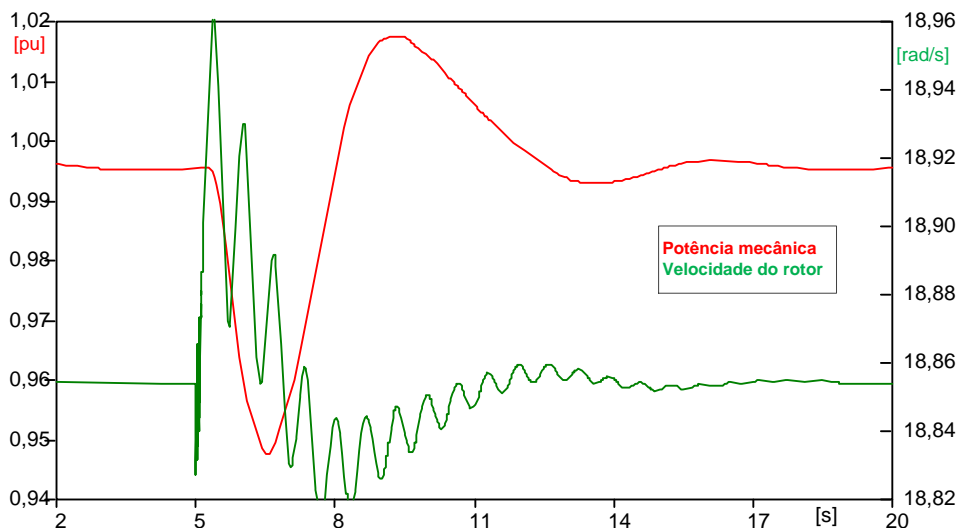


Figura 5.14 Potência mecânica e velocidade de G1

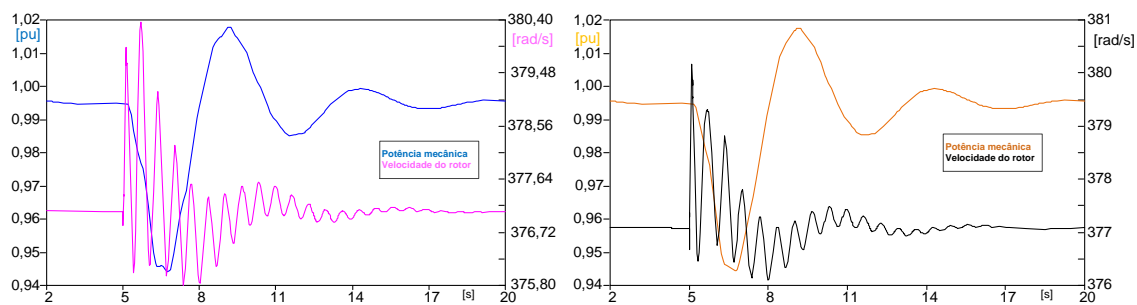


Figura 5.15 Potência mecânica e velocidade de a) G2 e b) G3

Todos os gráficos que foram representados até agora são de suma importância para as análises realizadas nesse estudo, mas a Figura 5.16 tem o objetivo de provar que o sistema é estável, após o curto na barra 4. Isto porque as diferenças angulares entre as posições dos rotores das três máquinas permanecem constantes, confirmando que estas estão operando em sincronismo. O retorno dos rotores das máquinas à velocidade síncrona e a manutenção das tensões terminais se devem a ação dos reguladores de velocidade e tensão. Estes reguladores são responsáveis, muitas vezes, por auxiliar o sistema a retornar a estabilidade.

Ressalta-se que o ângulo do rotor (em graus) é fornecido no ATP como grandeza de saída da máquina síncrona. Esta é uma grandeza mecânica dependente do número de polos. Neste contexto e tendo em vista que os geradores simulados possuem 2 (G2 e G3) e 40 polos (G1), foi necessária a utilização de duas escalas diferentes para representar os resultados, sendo a escala da esquerda para G1 e da direita para G2 e G3.

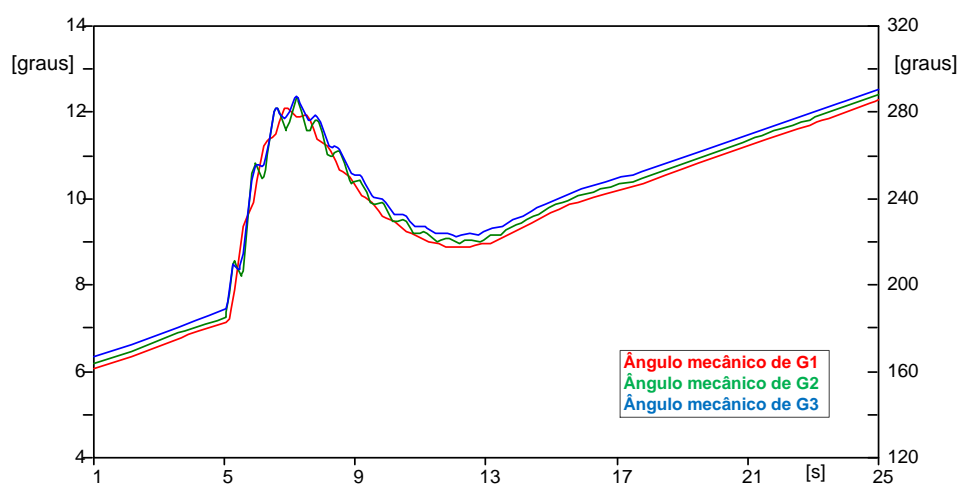


Figura 5.16 Ângulos dos rotores das máquinas

5.4.2.2. Comparativo entre simulações no ATP e MATLAB/PSAT

A Figura 5.17 apresenta a tensão no barramento 4, sendo a primeira (em vermelho) gerada pelo ATP e a segunda (em azul), pelo PSAT. O comportamento das duas tensões é o mesmo, chegando a zero durante o curto-circuito e retornando ao valor inicial em $t = 12$ s para ambas as simulações.

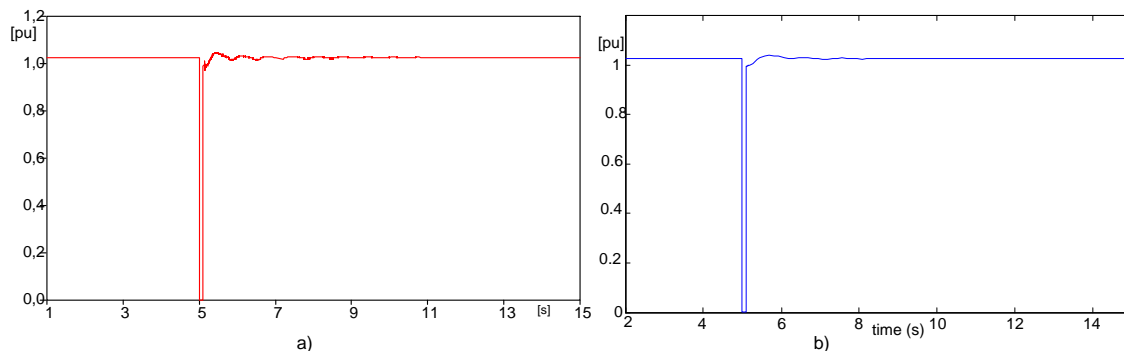


Figura 5.17 Tensão na Barra 4 fornecida pelo a) ATP; b) PSAT

As tensões terminais dos geradores são mostradas na Figura 5.18, observa-se novamente que os comportamentos das simulações são semelhantes. À esquerda (a) têm-se os resultados fornecidos pelo ATP e à direita (b) pelo PSAT. Observa-se que o afundamento da tensão terminal de G3 foi a 0,65 pu nos dois programas. No caso (a), o mesmo comportamento é observado nas tensões de G1 atingindo um valor de 0,72 pu em ambos os programas. No entanto, com relação ao afundamento da tensão de G2, este foi maior no resultado fornecido pelo PSAT, chegando a, aproximadamente, 0,79 pu, diferente do caso do ATP onde seu valor mínimo foi de 0,81 pu.

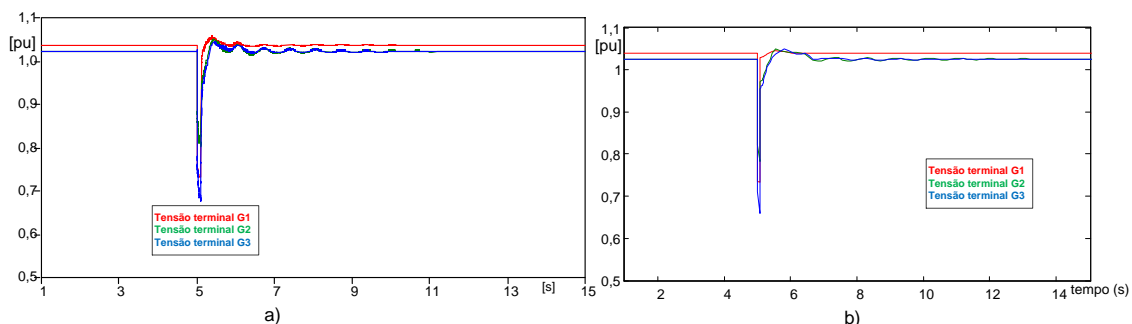


Figura 5.18 Tensão terminal a) ATP; b) PSAT

Como mostrado na Figura 5.18 a tensão terminal das máquinas tiveram um afundamento e após decorrido um período ela restabelece pela atuação dos reguladores de tensão, conforme mostra a Figura 5.19. O regulador modelado no ATP

necessitou de um tempo de resposta maior para atingir o mesmo objetivo daquele usado no *PSAT*. É importante lembrar que o *AVR* usado no *PSAT* já é fornecido pelo programa, não necessitando ser implementado, ao contrário do usado no *ATP*, que foi modelado na *TACS*, podendo este último ainda ser melhorado. As ondas da Figura 5.19 b foram deslocadas para o valor 1 pu para facilitar a comparação.

