

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Fábio Marcelino de Paula Santos

Estudo do Desempenho do Controle Automático de
Geração em Sistemas Elétricos de Potência

VIÇOSA
2010

Fábio Marcelino de Paula Santos

**Estudo do Desempenho do Controle Automático de
Geração em Sistemas Elétricos de Potência**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 - Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marco Aurélio de Almeida Castro

VIÇOSA
2010

FÁBIO MARCELINO DE PAULA SANTOS

**ESTUDO DO DESEMPENHO DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE
GERAÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 - Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 12 de Novembro de 2010.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Marco Aurélio de Almeida Castro - Orientador
Universidade Federal de Viçosa

Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Prof. Dr. José Tarcísio de Resende - Membro
Universidade Federal de Viçosa

**VIÇOSA
2010**

*Com muito orgulho e satisfação
dedico este trabalho a meus pais Daniel e Helena,
pelo apoio incondicional em todos os momentos,
pelas oportunidades que me proporcionaram e,
principalmente, pelo exemplo que me passaram ao longo de toda a minha vida,
para a formação do meu caráter e para a minha realização,
tanto pessoal, quanto profissional.*

Agradecimentos

À minha família, que sempre me apoiou em todas as minhas escolhas ao longo de todos esses anos. Aos meus grandes amigos que fiz em Viçosa e tornaram todos os meus desafios mais fáceis. Aos professores com quem tive a oportunidade de aprender, e em especial ao professor Marco Aurélio, pela disposição e paciência em ajudar no desenvolvimento deste trabalho e em tudo mais que precisasse. Ao Departamento de Engenharia Elétrica que nesses dias se tornou minha segunda moradia. E, principalmente, a Deus, por iluminar e continuar iluminando minha vida e por colocar todas essas pessoas admiráveis no meu caminho.

"O êxito não é permanente, e fracassar não é mortal."

Mike Ditka

Resumo

A função principal de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é de converter formas de energia presentes na natureza em forma de eletricidade, e de transportá-la até os centros consumidores. Por exemplo, converter e transportar até os centros consumidores a energia potencial da água ou a energia liberada na queima de combustíveis fósseis. A grande vantagem da energia elétrica é que podemos transportá-la e controlá-la com relativa facilidade e com alto grau de eficiência e confiabilidade. Vários níveis de controle, com inúmeros dispositivos, são utilizados para fazer com que os SEPs sejam capazes de usar das vantagens acima citadas e atender aos seus requisitos e objetivos. A atuação destes controles dependem do estado de operação em que se encontram os SEPs. Em condições normais, o objetivo dos controles é basicamente de manter a tensão e a frequência próximas de seus valores nominais da maneira mais eficiente possível. Quando em condições adversas, novos estados devem ser alcançados fazendo com que o sistema retorne para sua condição normal de operação. O propósito do projeto desenvolvido é modelar componente a componente uma geração hidrelétrica para que se entenda melhor como distúrbios externos afetam seus componentes e conseqüentemente o conjunto da geração como um todo. Para tal, sabe-se que o controle de SEPs é facilitado pela aplicação da propriedade de desacoplamento entre os pares de variáveis: potência ativa (P) - frequência da tensão nas barras (f) e potência reativa (Q) - magnitude da tensão nas barras (V). Ou seja, os fluxos de potência ativa e potência reativa em um SEP são razoavelmente considerados independentes um do outro e influenciados por diferentes ações de controle. Assim, modelando os componentes de um SEP usando o software Matlab é possível de identificar as contribuições dos componentes individualmente. Para tanto, analisou-se os componentes do Controle Automático de Geração, controles de regulação primária e secundária que agem sobre a potência ativa e a frequência da tensão. Analisou-se também a ação desse tipo de controle em sistemas interligados e as suas diferentes formas de atuar nessa situação.. Desta forma, foi possível de se estudar, analisar e classificar os tipos de distúrbios que podem ser encontrados no sistema e as formas de atuação dos controles para saná-los.

Abstract

The main function of a Electrical Power System (EPS) is to convert forms of energy that appears in nature in electricity, and carry it to the big consumers. For instance, convert and carry to the big consumers the potential energy of water or the released energy that the burn of the fossil fuels generates. The major advantage of the electrical energy is that we can carry and control it with relative easiness and with a high efficiency and reliability. Several levels of control, with uncountable devices, are used to assure that EPSs can use the advantages already described to attend its requirements and objectives. These controls' acts, depends on the state of operation that the EPSs are. In regular situations, the controls' objective is, basically, maintain the voltage and the frequency in their nominal values in the most efficient way. In adverse situations, new levels must be found, forcing the system to get back to its normal operational condition. The main objective of this developed project it to model component to component a entire hydroelectric plant to understand better how outside perturbations affect its components and consequently the generation plant at all. For this, is known that EPSs control is facilitated with the application of the uncoupling of the variables pairs: active power (P) - voltage frequency in the bars (f) and reactive power - voltage magnitude in the bars (V). I.e., the active power and reactive power flows in a EPS can be considered independents of each other and influenced by different kinds of control actions. So, modeling the components of a EPS using the software Matlab it is possible identify the contribution of each component individually. For this, the components of the Automatic Generation Control got analyzed, the primary and secondary controls that acts in the active power and frequency control. Was analyzed also how these controllers act in interconnected systems and their different ways of acting. Thus, was possible to study, analyze and to classify the kinds of disturbs that it is possible to occur in a system and the way the controllers will act to solve them.