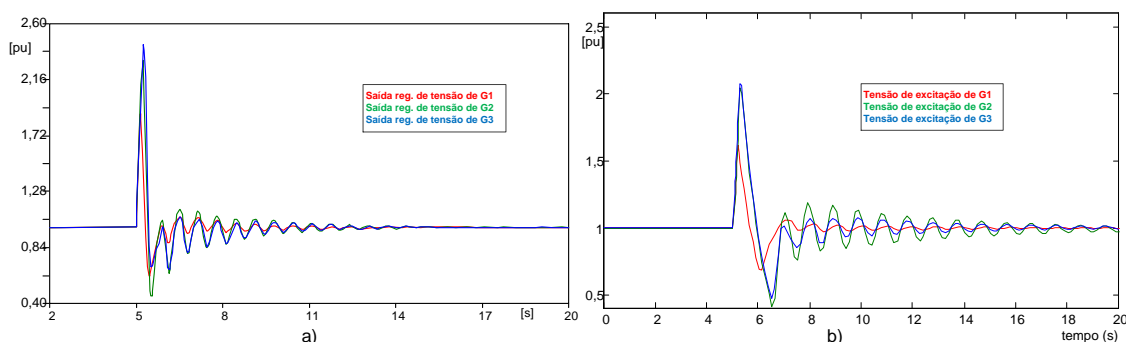


Figura 5.19 Respostas dos reguladores de tensão a) ATP; b) PSAT

A Figura 5.20 demonstra que o sistema alcançou a estabilidade após a perturbação inserida no sistema. Como supracitado o *ATP* fornece o ângulo mecânico do rotor em relação a uma referência fixa, enquanto que o *PSAT* imprime o ângulo do rotor em relação a uma referência que gira à velocidade síncrona. O que importante é que as diferenças angulares permaneçam constantes, após o distúrbio para evidenciar a estabilidade do sistema. A Tabela 5.3 ilustra as diferenças angulares relativas

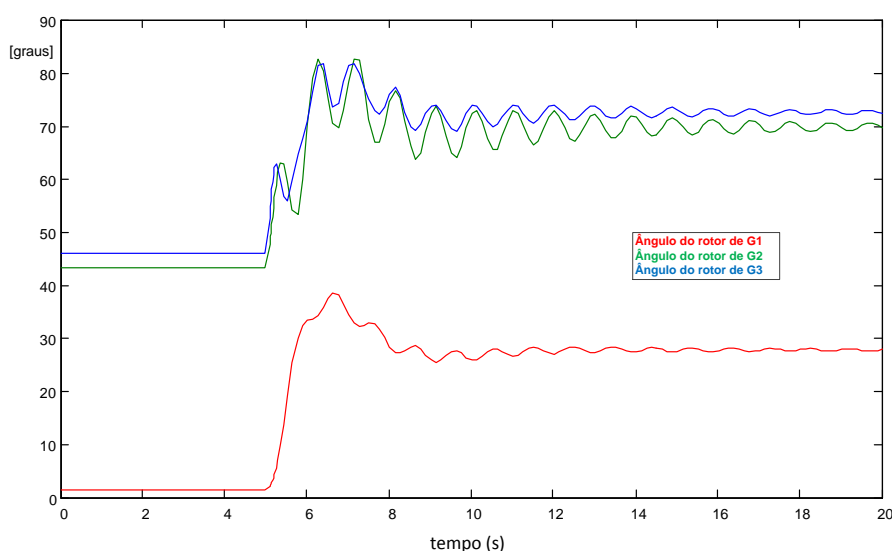


Figura 5.20 Ângulo do rotor das máquinas

Tabela 5.3 Diferenças angulares antes e depois da falta no ATP

ATP	Antes	Depois	Diferença
$\theta_2 - \theta_1$	42,4°	42,4°	0,0°
$\theta_3 - \theta_1$	45,5°	45,5°	0,0°
$\theta_3 - \theta_2$	3,1°	3,1°	0,0°
PSAT	Antes	Depois	Diferença
$\delta_2 - \delta_1$	42°	41,9°	-0,1°
$\delta_3 - \delta_1$	44,7°	44,6°	-0,1°
$\delta_3 - \delta_2$	2,7°	2,7°	0,0°

5.4.3. Caso 2 – Perda de Carga

Com objetivo de avaliar o impacto da perda de carga na estabilidade transitória do sistema em estudo, foi realizada uma simulação onde a carga A, ligada a barra 5 é retirada do sistema, através de um disjuntor. Esta manobra ocorre no instante $t = 5$ s deixando a carga fora do sistema até o final da simulação.

5.4.3.1. Utilizando o ATP

É de se esperar que as correntes que fluem para a carga A caiam para zero após a abertura do disjuntor sendo comprovado pelas curvas da Figura 5.21. Na Figura 5.22 tem-se a tensão *rms* em pu da barra 5, onde a carga A é ligada. A tensão desta barra sai de 0,995 pu, antes da desconexão da carga, passa por um transitório e estabiliza em 1,005 pu. As tensões terminais das máquinas também sentem a perda da carga, como mostrado na Figura 5.23, porém, estas grandezas recuperam suas condições iniciais pela atuação dos AVR's, que reduzem as tensões de saída de seus valores iniciais, 1,0 pu, para valores finais em torno de 0,95, 0,78 e 0,74 pu, respectivamente, para as máquinas G1, G2 e G3, conforme mostra a Figura 5.24.