Sumário

Lista de Figuras

1	Introdução	11
1.1	Sistemas Elétricos de Potência	11
1.2	Objetivos	12
1.2.1	Objetivos Gerais	12
1.2.2	Objetivos Específicos	12
2	Materiais e Métodos	13
2.1	Geradores Síncronos	13
2.1.1	Introdução	13
2.1.2	O Campo Magnético Girante	13
2.1.3	Princípio de Funcionamento	14
2.1.4	Características do Rotor	14
2.1.5	Controle da Frequência e da Tensão Eficaz	15
2.2	Diagrama de Blocos	16
2.3	Modelagens Específicas	17
2.3.1	Máquinas Síncronas	17
2.3.2	Turbinas Hidráulicas	21
2.3.3	Característica Singular da Turbina Hidráulica	24
2.4	Controle Carga-Frequência	25
2.4.1	Regulação Própria da Carga	25

2.4.2	Regulação Primária	26
2.4.3	Regulação Secundária	29
2.4.4	Operações com Sistemas Interligados.	33
3	Resultados e Discussões	35
3.1	Geradores Síncronos	35
3.2	Turbinas Hidráulicas	36
3.2.1	Turbinas Sem Compensador	36
3.2.2	Turbinas Compensadas	37
3.3	Regulação Própria	38
3.4	Regulação Primária	39
3.5	Regulação Automática de Geração	40
3.6	Sistemas Interligados	40
3.6.1	Operação sem Regulação Secundária	41
3.6.2	Sistema com RAG completo, operando no modo TLB	42
3.6.3	Acerto do Bias, modo TLB	44
3.6.4	Sistema com RAG completo, operando no modo FF	46
4	Conclusões	49
	Referências	50

Lista de Figuras

1	Tipos de Rotores	15
2	Exemplo de Diagrama de Blocos	16
3	Máquina Síncrona	17
4	Diagrama de blocos da equação swing.	20
5	Diagrama de blocos da equação swing com desvios de potência.	21
6	Representação de um sistema hidráulico.	21
7	Função de transferência para turbinas hidráulicas.	24
8	Resposta à um degrau unitário aplicado à função de transferência para turbinas hidráulicas.	24
9	Diagrama de blocos com amortecimento.	26
10	Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.	27
11	Diagrama de Blocos de Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.	27
12	Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com queda de velocidade.	28
13	Característica Frequência x Potência.	29
14	Ajuste do Parâmetro R.	29
15	Dispositivo de Regulação Secundária.	30
16	Diagrama de Blocos do Controle Secundário.	31
17	Malha de Controle Secundário.	31
18	Característica f x P com Regulação Secundária.	32
19	Diagrama de Blocos com regulação primária e secundária e com controle de intercâmbio.	33

20	Simulação de uma Máquina Síncrona	36
21	Simulação de Colapso de uma Máquina Síncrona	36
22	Turbinas Hidráulicas Não-Compensadas	37
23	Turbinas Hidráulicas Não-Compensadas	37
24	Turbinas Hidráulicas Compensadas	38
25	Turbinas Hidráulicas Compensadas	38
26	Máquina Síncrona	39
27	Diagrama de Blocos de uma Unidade Geradora com Regulação Primária. .	39
28	Diagrama de Blocos de uma Unidade Geradora com Regulação Primária. .	40
29	Diagrama de Blocos de uma Unidade Geradora com Regulação Automática de Geração.	41
30	Variações de Carga e de Frequência.	42
31	Fluxos de Potência.	42
32	Variações de Carga e de Frequência.	43
33	Fluxos de Potência.	43
34	Variações da Frequência.	44
35	Variações da Frequência.	44
36	Comportamento da Carga e da Frequência.	45
37	Fluxos de Potência.	45
38	Variações de Carga e de Frequência.	46
39	Fluxos de Potência.	46
40	Variações de Carga e de Frequência.	47
41	Fluxos de Potência.	47
42	Variações de Carga e de Frequência.	48
43	Fluxos de Potência.	48

1 *Introdução*

1.1 **Sistemas Elétricos de Potência**

A função principal de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é de converter formas de energia presentes na natureza em forma de eletricidade, e de transportá-la até os centros consumidores. A grande vantagem de se utilizar a energia elétrica é que podemos transportá-la e controlá-la com relativa facilidade e com alto grau de eficiência e confiabilidade [1].

O planejamento e operação de um SEP deve satisfazer algumas condições fundamentais:

- O sistema deve ser capaz de suprir as contínuas mudanças na carga.
- O sistema deve suprir energia com o menor custo econômico e impacto ecológico possível.
- A qualidade no suprimento de energia deve atender um desempenho mínimo em relação à variação de frequência, à variação de tensão e ao nível de confiabilidade.

Vários níveis de controle, com inúmeros dispositivos, são utilizados para fazer com que os SEPs sejam capazes de atender aos requisitos acima citados. Tais controles dependem do estado de operação em que se encontram os SEPs. Em condições normais, o objetivo dos controles é basicamente de manter a tensão e a frequência próximas de seus valores nominais da maneira mais eficiente possível. Quando em condições adversas, novos objetivos devem ser alcançados fazendo com que o SEP retorne para uma condição normal de operação.

O controle de SEPs é facilitado pela aplicação da propriedade de desacoplamento entre os pares de variáveis: potência ativa - frequência da tensão nas barras e potência reativa - magnitude da tensão nas barras. Ou seja, os fluxos de potência ativa e potência reativa em

um SEP são razoavelmente considerados independentes um do outro e influenciados por diferentes ações de controle. Embora variações na potência ativa possam afetar tensão nas barras e mudanças na potência reativa possam influenciar a frequência, dentro da faixa normal de operação estes efeitos cruzados são apenas marginais. Assim, controlando-se o torque entregue pelas máquinas primárias aos geradores controla-se essencialmente a potência ativa e conseqüentemente a frequência. Da mesma forma, através de variações apropriadas da excitação de campo dos geradores controla-se a potência reativa e conseqüentemente a tensão terminal da máquina.

Este trabalho aborda principalmente o problema do Controle Carga-Frequência em SEPs, voltando o seu enfoque para o controle da malha de regulação secundária, mais comumente denominado Controle Automático de Geração. O objetivo primordial deste tipo de controle é de restabelecer a frequência ao seu valor de referência (60 Hz no sistema Nacional).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

Desenvolver em ambiente de simulações dinâmicas os conceitos e validações dos modelos do Controle Automático de Geração.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Apresentar equações diferenciais que descrevam o comportamento dinâmico do sistema e suas respectivas equações de transferência.
2. Modelar individualmente os componentes dos sistemas a serem implementados.
3. Causar distúrbios e estudar reações correspondentes nos componentes já modelados.
4. Integrar os componentes para a formação dos controles de interesse.
5. Analisar reações dos sistemas por meio de distúrbios induzidos.

2 Materiais e Métodos

2.1 Geradores Síncronos

2.1.1 Introdução

O gerador síncrono é um dos dispositivos eletromecânicos mais utilizados no mundo, tendo papel fundamental nos sistemas de geração de energia elétrica, transformando energia mecânica, fornecida a seu eixo, em energia elétrica, com frequência e potência diretamente dependentes da máquina primária.

Atuando como fornecedor de potência trifásica e monofásica, o gerador síncrono é responsável tanto pelo fornecimento da energia consumida pelas indústrias como pelo fornecimento da energia aos consumidores residenciais e comerciais.

2.1.2 O Campo Magnético Girante

É conveniente fazer uma revisão acerca dos aspectos gerais da máquina síncrona trifásica, partindo de sua operação mais comum, que é como gerador. Um dos elementos básicos de funcionamento da máquina síncrona é o estabelecimento do campo magnético girante no estator. Quando os terminais do estator são ligados a uma fonte de tensão alternada, trifásica e equilibrada, é estabelecido o campo magnético girante no entreferro, com velocidade de rotação dada por:

$$N = \frac{120f}{P} \quad (2.1)$$

Onde: f = frequência da f.e.m. gerada (Hz);

P = número de pólos do Gerador Síncrono;

N = velocidade da máquina primária (RPM);

Nesse momento observa-se uma característica fundamental dessa máquina: como o próprio nome diz, gerador "síncrono", ela possui uma relação direta entre o número de rotações e a frequência da força eletromagnética gerada.

2.1.3 Princípio de Funcionamento

O campo girante gerado, atravessando o entreferro, induz tensões nos enrolamentos do rotor e, como estes formam um circuito fechado, estabelece-se a circulação de correntes. Essas correntes também produzem seu próprio campo girante, o qual, ao interagir com o campo girante do estator, produz como resultado um conjugado eletromagnético, fazendo com que o rotor parta na mesma direção que o campo girante do estator. Essa indução de tensões baseia-se diretamente na Lei da indução eletromagnética de Faraday, de 1831, que mostra a geração de uma tensão através do movimento relativo entre um campo magnético e um condutor de eletricidade [2].

- De acordo com a Lei de Lenz, o torque eletromagnético (desenvolvido no condutor da armadura que é percorrido por uma corrente) opõe-se a rotação do campo magnético do rotor em relação à armadura.
- A tensão gerada (induzida) na armadura produz uma corrente de armadura. A fase dessa corrente de armadura em relação à tensão gerada pelo alternador depende da natureza da carga elétrica ligada aos terminais do mesmo.
- A tensão gerada por fase $E_a f$ de um alternador mono ou polifásico pode ser estabelecida pela soma:

$$E_a f = V_t + Z_f I_f \quad (2.2)$$

Onde:

V_t é a tensão nos terminais por fase do alternador

$V_f Z_f$ é a queda de tensão na impedância síncrona interna do alternador.

2.1.4 Características do Rotor

As máquinas síncronas podem apresentar dois tipos de rotores: pólos lisos e pólos salientes. O tipo de máquina síncrona que é usado nas unidades geradoras está associado

à velocidade na qual a mesma deve operar. Em unidades termoelétricas, onde as máquinas operam em alta velocidade, são utilizadas máquinas síncronas de pólos lisos, e em unidades hidroelétricas e eólicas são utilizadas máquinas síncronas de pólos salientes por que operam em baixas velocidades. [3] .

Como as máquinas de indução, as máquinas síncronas possuem enrolamentos no estator que produzem também um campo magnético girante, mas, o circuito do rotor máquina síncrona é excitado por uma fonte de corrente contínua proveniente de uma excitatriz, que é uma pequena fonte de corrente contínua. Abaixo as figuras dos rotores cilíndricos e de pólos salientes.