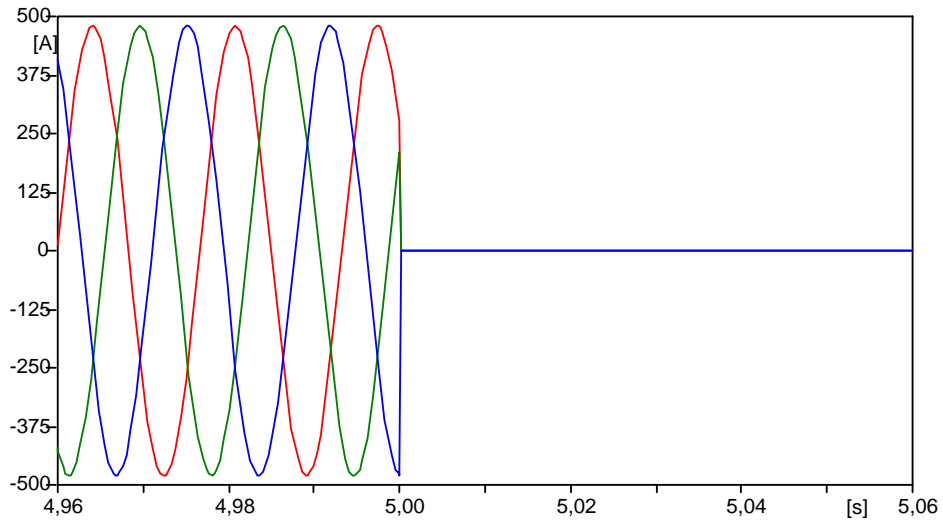


Figura 5.21 Corrente que flui para a Carga A

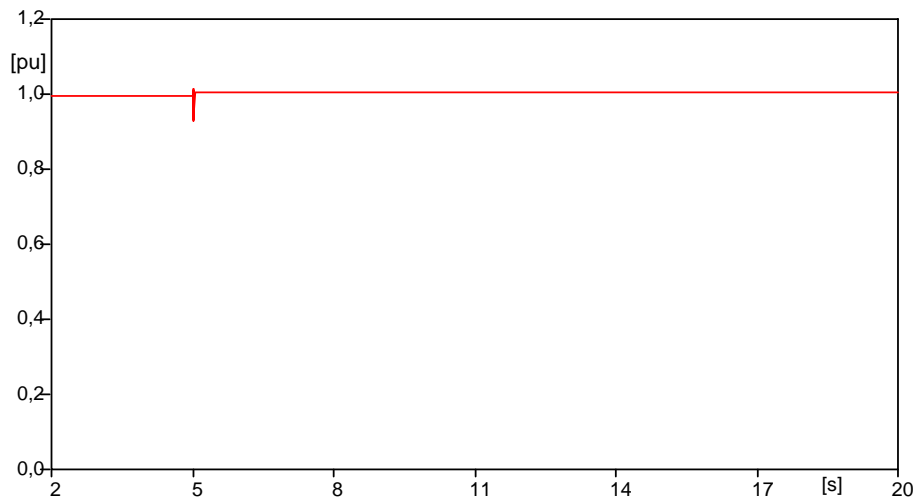


Figura 5.22 Tensão rms em pu na Barra 5

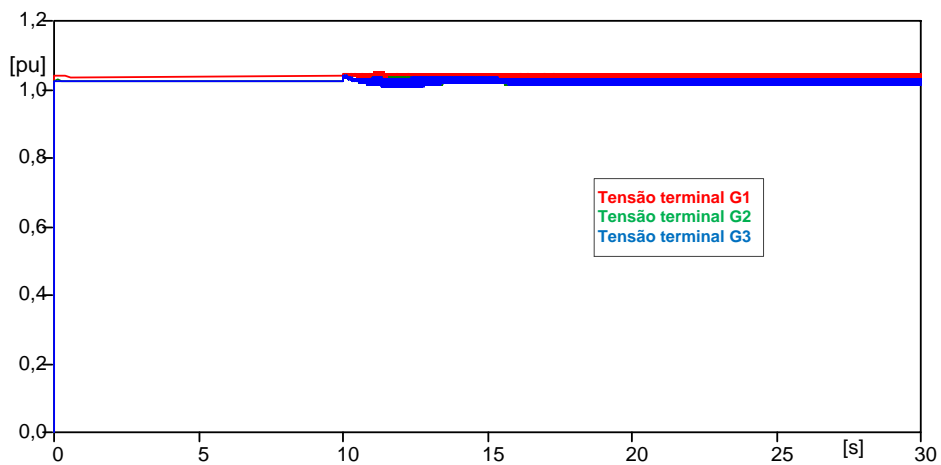


Figura 5.23 Tensão terminal rms em pu das máquinas

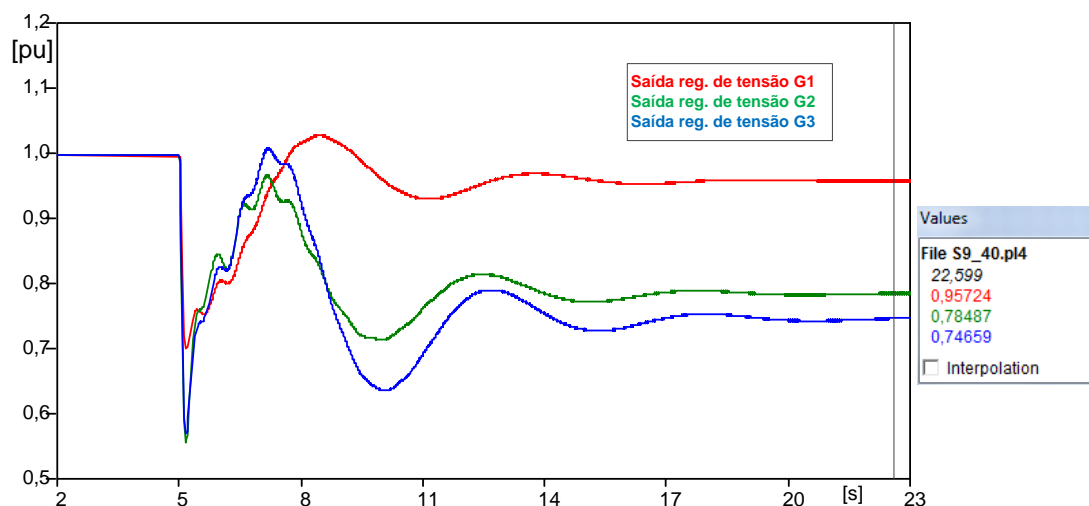


Figura 5.24 Saída dos reguladores de tensão

Como há uma redução na carga da rede, as máquinas síncronas irão diminuir sua geração de potência. A Figura 5.25 exibe o comportamento das potências ativas fornecidas pelas três máquinas. Antes da saída da carga, G1 fornecia 22,6 % (73 MW), G2 gerava 50,8 % (164 MW) e G3 26,6 % (86 MW) da geração total. Após a ocorrência do distúrbio G1 passa a gerar aproximadamente 49 MW, G2 102 MW e G3 52 MW. Sabendo que a potência ativa consumida pela carga A representava 39,7 % da carga total, as quedas na geração das máquinas caíram aproximadamente 32,8 %, 37,4 % e 38,8 % para G1, G2 e G3 respectivamente, ou seja, praticamente o mesmo valor. Estas pequenas diferenças são devidas a atuação dos reguladores de velocidade (incluindo uma pequena participação dos reguladores de tensão) e as não linearidades inerentes ao sistema e às cargas de impedância constante.

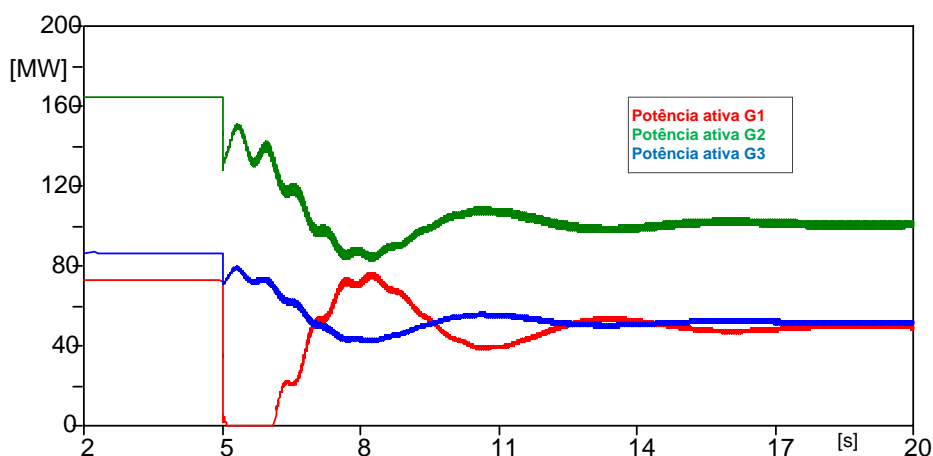


Figura 5.25 Potências ativas fornecidas pelas máquinas

Quando cargas são retiradas da rede, as potências elétricas de saída das máquinas diminuem e, devido a ação das turbinas sobre os rotores, suas velocidades tendem a aumentar,. O regulador de velocidade tem então a função de diminuir a potência mecânica aplicada no eixo do gerador de modo a reduzir a sua velocidade. Nos gráficos da Figura 5.26 pode-se comprovar esse fato para a máquina G1. A potência mecânica cai para aproximadamente 67 % do seu valor inicial, e a velocidade que chega a atingir um pico de 19,3 rad/s, ou seja, 1,02 pu, após a atuação do regulador a velocidade do gerador G1, se estabiliza em 19,1 rad/s, sendo este valor 2,3 % acima da velocidade síncrona. A estabilização da velocidade da máquina acima da síncrona após uma perda de carga é esperada e está dentro do limite do *droop* de 5 %, que significa que esta máquina poderia chegar a no máximo 19,79 rad/s se perdesse 100 % da carga.

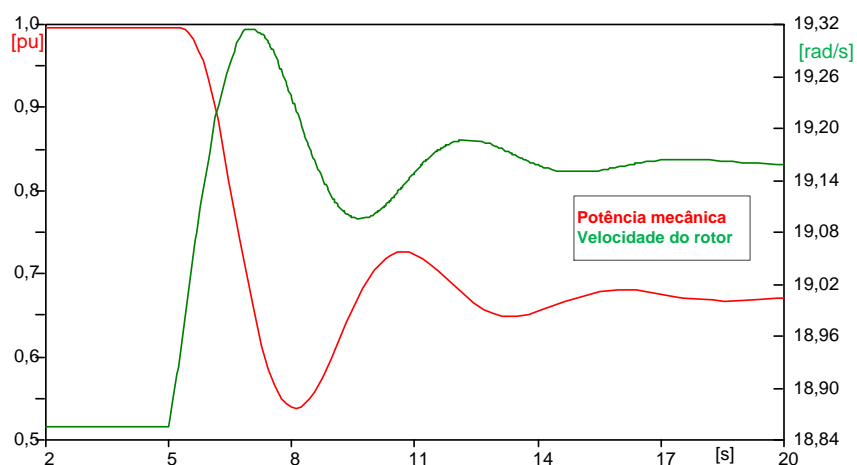


Figura 5.26 Potência mecânica e velocidade do rotor de G1

Na Figura 5.27 são mostradas as velocidades e potência mecânica de G2 e G3. Já as velocidades de G2 e G3 atingiram 386 rad/s, isto é, os mesmos 2 % de G1. Lembrando que o limite máximo de velocidade destas máquinas seria de 395 rad/s, devido ao *droop* de 5 %.