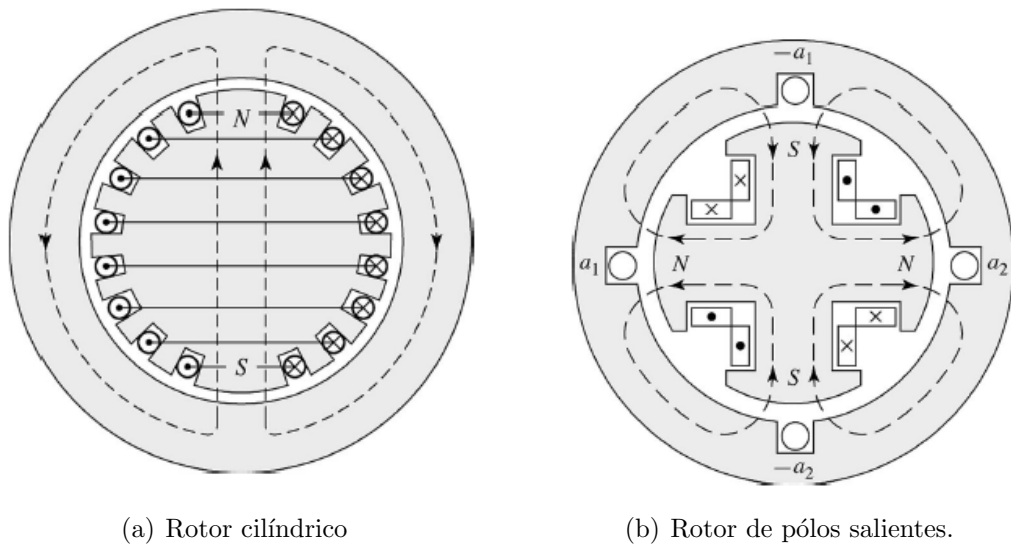


Figura 1: Tipos de Rotores

2.1.5 Controle da Frequência e da Tensão Eficaz

O tipo de carga a que um gerador síncrono é submetido influencia diretamente seu comportamento em regime de trabalho. Cargas resistivas produzem forças que se opõem ao sentido do movimento (torque frente), cargas indutivas enfraquecem o campo causando uma queda na tensão gerada e cargas capacitivas produzem um efeito magnetizante, fortalecendo o campo resultante, o que causa um aumento na tensão gerada. O fato é que essas cargas, analisadas individualmente, na prática atuam em conjunto, produzindo um efeito complexo no que diz respeito à análise do gerador. Os pólos gerados pelo campo induzido se situam em uma posição intermediária em relação aos pólos indutores. A posição destes pólos e a sua influência estão diretamente relacionadas ao fator de potência da carga, ou seja, a defasagem entre a tensão e a corrente no induzido do gerador síncrono.

Dessa forma, o controle da tensão e da frequência de um gerador síncrono deve ser feito levando-se em consideração uma combinação dos efeitos citados acima, bem como uma combinação dos métodos de controle encontrados numa usina, por exemplo.

Sendo a estrutura de controle da frequência e do valor eficaz da tensão de saída de um gerador síncrono o foco deste trabalho, maior atenção será dada a esses aspectos durante o decorrer do mesmo.

2.2 Diagrama de Blocos

A representação dos sistemas físicos por meio de equações nem sempre deixa clara a relação entre as funções de entrada e de saída desses sistemas. É, portanto, conveniente e desejável sistematizar a descrição matemática de um sistema, de tal forma que aquela relação seja expressa claramente. Um diagrama de blocos é representação gráfica do sistema em questão cujo objetivo é simplificar a esquematização e mesmo assim continuar a passar a informação que cada elemento presente possui.

As vantagens da representação de um sistema por diagramas de blocos consistem no fato de que é fácil a construção de um diagrama de blocos para todo um sistema pela simples interligação de blocos componentes, de acordo com o fluxo de sinais, e na possibilidade de avaliar a contribuição de cada componente para o desempenho global do sistema [4] .

Uma característica singular do diagrama de blocos é que, mediante a utilização de regras especiais, denominadas "Álgebra dos diagramas de Bloco", é possível de reduzir todo o sistema a um único bloco e, finalmente, achar a função global de transferência do problema, sem necessidade de resolver as equações diferenciais, muitas vezes complexas, que o regem. Na Figura 2, segue um exemplo de um diagrama de bloco:

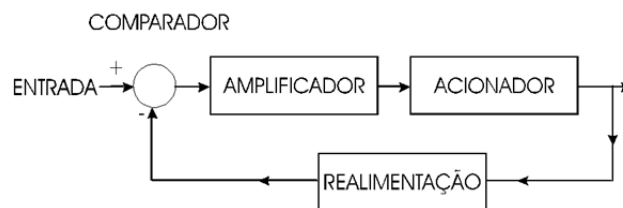


Figura 2: Exemplo de Diagrama de Blocos

2.3 Modelagens Específicas

Para uma total compreensão dos Reguladores Automáticos de Geração, cada um de seus componentes serão modelados e estudados individualmente antes do estudo de todo o sistema.

2.3.1 Máquinas Síncronas

Para estudar um sistema, é necessário que este seja convenientemente descrito através de equações matemáticas. As equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema podem ser obtidas através de um balanço de potência em cada máquina do sistema [5].

Seja a máquina síncrona representada na figura 3 abaixo, a segunda Lei de Newton em sua forma rotacional fornece:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a \quad (2.3)$$

Onde:

$J \rightarrow$ momento de inércia combinado (gerador-turbina), [kg/m^2].

$\omega_m \rightarrow$ velocidade angular do rotor em radianos mecânicos, [rad/s].

$T_a \rightarrow$ torque acelerante, [$N.m$].

$t \rightarrow$ tempo, [s].

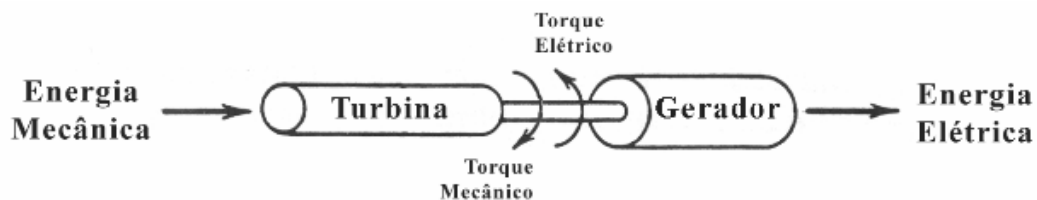


Figura 3: Máquina Síncrona

O torque acelerante (T_a) é o torque resultante da diferença entre o torque mecânico e o torque elétrico.

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.4)$$

Onde:

$T_m \rightarrow$ torque mecânico, [N.m].

$T_e \rightarrow$ torque elétrico, [N.m].

Em regime esta diferença é nula e não há aceleração ($T_a = 0$). Durante perturbações, contudo, $T_a \neq 0$.

Definindo-se a constante de inércia H como a energia cinética armazenada à velocidade nominal sobre potência aparente nominal da máquina tem-se:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{0m}^2}{S_N} \quad (2.5)$$

Onde:

$\omega_{0m} \rightarrow$ velocidade angular do rotor em radianos mecânicos, [rad/s].

$S_N \rightarrow$ potência aparente nominal da máquina, [VA].

Substituindo as equações 2.4 e 2.5 na 2.3, tem-se:

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{T_m - T_e}{S_N / \omega_{0m}} \quad (2.6)$$

Notando-se que:

$$\frac{S_N}{\omega_{0m}} = T_N \quad (2.7)$$

$$\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{\omega_r / np}{\omega_0 / np} = \frac{\omega_r}{\omega_0} = \bar{\omega}_r \quad (2.8)$$

Onde:

$T_N \rightarrow$ torque nominal da máquina, [N.m].

$\omega_r \rightarrow$ velocidade angular do rotor em radianos elétricos, [rad/s].

$\omega_0 \rightarrow$ velocidade angular nominal do rotor em radianos elétricos, [rad/s].

$\bar{\omega}_r \rightarrow$ velocidade angular do rotor em radianos elétricos, [rad/s].

$np \rightarrow$ número de par de pólos.

Substituindo-se as equações 2.7 e 2.8 na 2.6 tem-se:

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (2.9)$$

Onde:

$\bar{T}_m \rightarrow$ torque mecânico, [pu].

$\bar{T}_e \rightarrow$ torque elétrico, [pu].

Ao invés de se medir a posição angular em relação a um eixo fixo, é mais conveniente fazê-lo em relação a um eixo de referência que gira a velocidade síncrona em relação ao eixo fixo. Seja δ a posição angular do rotor, em radianos elétricos, em relação ao eixo de referência que gira na velocidade síncrona da máquina, e δ_a , a sua posição em t igual a zero, tem-se:

$$\delta = \omega_r t - (\omega_0 t + \delta_0) \quad (2.10)$$

Derivando-se a equação 2.10 em relação ao tempo, duas vezes consecutivas, obtém-se:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_0 = \Delta\omega_r \quad (2.11)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d\Delta\omega_r}{dt} \quad (2.12)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \omega_0 \frac{d\omega_r}{dt} = \omega_0 \frac{d\Delta\omega_r}{dt} \quad (2.13)$$

Substituindo-se $d\bar{\omega}_r/dt$ na equação 2.9 tem-se:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (2.14)$$

A equação 2.14 representa a equação de movimento de uma máquina síncrona, comumente chama de equação swing.

A figura 4 mostra o diagrama de blocos da equação 2.14.

Em estudos do tipo carga-freqüência é comum representar a relação acima em termos de potência mecânica e elétrica ao invés do torque. A relação entre potência P e o torque T é dada por:

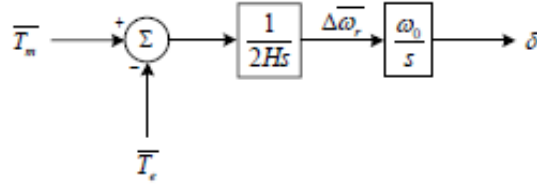


Figura 4: Diagrama de blocos da equação swing.

$$P = \omega_r T \quad (2.15)$$

Considerando pequenos desvios em torno do valor nominal e negligenciando os termos marginais temos:

$$P = P_0 + \Delta P \quad (2.16)$$

$$T = T_0 + \Delta T \quad (2.17)$$

$$\omega_r = \omega_0 + \Delta\omega_r \quad (2.18)$$

Substituindo as equações acima na equação 2.15 tem-se:

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (2.19)$$

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega_r \quad (2.20)$$

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0}) \Delta\omega_r \quad (2.21)$$

Como em regime permanente os torques elétricos e mecânicos são iguais ($T_{m0} = T_{e0}$), e com a velocidade expressa em pu, $\omega_0 = 1$, tem-se:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (2.22)$$

Fazendo também $M = 2H$, o diagrama de blocos da figura 4, se torna então:

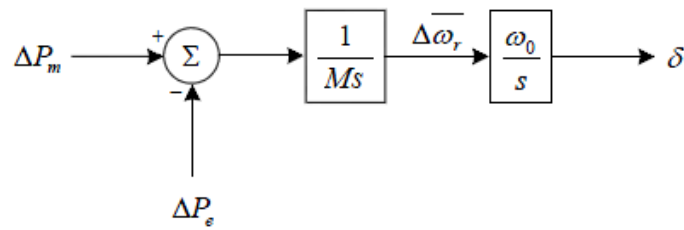


Figura 5: Diagrama de blocos da equação swing com desvios de potência.

2.3.2 Turbinas Hidráulicas

A figura 6 representa esquematicamente o reservatório, o conduto forçado, o distribuidor e a turbina de uma unidade hidráulica. Onde H é a altura de água no reservatório em relação ao nível do distribuidor, U é a velocidade da água no conduto forçado, G é a posição da válvula de abertura e L é o comprimento do conduto forçado.

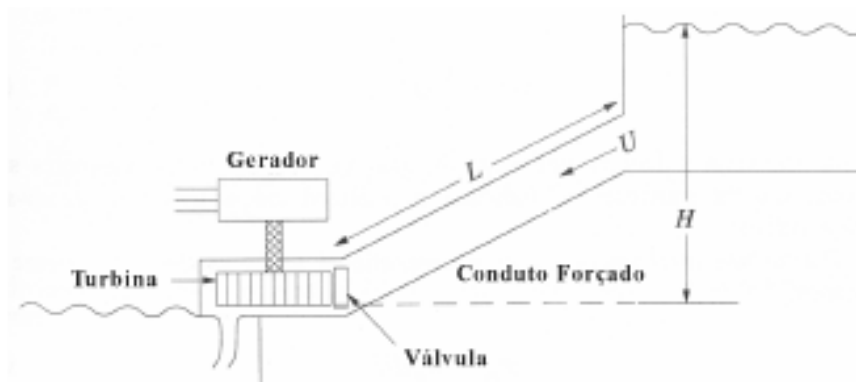


Figura 6: Representação de um sistema hidráulico.

A representação de uma turbina hidráulica em estudos de estabilidade é normalmente baseada nos seguintes pressupostos [1].

- A resistência hidráulica é desprezível.
- A tubulação do conduto forçado é inelástica e a água é incompressível.
- A velocidade da água é diretamente proporcional a abertura da válvula e a raiz quadrada da coluna hidráulica líquida.
- A potência da turbina é proporcional ao produto entre altura da coluna d'água e a vazão.