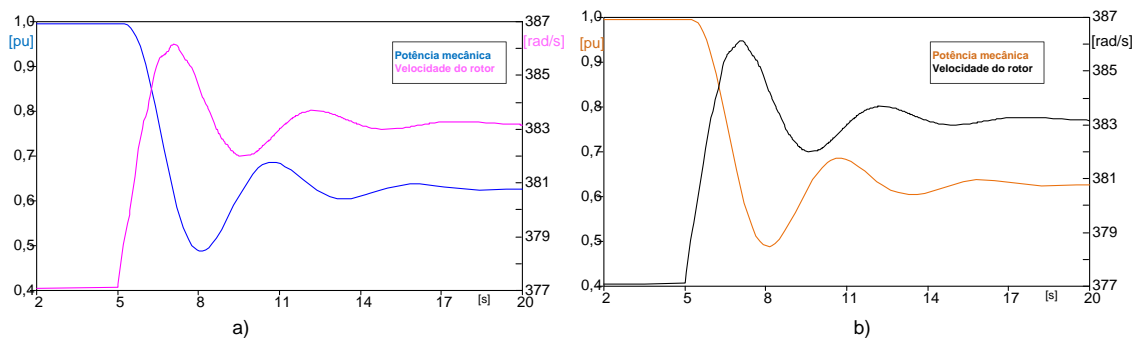


Figura 5.27 Atuação do GOV e velocidade de a) G2 e b) G3

São mostrados na Figura 5.28 os gráficos dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas. Assim como no Caso 1, o sistema permanece em sincronismo após a retirada da carga A do sistema, tendo em vista que as distâncias relativas entre as 3 curvas foram mantidas inalteradas após o distúrbio. Neste gráfico a escala da esquerda é usada para G1 e a da direita para G2 e G3.

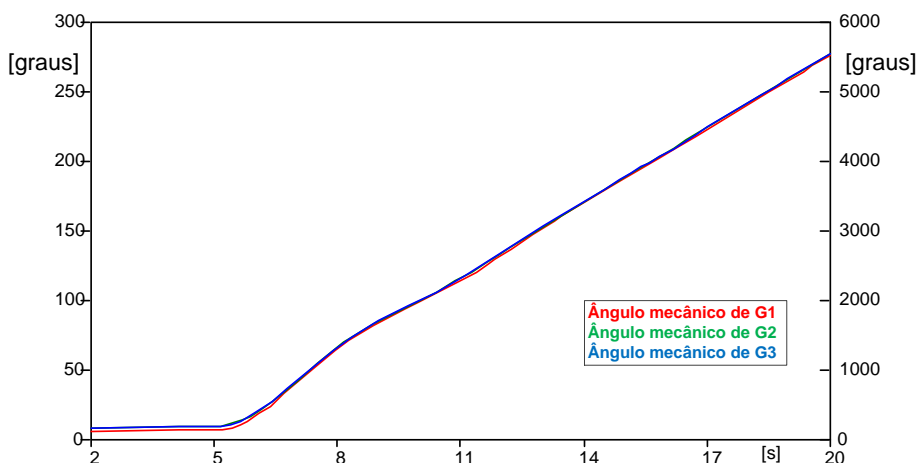


Figura 5.28 Ângulos dos rotores das máquinas

5.4.3.2. Comparativo entre simulações no ATP e MATLAB/PSAT

A Figura 5.29 mostra o comportamento das velocidades das máquinas após a saída de G3. Na simulação feita no ATP houve algumas oscilações até a estabilidade, já no caso do sistema simulado no PSAT o amortecimento das oscilações foi mais rápido. Isso ocorre devido aos ajustes dos reguladores de velocidade e também da modelagem na TACS. Como pode ser vislumbrado na Figura 5.30 as respostas dos reguladores de velocidade também possuem estas oscilações, já no caso do PSAT não.

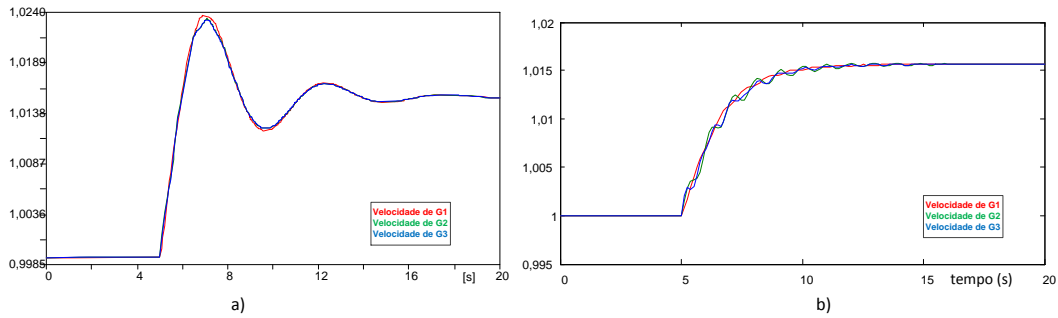


Figura 5.29 Velocidade das máquinas: a) ATP; b) PSAT

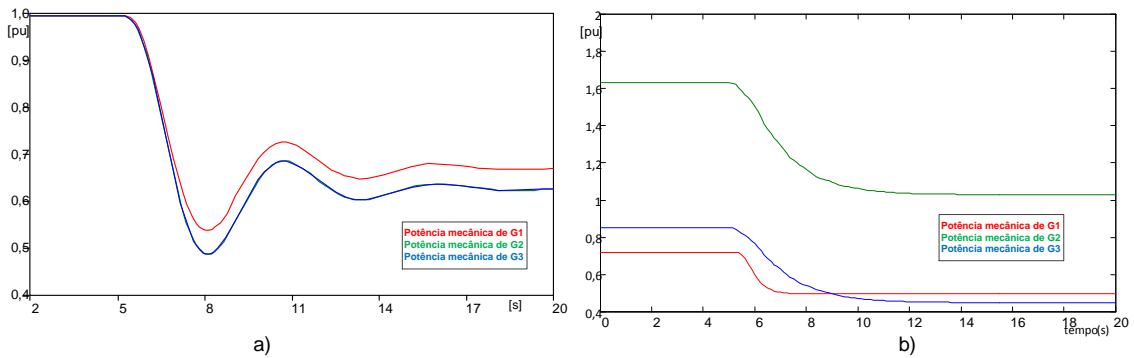


Figura 5.30 Potência mecânica das máquinas: a) ATP; b) PSAT

Assim como no caso simulado no ATP o sistema continua estável após a retirada da carga A do sistema, conforme Figura 5.31.

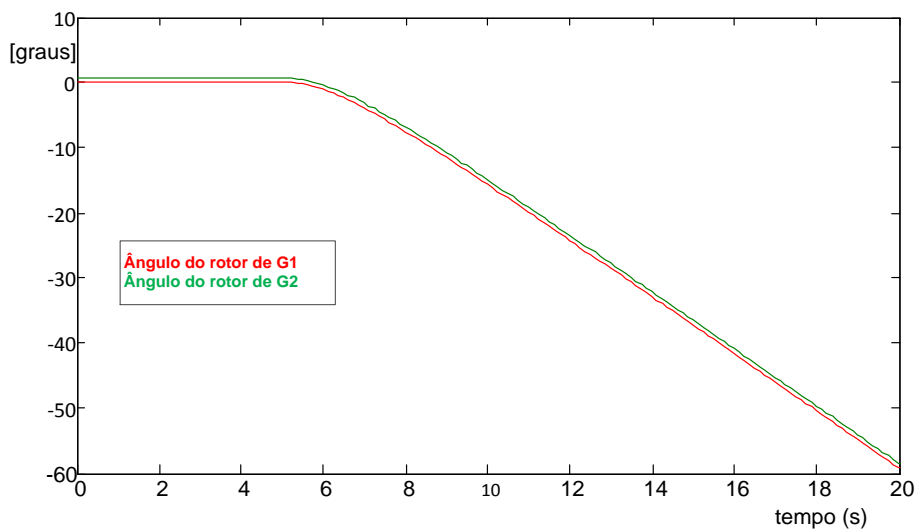


Figura 5.31 Ângulo do rotor das máquinas

5.4.4. Caso 3 – Saída do gerador G3

Nessa última etapa o comportamento dinâmico do sistema de energia elétrica é testado perante a perda do gerador, G3, ligado a Barra 3 da rede. Essa situação retrata um dos distúrbios mais severos ao sistema, pois compromete a continuidade do fornecimento de energia pela rede, sendo também muito crítico em termos da manutenção da estabilidade do sistema.

5.4.4.1. Utilizando o ATP

A Figura 5.32 demonstra a saída do gerador G3 do sistema, uma vez que suas correntes caem para zero logo após a abertura do disjuntor. Na Figura 5.33 mostra a atuação dos reguladores de tensão que atuam de modo a aumentar as tensões terminais dos geradores para o valor inicial.