As características da turbina e do conduto forçado são determinadas por três equações básicas relacionadas à [1]:

- Velocidade da água no conduto forçado.
- Potência mecânica da turbina.
- Aceleração da coluna d'água.

A velocidade da água no conduto forçado é dada por:

$$U = K_m G \sqrt{H} \quad (2.23)$$

Para pequenas perturbações tem-se:

$$\Delta U = \frac{\partial U}{\partial H} \Delta H + \frac{\partial U}{\partial G} \Delta G \quad (2.24)$$

Substituindo as expressões das derivadas parciais e dividindo a equação 2.24 por $U_0 = K_a G_0 \sqrt{H_0}$ tem-se:

$$\frac{\Delta U}{U_0} = \frac{\Delta H}{2H_0} + \frac{\Delta G}{G_0} \quad (2.25)$$

Normalizando:

$$\Delta \bar{U} = \frac{1}{2} \Delta \bar{H} + \Delta \bar{G} \quad (2.26)$$

Observando que o indicador \bar{U} indica valores normalizados com base nos valores em regime permanente.

Para a potência mecânica da turbina tem-se:

$$P_m = K_p H U \quad (2.27)$$

Analogamente ao primeiro item obtém-se:

$$\Delta \bar{P}_m = \Delta \bar{H} + \Delta \bar{U} \quad (2.28)$$

Substituindo $\Delta \bar{H}$ da equação 2.26 na equação acima.

$$\Delta \bar{P}_m = 3\Delta \bar{U} - 2\Delta \bar{G} \quad (2.29)$$

Para a aceleração da coluna d'água causada por pela altura H , de acordo com a segunda lei de Newton, pode ser expressada por

$$(\rho LA) \frac{d\Delta U}{dt} = -A(\rho a_g) \Delta H \quad (2.30)$$

Onde:

$L \rightarrow$ tamanho do conduto forçado.

$A \rightarrow$ área do duto.

$\rho \rightarrow$ densidade.

$t \rightarrow$ tempo em segundos.

Dividindo ambos os lados por $A\rho a_g H_0 U_0$, a equação da aceleração normalizada torna-se:

$$T_w \frac{d\Delta \bar{U}}{dt} = -\Delta \bar{H} \quad (2.31)$$

Sendo por definição:

$$T_w = \frac{LU_0}{a_g H_0} \quad (2.32)$$

Nesse caso T_w é reconhecido como a constante de tempo de inércia da água. Ele representa o tempo necessário que uma coluna de água de altura H_0 gasta para acelerar a água no conduto forçado do repouso até a velocidade U_0 .

A equação 2.31 representa uma importante característica de um sistema hidráulico. Se uma pressão é aplicada no final do conduto forçado fechando a válvula de abertura, a água neste irá desacelerar. Isso significa que, se existir uma mudança de pressão positiva, existirá como consequência uma mudança de aceleração negativa.

Das equações 2.26 e 2.31, pode-se expressar a relação entre a velocidade e a posição da válvula de abertura, dada por:

$$T_w \frac{d\Delta \bar{U}}{dt} = 2(\Delta \bar{G} - \Delta \bar{H}) \quad (2.33)$$

Aplicando Laplace e substituindo $\Delta \bar{U}$ da equação 2.29, obtém-se:

$$T_w \frac{\Delta \bar{P}_m}{\Delta \bar{G}} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \quad (2.34)$$

A equação 2.34 representa a função de transferência clássica para uma turbina hidráulica. Ela mostra como a potência de saída da turbina muda em resposta a uma mudança na posição da válvula de abertura.

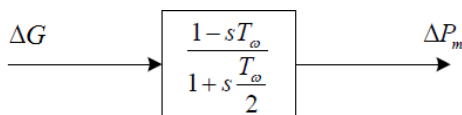


Figura 7: Função de transferência para turbinas hidráulicas.

2.3.3 Característica Singular da Turbina Hidráulica

A função de transferência dada pela equação 2.34 representa um sistema de fase não mínima, ou seja, a variação inicial da potência é oposta à variação final. Para melhor se observar, será aplicado um degrau unitário àquela função de transferência.

$$\Delta P_m(s) = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \quad (2.35)$$

O que passando para o domínio do tempo torna-se:

$$\Delta P_m(t) = -3e^{-\frac{2}{T_w}t} + 1 \quad (2.36)$$

A equação 2.36 é representada pela curva da Figura 8.

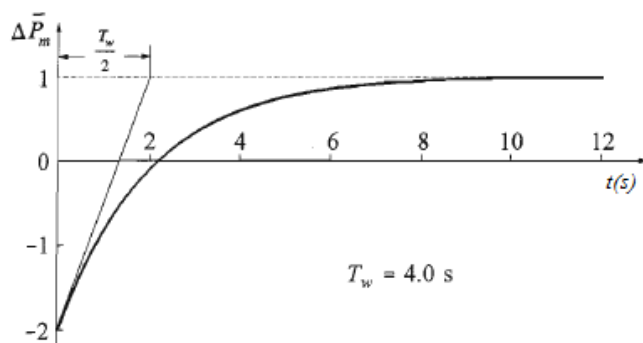


Figura 8: Resposta à um degrau unitário aplicado à função de transferência para turbinas hidráulicas.

O movimento inicial de potência é oposto àquele na mudança da posição da válvula

de controle. Isso acontece porque quando a válvula é aberta abruptamente, o fluxo não se altera imediatamente por causa da inércia da água; no entanto, a pressão na turbina é reduzida, fazendo com que a potência reduza. A seguir então, a água acelera até que o fluxo atinja o novo estado permanente, e conseqüentemente estabilize numa nova potência de saída.

Para se implementar um controle primário de velocidade utiliza-se de uma malha de retroalimentação com o erro da velocidade para controlar a abertura da válvula de controle. Porém, para turbinas hidráulicas o sistema de controle tem de apresentar um sistema peculiar por causa da inércia da água. Para uma performance de controle estável, faz-se necessário um compensador que retarda ou limita o movimento da válvula até que a água flua e a potência não se desestabilize.