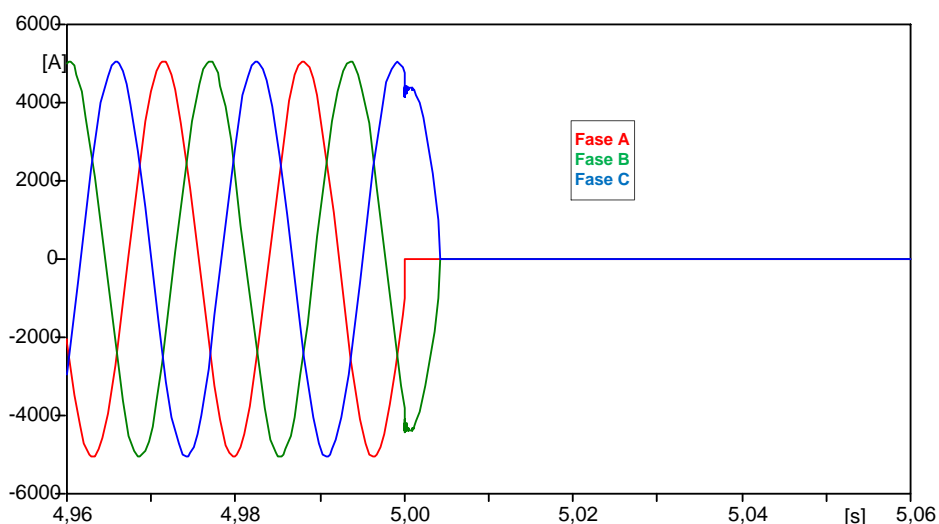


Figura 5.32 Correntes que fluem do gerador G3

Como houve uma diminuição na geração, as máquinas G1 e G2 terão que suprir toda a potência do sistema. Na Figura 5.34 o regulador de velocidade aumenta a potência mecânica da máquina G1 de 0,98 pu para 1,95 pu. É importantíssimo informar que a potência que representa 0,98 pu é igual a geração em regime permanente, que é de 73 MW. Então vale dizer que para um aumento de 1,97 pu na potência ativa gerada é igual a, aproximadamente, 143,8 MW. Na Figura 4.22 que mostra o diagrama de blocos do regulador de velocidade tem-se uma potência de referência e uma potência máxima. Esta potência de referência é de 1 pu para a potência de 73 MW no caso de G1, para 163 MW em G2 e para 86 MW em G3.

Ficando então como potência máxima 3,3 pu em G1, 1,15 pu em G2 e 1,45 pu em G3. Preocupa-se em fortalecer essa informação para que fique claro que o limite de potência que confere à máquina proteção contra aquecimentos devido ao aumento de correntes estão sendo preservados. Porém, é permitido, por instantes, que esse limite seja atingido, que é o que mostra a Figura 5.35, mas após 2,58 s a potência mecânica baixou do limite. Esta situação pode ser melhorada se for conectado o *PSS* aos reguladores de tensão, sendo que esse equipamento tem a finalidade de aumentar o amortecimento das oscilações.

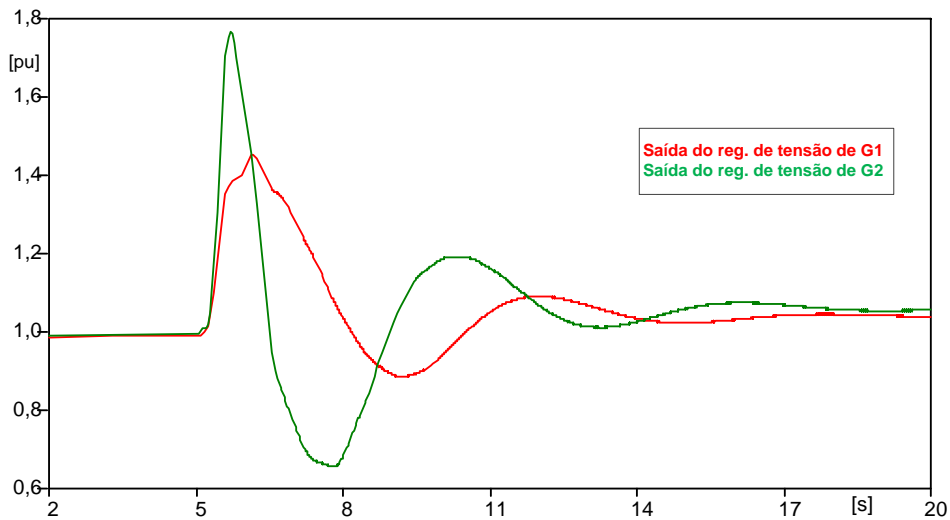


Figura 5.33 Atuação dos reguladores de tensão

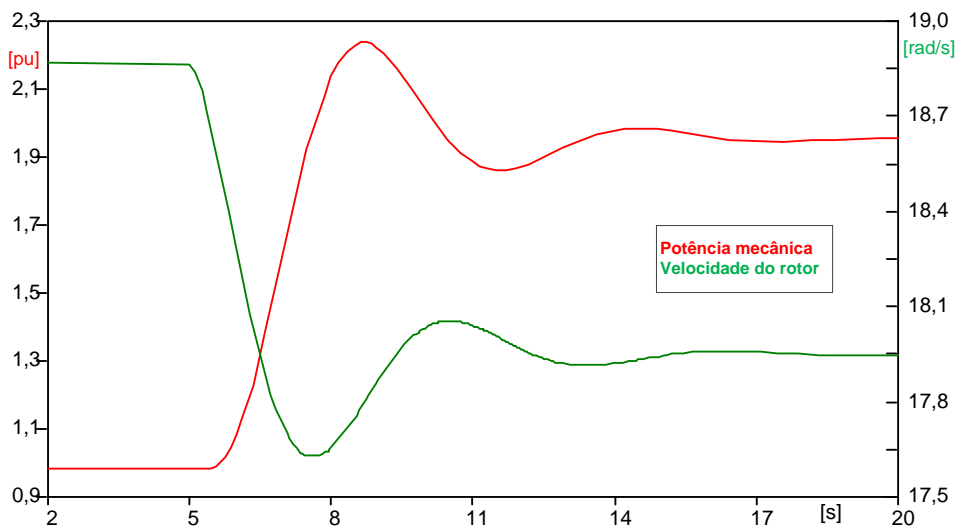


Figura 5.34 Potência mecânica e velocidade do rotor de G1

Após a perturbação as máquinas ficam com mais carga sobre seu eixo, diminuindo, assim, suas velocidades. A velocidade de G1 que era de 18,85 estabilizando-se em 18,54 rad/s, já G2 sai de 377 rad/s para 370 rad/s, mostrando que o sistema buscou um novo equilíbrio. Esse fato é mostrado nas Figura 5.34 e 5.35.

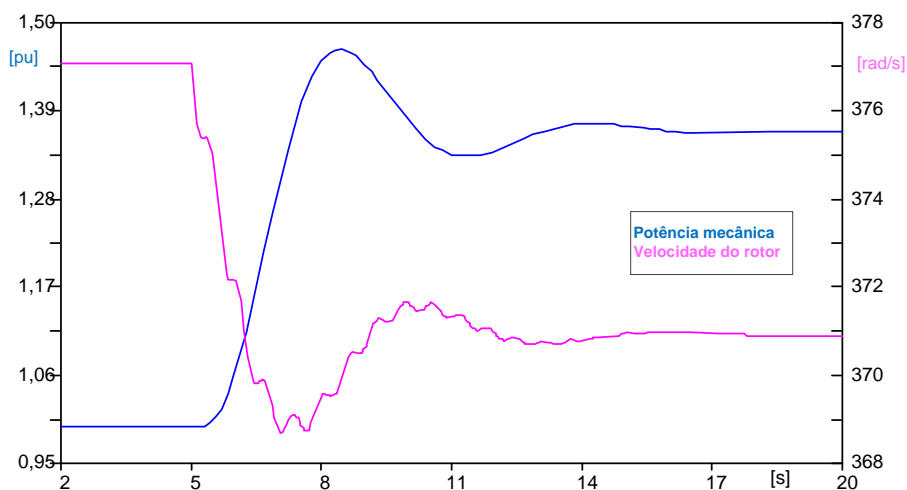


Figura 5.35 Potência mecânica e velocidade do rotor em G2

Com a saída de G3, a potência ativa que era gerada por essa máquina deve ser dividida entre as máquinas restantes. Como pode ser observado na Figura 5.36, G2 teve um aumento de 13,4 %, passando a gerar 186 MW, lembrando que sua potência máxima é 192 MW. Já G1 teve um aumento de 98 %, passando a fornecer 145 MW para suprir as cargas.

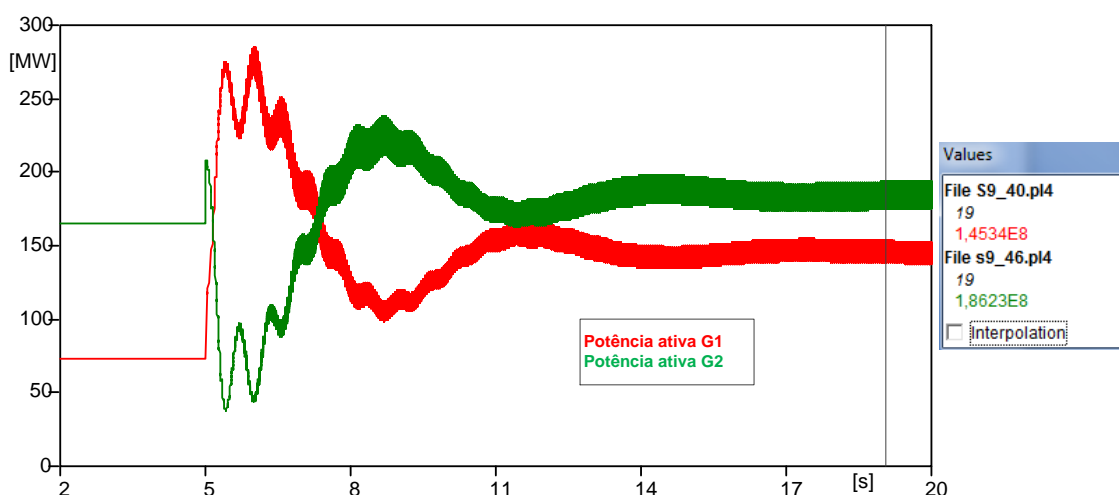


Figura 5.36 Potências ativas fornecidas por G1 e G2

O último gráfico comprova novamente a estabilização do sistema, agora com apenas duas máquinas, G1 e G2, Figura 5.37.

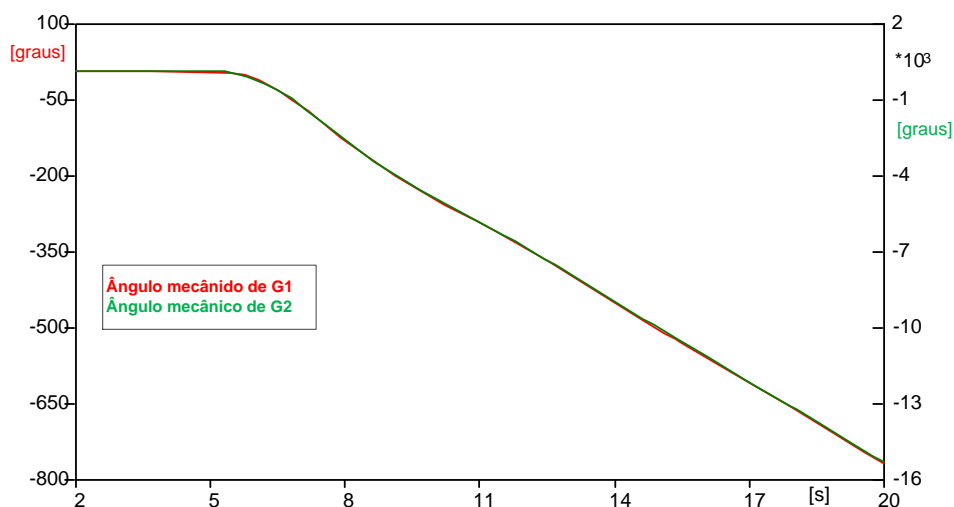


Figura 5.37 Ângulos dos rotores de G1 e G2

5.4.4.2. Comparativo entre simulações no ATP e MATLAB/PSAT

Na Figura 5.38 são mostradas as velocidades das máquinas, nota-se que novamente as respostas do ATP tiveram uma grande oscilação até amortecer, o que não ocorre nos resultados do PSAT, que possui um amortecimento mais acentuado.

Finalmente, chega-se a última comparação, onde mostra a comprovação por parte do PSAT da estabilidade do sistema simulado no ATP após a retirada da máquina G3 do sistema. As Figura 5.39 e Figura 5.40 mostram, respectivamente, a perda de sincronismo do gerador G3 e o sincronismo entre G1 e G2, que restaram no sistema.

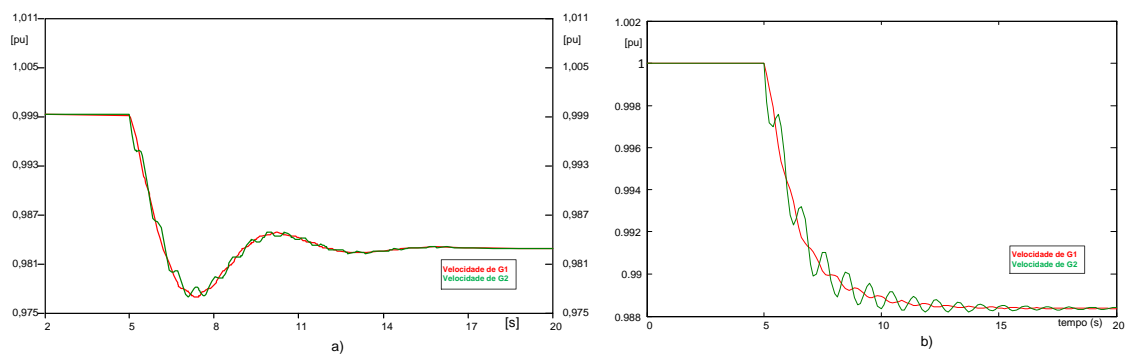


Figura 5.38: Velocidades dos rotores das máquinas: a) ATP; b) PSAT

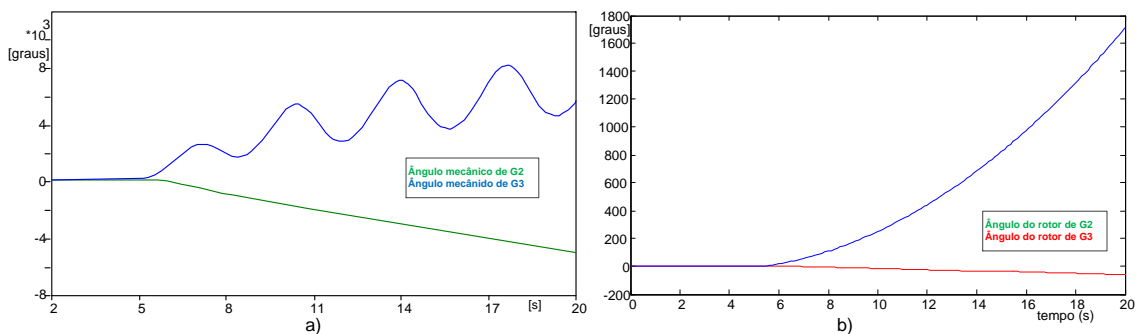


Figura 5.39 Ângulos dos rotores de G2 e G3: a) ATP; b) PSAT, mostrando a perda do sincronismo de G3

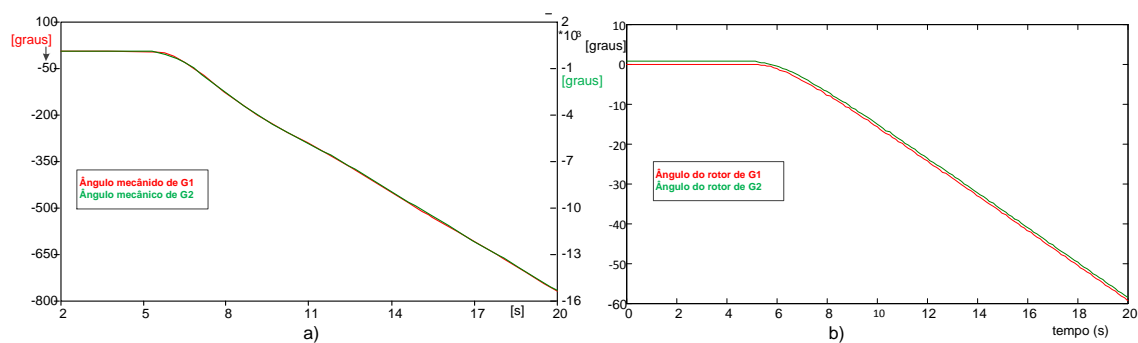


Figura 5.40 Ângulos dos rotores de G1 e G2: a) ATP; b) PSAT

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

6.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação de mestrado investigou o impacto das diferentes perturbações nos geradores síncronos conectados ao sistema de energia elétrica na estabilidade transitória desta rede. Como parâmetro principal de análise utilizou-se a estabilidade angular, onde o sincronismo das máquinas é avaliado pelo paralelismo dos seus ângulos de potência. As máquinas foram equipadas com reguladores de tensão e velocidade, de modo a refletir o mais próximo possível a realidade dos sistemas de potência. Diversos cenários foram simulados, como falta trifásica, perda de carga e perda de geração.

Após os diversos testes e diante dos resultados apresentados pode-se concluir:

- O sistema é estável para as três perturbações aplicadas ao sistema, sendo o último caso o que mais exigiu dos reguladores de velocidade;
- Os reguladores de tensão e velocidade têm o comportamento esperado, uma vez que atuam de modo a levar as máquinas para uma condição de estabilidade;
- Tanto a modelação quanto os parâmetros dos reguladores podem ser melhorados, com o objetivo de diminuir as oscilações das respostas destes;
- O *software ATP* correspondeu de maneira favorável ao estudo, sendo possível a sua utilização para estudos de estabilidade;
- Quando da comparação com o *PSAT* as respostas fornecidas pelo *ATP* foram satisfatórias, apesar da ocorrência de algumas imperfeições, que conforme dito aqui podem ser melhoradas;
- A modelagem empregada pelo *ATP* é mais condizente com o sistema real, uma vez que é possível ter acesso a qualquer uma das três fases, permitindo inclusive a análise de desequilíbrios;
- Os resultados gráficos no domínio do tempo são mais realísticos, pois os valores instantâneos de tensão e corrente são fornecidos;
- Para um mesmo sistema elétrico submetido a uma mesma perturbação, as simulações realizadas no domínio da frequência são concluídas em tempos inferiores àquelas realizadas no domínio do tempo.