2.4 Controle Carga-Frequência

2.4.1 Regulação Própria da Carga

Todo sistema de potência possui uma capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio carga-geração [6]. Geralmente, cargas em sistemas de potência são compostas de uma variedade de dispositivos elétricos. Alguns dispositivos como lâmpadas e cargas de aquecimento, são basicamente resistivas e conseqüentemente independentes da frequência. Outras, como por exemplo motores e bombas, são diretamente afetadas pelas variações de frequência. As características globais de uma carga composta dependente da frequência pode ser expressa por: [1]

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r \quad (2.37)$$

Onde:

$\Delta P_L \rightarrow$ carga não dependente da frequência.

$D\Delta\omega_r \rightarrow$ carga dependente da frequência.

$D \rightarrow$ constante de amortecimento da carga.

A constante de amortecimento é expressa por uma porcentagem de mudança na carga que gera um por cento de mudança na frequência.

O diagrama de blocos do sistema incluindo o efeito do amortecimento da carga é

mostrado na figura 9.

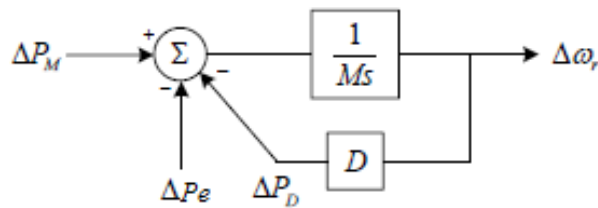


Figura 9: Diagrama de blocos com amortecimento.

2.4.2 Regulação Primária

Como visto no item anterior o sistema de potência tem a capacidade de alcançar um novo estado de equilíbrio quando ocorre um desbalanço carga-geração. Entretanto, essa auto-regulação pode levar o sistemas a níveis operativos inaceitáveis (variações de frequência de grande porte). Torna-se portanto necessária a atuação de um controlador que auxilie o sistema a encontrar um estado de equilíbrio mais aceitável.

Por esta razão as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática que atuam no sentido de aumentar ou diminuir a potência gerada quando a velocidade (ou frequência) se afasta da velocidade (ou frequência) de referência. Este primeiro estágio de controle de velocidade em uma unidade geradora é denominado Regulação Primária [7].

Existem dois tipos mais comuns de reguladores de velocidade: Os Reguladores de Velocidade Isócronos e os Reguladores de Velocidade com Queda de Velocidade. Os primeiros, segundo [7], apresentam a limitação de serem concebidos para apenas um sistema simplista de uma única máquina suprindo uma única carga. Para um sistema mais complexo estes tipos de reguladores trazem sérios problemas de instabilidade e impossibilidade de repartição adequada da carga entre as unidades geradoras. Para um estudo mais aplicado, estudou-se os Reguladores com Queda de Velocidade.

Para sistemas mais complexos, com duas ou mais unidades geradoras operando em paralelo, faz-se necessário utilizar de Reguladores de Velocidade com Queda de Velocidade, pois assim é possível de se obter uma divisão estável da carga entre as unidades geradoras. A figura 10 mostra um desenho esquemático deste tipo de regulador.

Supondo-se uma diminuição na frequência devido a um aumento de carga no sistema, haverá uma tendência de elevação do ponto B. Haverá então o deslocamento do êmbolo

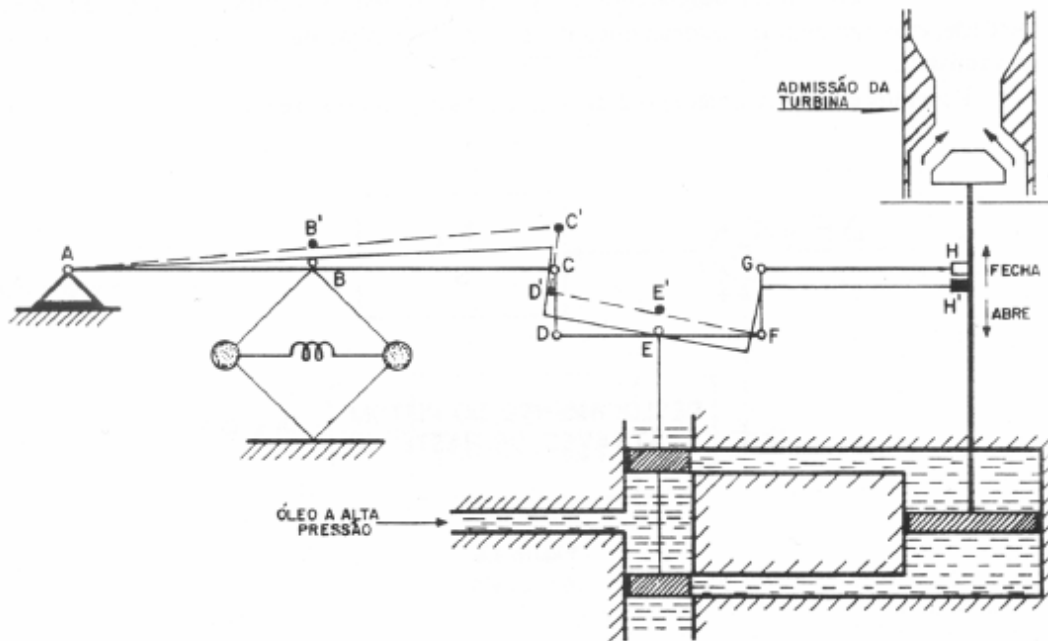


Figura 10: Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.

no sentido de abrir a válvula de admissão da turbina. O ponto H tenderá a baixar para uma nova posição H', mostrando tendência de abaixar o ponto E. Quando se retorna à posição original, o servomecanismo deixa de atuar e o sistema está de novo em equilíbrio [7].

O diagrama de blocos se torna:

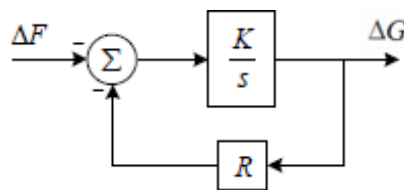


Figura 11: Diagrama de Blocos de Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.

A malha de retroalimentação apresenta uma característica estática representada pelo parâmetro R , chamado de estatismo. Esta malha age promovendo uma redução no valor de referência à medida que a unidade assume carga. Ou seja, à medida que a máquina assume carga o sistema de controle de velocidade admite uma queda na velocidade.

A função de transferência que converte um ΔF em um ΔG representada pelo diagrama de blocos da Figura 11, pode ser escrita da seguinte forma:

$$\frac{\Delta G}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + sT_G} \quad (2.38)$$

Onde o parâmetro $1/R$ é conhecido como Energia de Regulação da Máquina e $T_G = 1/RK$.

Pode-se demonstrar que o acréscimo provocado na válvula de abertura ΔG é proporcional ao acréscimo na potência gerada pela máquina ΔP_m [7], e em pu $\Delta G = \Delta P_m$. Portanto a função de transferência da equação 2.38 pode ser reescrita da seguinte forma.

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + sT_G} \quad (2.39)$$

Aplicando-se o teorema do valor final na função de transferência acima, pode-se determinar o erro em regime permanente desse tipo de regulador.

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta F} = \frac{-1}{R} \quad (2.40)$$

A Figura 12 mostra a resposta no tempo de uma unidade geradora, dotada de um regulador com estatismo, quando submetida a um aumento de carga.

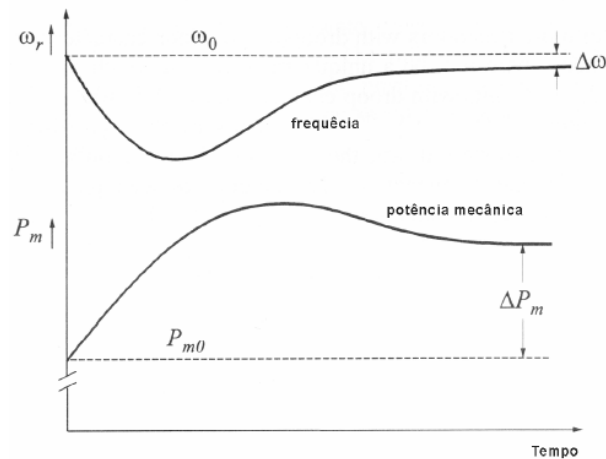


Figura 12: Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com queda de velocidade.

Com base na equação 2.40 pode-se chegar a Figura 13.

O estatismo (R) é definido como a variação da velocidade que se tem ao passar-se de carga zero para plena carga, em pu da velocidade nominal [7]. O ajuste desse parâmetro, implica em uma rotação da reta mostrada na Figura 13 em torno do ponto (P_0, f_0) como

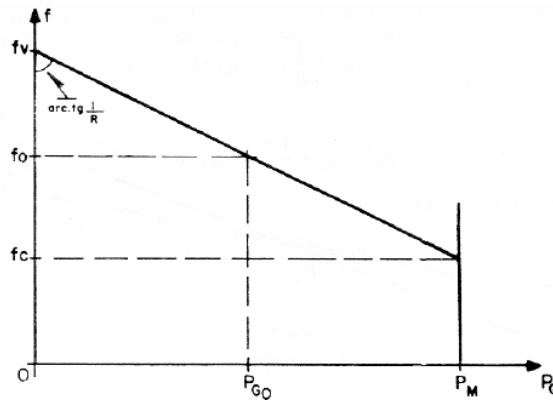


Figura 13: Característica Frequência x Potência.

mostra a figura 14.

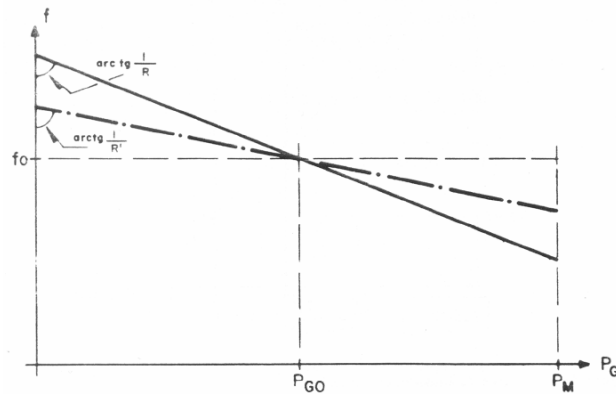


Figura 14: Ajuste do Parâmetro R.

As características de regulação dos reguladores de velocidade são melhor estudadas em [8] e [9]. No Sistema Interligado Nacional o Operador Nacional do Sistema (ONS) determina que todos os reguladores de velocidade operem com estatismo de 5% [10].

2.4.3 Regulação Secundária

Como visto na seção anterior, a regulação primária auxilia no controle da velocidade e na repartição da demanda entre as unidades geradoras do sistema. Porém, isso se dá as custas de um desvio de frequência do sistema em regime permanente. Variações de frequência no sistema poderiam se tornar inaceitáveis devido a impactos sucessivos de carga. Diversas restrições à operação com subfrequência podem ser apontadas. Abaixo lista-se algumas mais relevantes segundo [7]:

- Aumento na fadiga das unidades geradoras e conseqüente perda de vida útil.

- Cargas críticas controladas por processos síncronos, ou processos dependentes de relógios síncronos.
- Carga reativa do sistema tende a aumentar. Com frequência reduzidas, os capacitores conectados ao sistema tendem a fornecer menos reativo. A reatância dos reatores se reduz e portanto a solicitação de corrente reativa aumenta neste tipo de equipamento.

É necessário, portanto, a existência de um controle suplementar que faça a frequência retornar ao seu valor original. Este controle atua na referência dos reguladores de velocidade e constitui a chama Regulação Secundária.

Para melhor se entender, fisicamente, isto corresponde na introdução do seguinte dispositivo na Figura 10.