6.2. SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Muito pode ser feito ainda tomando como base este estudo. Devido a algumas restrições, como o tempo, outras configurações e elementos deixaram de ser finalizados à época. Por exemplo, o *PSS*, que apesar de ter sido modelado não foi possível sintonizá-lo com o regulador de tensão no prazo.

Assim, sugerem-se como trabalhos futuros:

- 1) Inserção do *PSS* para aumentar o amortecimento das oscilações;
- 2) Modelagem de blocos prontos que representem os reguladores de tensão, de velocidade e também o *PSS*;
- 3) Modelagem de blocos que representem a máquina síncrona com reguladores, uma vez que o modelo que existe disponível no *ATP* não atende as necessidades;
- 4) Melhora da modelagem e parametrização dos reguladores de tensão e velocidade;
- 5) Inserção de motores para realização de testes de estabilidade;
- 6) Análises de estabilidade para perturbações que provoquem desequilíbrios entre as fases do sistema de potência, como por exemplo, curtos-circuitos monofásicos e bifásicos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Atlas de Energia Elétrica do Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica, 3ª ed., ANEEL, Brasília, 2008.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York, NY, McGraw-Hill, 1994.
- [3] G. C. Guimarães, *Curso de teoria e análise de estabilidade de sistemas elétricos-Partes I e II*, Pós-graduação em Engenharia Elétrica FEELT/UFU, 2010.
- [4] P. M. Anderson, A. A. Fouad , *Power System Control and Stability*, The Iowa State University Press, Ames, 2ª Edição, Iowa, 2003.
- [5] B. K. Mathur, *The Modeling of Load Characteristics Representation in Systems Studies*, IEEE Trans. On Industry Applications, vol. 20, janeiro – fevereiro 1984.
- [6] L. L. Grigsby, *Electric Power Engineering Handbook- Power System Stability and Control*, CRC Press, 2007.
- [7] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Caniares, N. Hatzargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. V. Cutsem and V. Vittal, *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE Trans. On Power Systems, vol. 19, n°. 2, maio 2004.
- [8] C. P. Steinmetz, *Power Control and Stability of Electric Generating Stations*, AIEE Trans., XXXIX, 1215, 1920.
- [9] G. W. Stagg and A. H. El-Abiad, *Computer Methods in Power Systems*, New York, McGraw-Hill, 1968.
- [10] N. G. Bretas, L. F. C. Alberto, *Estabilidade Transitória de Sistemas Eletroenergéticos*. São Carlos, SP, Brasil: EESC/USP, 2000.
- [11] M. Resener, *Avaliação do Impacto dos Controladores de Excitação na Estabilidade Transitória de Geradores Síncronos Conectados em Sistemas de Distribuição*, UFRGS, Porto Alegre, 2011.
- [12] W. D. Stevenson Jr., *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*, São Paulo, SP, McGraw-Hill, 1974.

- [13] Bonneville Power Administration, Electro Magnetic Transients Program, EMTP, *Theory Book*, United States of America, julho, 1994.
- [14] ATP. *Alternative Transients Program*. Acedido em 09 de abril de 2012, em: <http://emtp.org>.
- [15] R. A. Ramos, *Métodos de Cálculo de Autovalores Aplicado ao Estudo de Estabilidade a Pequenas Perturbações em Sistemas de Potência*, dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, 1999.
- [16] M. H. Kent, W. R. Schmus, F. A. McCrackin e L. M. Wheeler, *Dynamic Model of Loads in Stability Studies*, IEEE Trans. Power App. System, maio 1969.
- [17] . Kahouli, T. Guesmi, H. Hadj Abdallah e A. Ouali, *A Genetic Algorithm PSS and AVR Controller for Electrical Power System Stability*, 6° International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, 2009.
- [18] F. P. Demello e C. Concordia, *Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control*, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, 1969.
- [19] M. Klein, G. J. Rogers e P. Kundur, *A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations in Power Systems*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, no. 3, 1991.
- [20] F. A. M. Moura, *Geração Distribuída – Impactos e Contribuições para a Qualidade da Energia Elétrica e Dinâmica dos Sistemas Elétricos – Uma Análise através do ATP - EMTP*, tese de doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, 2011.
- [21] N. Hashim, N. R. Hamzah, P. M. Asad, R. Baharom, N. F. Nik Ismail, N. Aminudin, D. Johari, A. A. Sallehudin, *Modeling of Power System Dynamic Devices Incorporated in Dynamic Computation for Power Systems (DCPS) for Transient Stability Analysis*. IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 2011.
- [22] G. J. W. Dudgeon, W. E. Leithead, A. Dysko, J. O'Reilly e J. R. McDonald, *The effective role of AVR and PSS in power systems: Frequency response analysis*, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 22, no. 4, novembro 2007.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [23] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Standard 421.5-1992.
- [24] M. El-Shimy, M. A. L. Badr, e O. M. Rassem, *Impact of Large Scale Wind Power on Power System Stability*, IEEE, 2008.
- [25] Milano, Federico, *Manual do Power System Analysis Toolbox*, julho, 2005.

ANEXO I

DADOS DOS REGULADORES DE TENSÃOATP:

Parâmetro	Regulador de tensão de G1	Regulador de tensão de G2	Regulador de tensão de G3
V_{ref}	1,04	1,025	1,025
K_a	400	400	400
K_e	1,0	1,0	1,0
K_f	0,03	0,03	0,03
T_a	0,02	0,02	0,02
T_b	0,0	0,0	0,0
T_{f1}	0,0	0,0	0,0
T_{f2}	1,0	1,0	1,0
T_r	0,0001	0,0001	0,0001
T_e	0,8	0,8	0,8
V_{max}	6,6	6,6	6,6
V_{min}	0,0	0,0	0,0
E_{max}	∞	∞	∞
E_{min}	0,0	0,0	0,0

Sendo:

V_{ref} – tensão de referência (pu);

K_a – ganho do regulador;

K_e – ganho do sistema de primeira ordem que representa a excitação (pu);

K_f – ganho que representa a realimentação, circuito estabilizante (pu);

T_a e T_b – constantes de tempo em (s) do sistema que representa o regulador principal;

T_{f1} e T_{f2} – constantes de tempo em (s) que representa a realimentação;

T_r – constante de tempo do filtro passa baixa (s);

T_e – constante de tempo (s) do sistema de primeira ordem que representa a excitação.

V_{max} – limite máximo da tensão de saída do regulador (pu);

V_{min} – limite mínimo da tensão de saída do regulador (pu);

E_{max} – máxima tensão de saída da excitatriz (pu);

E_{min} – mínima tensão de saída da excitatriz (pu).

PSAT:

Parâmetro	Regulador de tensão de G1	Regulador de tensão de G2	Regulador de tensão de G3
K_a	400	400	400
K_e	1,0	1,0	1,0
K_f	0,03	0,03	0,03
T_a	0,02	0,02	0,02
T_d	1,0	1,0	1,0
T_f	1,0	1,0	1,0
T_r	0,001	0,001	0,001
V_{max}	6,6	6,6	6,6
V_{min}	0,0	0,0	0,0

V_{ref} – tensão de referência (pu);

K_a – ganho do regulador;

K_e – desvio da integral (pu/pu);

K_f – ganho que representa a realimentação, circuito estabilizante (pu);

T_a – constante de tempo em (s) do sistema que representa o regulador principal;

T_f – constante de tempo em (s) que representa a realimentação;

T_r – constante de tempo do filtro passa baixa (s);

V_{max} – limite máximo da tensão de saída do regulador (pu);

V_{min} – limite mínimo da tensão de saída do regulador (pu);

ANEXO II

DADOS DOS REGULADORES DE VELOCIDADEATP:

Parâmetro	Regulador de velocidade de G1	Regulador de velocidade de G2	Regulador de velocidade de G3
ω_{ref} (rad/s)	18,85	377	377
<i>Flyballs</i> ganho (pu)	1,0	1,0	1,0
Regulação (pu)	0,05	0,05	0,05
T_{fb} (s)	0,2	0,2	0,2
T_1 (s)	0,0	0,0	0,0
T_2 (s)	0,0	0,0	0,0
T_3 (s)	0,3	0,3	0,3
T_4 (s)	0,15	0,0	0,0
T_5 (s)	0,3	0,3	0,3
P_{max} (pu)	3,0	1,15	1,45
P_{ref} (pu)	1,0 (73 MW)	1,0 (162 MW)	1,0 (86 MW)

Sendo:

ω_{ref} – velocidade síncrona (rad/s);

T_{fb} – constante de tempo do *Flyballs*;

T_1 , T_2 e T_3 – constantes de tempo do sistema de controle;

T_4 e T_5 – constantes de tempo da turbina;

P_{ref} – valores para condição inicial de funcionamento do regulador;

P_{max} – limite máximo da potência mecânica (pu).

PSAT:

Parâmetro	Regulador de velocidade de G1	Regulador de velocidade de G2	Regulador de velocidade de G3
$\omega_{ref} (pu)$	1,0	1,0	1,0
Regulação (pu)	0,05	0,05	0,05
T_{max}	1,0	1,0	1,0
T_{min}	0,2	0,2	0,2
$T_s (s)$	0,3	0,3	0,3
$T_c (s)$	0,0	0,0	0,0
$T_3 (s)$	0,001	0,001	0,001
$T_4 (s)$	-0,15	0,0	0,0
$T_5 (s)$	0,3	0,3	0,3

ω_{ref} – velocidade de referência (pu);

T_{fb} – constante de tempo do *Flyballs*;

T_s – constantes de tempo do sistema de controle

T_c – constantes de tempo da turbina;

T_3 – constante de tempo do ganho transitório;

T_4 – constante de tempo da turbina;

T_5 – constante de tempo da turbina;

T_{max} – torque máximo (pu);

T_{min} – torque mínimo (pu);

ANEXO III

ALGORITMO IMPLEMENTADO NO ATP

Os dados de linhas, transformadores e cargas foram inseridos no *ATPDraw* e gerados os algoritmos quando da execução do ATP, não havendo necessidade de colocá-los aqui.

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW agosto, sexta-feira 31, 2012
C A Bonneville Power Administration program
C Programmed by H. K. Heidalen at SEIAS - NORWAY 1994-2003
C -----
POWER FREQUENCY          60.
C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >
  1.E-5  25.
    500  1  1  1  1  0  0  1  0
TACS HYBRID
/MODELS
MODELS
/TACS
C -----REGULADOR DE TENSÃO DE G1-----
98INAVR = XX0091 / DIVID1
1SAIDA      +INTER          1.      XX0103
  1.
  1.  .8
11XX0103    1.E5              100.
11REFER     1.              100.
1INTER +REFER -XX0568 -REALIM 400.      XX0114
  1.
  1.  .02
11DIVID1    9907.3           100.
11XX0114    6.6             100.
1REALIM     +SAIDA          1.
  .03
  1.  1.
90XX0091
1XX0568     +INAVR          1.          100.
  1.
  1.  .0001
90TACS01
  100.
C -----REGULADOR DE TENSÃO DE G2-----
98INAVR2 = XX0177 / DIVID2
1SAIDA2     +INTER2         1.      XX0189
  1.
  1.  .8
11XX0189    1.E5              100.
11XX0192     1.              100.
1INTER2 +XX0192 -XX0600 -REALI2 400.      XX0200
  1.
  1.  .02
11DIVID2    10652.1          100.
11XX0200    6.6             100.
1REALI2     +SAIDA2         1.
  .03
  1.  1.
90XX0177
1XX0600     +INAVR2         1.          100.
  1.
  1.  .0001
90TACS02
  100.

```

C-----REGULADOR DE TENSÃO DE G3-----

98INAVR3 = XX0259 / DVID3
 1SAIDA3 +INTER3 1. XX0271
 1.
 1. .8
 11XX0271 1.E5 100.
 11REFER3 1. 100.
 1INTER3 +REFER3 -XX0636 -REALI3 400. XX0282
 1.
 1. .02
 11DVID3 8166.62 100.
 11XX0282 6.6 100.
 1REALI3 +SAIDA3 1.
 .03
 1. 1.
 90XX0259 100.
 1XX0636 +INAVR3 1.
 1.
 1. .0001
 90TACS03 100.

C-----REGULADOR DE VELOCIDADE DE G1-----

92SPEED
 1Pfb +ENTRA .053
 1.
 1. .2
 1C2 +C1 1.
 1.
 1. .3
 1PM +PREF +C2 1. LIM1
 1. -0.15
 1. .3
 11AREF 18.85 100.
 98ENTRA = AREF - SPEED
 1C1 +Pfb
 20.
 1. .2
 11PREF 1. 100.
 11LIM1 3.0 100.

C-----REGULADOR DE VELOCIDADE DE G2-----

92SPEED2
 1Pfb2 +ENTRA2 .003
 1.
 1. .2
 1C22 +C12 1.
 1.
 1. .3
 1PM2 +PREF2 +C22 1. LIM2
 1.
 1. .3
 11AREF2 377. 100.
 98ENTRA2 = AREF2 - SPEED2
 1C12 +Pfb2
 20.
 1. .2
 11PREF2 1. 100.
 11LIM2 1.5 100.

C -----REGULADOR DE VELOCIDADE DE G3-----

92SPEED3
 1Pb3 +ENTRA3 .003
 1.
 1. .2
 1C23 +C13 1.
 1.
 1. .3
 1PM3 +PREF3 +C23 1. LIM3
 1.
 1. .3
 11AREF3 377. 100.
 98ENTRA3 = AREF3 - SPEED3
 1C13 +Pb3
 20.
 1. .2
 11PREF3 1. 100.
 11LIM3 1.45 100.

C -----SAÍDAS DAS TACS-----

33SPEED
 33PM
 33SPEED2
 33PM2
 33SPEED3
 33PM3
 33SAIDA
 33SAIDA2
 33SAIDA3

C -----CONDIÇÕES INICIAIS-----

77PM 1.
 77PM2 1.
 77PM3 1.
 77INAVR 1.
 77INAVR2 1.
 77INAVR3 1.
 77SAIDA 1.
 77SAIDA2 1.
 77SAIDA3 1.
 77INTER 0.
 77REALIM 0.
 77SPEED 18.85
 77SPEED2 377.
 77SPEED3 377.
 77BAR01A 9907.3
 77BAR01B 9907.3
 77BAR01C 9907.3
 77BAR02A 10652.1
 77BAR02B 10652.1
 77BAR02C 10652.1
 77BAR03A 8166.62
 77BAR03B 8166.62
 77BAR03C 8166.62
 77BAR04A 136243.0
 77BAR04B 136243.0
 77BAR04C 136243.0
 77BAR05A 132259.0
 77BAR05B 132259.0
 77BAR05C 132259.0
 77BAR06A 134517.0
 77BAR06B 134517.0
 77BAR06C 134517.0

```
77BAR07A 136243.0
77BAR07B 136243.0
77BAR07C 136243.0
77BAR08A 134915.0
77BAR08B 134915.0
77BAR08C 134915.0
77BAR09A 137040.0
77BAR09B 137040.0
77BAR09C 137040.0
/MODELS
INPUT
MM0001 {v(TACS01)}
MM0002 {v(TACS02)}
MM0003 {v(TACS03)}
OUTPUT
XX0132
XX0218
XX0300
MODEL rms_a
COMMENT-----
      Medidor de tensao [V]
-----ENDCOMMENT
INPUT v          -- sinal de tensão [V]
DATA freq        -- frequência [Hz]
VAR v2           -- v*v
      iv2        -- integral(v*v)
      vrms       -- tensão rms [V]
      period     -- 1/freq
OUTPUT vrms
DELAY CELLS(iv2):1/freq/timestep+ 1
INIT
      integral(v2):=0
      period:=recip(freq)
      histdef(iv2):=0
      histdef(vrms):=0
ENDINIT
EXEC
      v2:=v*v
      iv2:=integral(v2)
      IF T < period THEN
        vrms:=0
      ENDIF
      IF t >= period THEN
        vrms:=sqrt((iv2-delay(iv2,period))/period)
      ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
```

```

b-----G1-----
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
60XX0132 0 100.
60XX0218 0 100.
60XX0300 0 100.
59BAR01A 14011. 60.
BAR01B
BAR01C
PARAMETER FITTING 2.
1 1 1 40 1. 1. 247.5 16.5 498.
BLANK
5.E-5 .01 .146 .0969 .0608 .096 .05 .05
8.96 .85 .032 .05 .13 .01
1 1.0 13.3068 50.
BLANK
10 8 11 4
21
31
40
50
BLANK
71SAIDA
72PM 1
74SPEED 2
FINISH
C-----G2-----
59BAR02A 15064.3 60. 9.3
BAR02B
BAR02C
PARAMETER FITTING 2.
1 1 1 2 1. 1. 192. 18. 360.
BLANK
1.E-5 .05 .8958 .8645 .1198 .1969 .08 .1
6. .535 .032 .05 .13 .05
1 1.0 .00900633 50.
BLANK
10 8 11
21
31
40
50
BLANK
71SAIDA2
72PM2 1
74SPEED2 2
FINISH
C-----G3-----
59BAR03A 11549.3 60. 4.7
BAR03B
BAR03C
PARAMETER FITTING 2.
1 1 1 2 1. 1. 128. 13.8 252.
BLANK
1.E-5 .1 1.3125 1.2578 .1813 .25 .14 .16
5.89 .6 .032 .05 .13 .1
1 1.0 .0042358 50.
BLANK
10 8 11

```

21
31
40
50
BLANK
71SAIDA3
72PM3 1
74SPEED3 2
FINISH
/OUTPUT
BAR08ABAR09ABAR09BBAR09CBAR07ABAR03ABAR04ABAR06ABAR05ABAR02ABAR01ATACS01TACS02
TACS03
BLANK TACS
BLANK MODELS
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK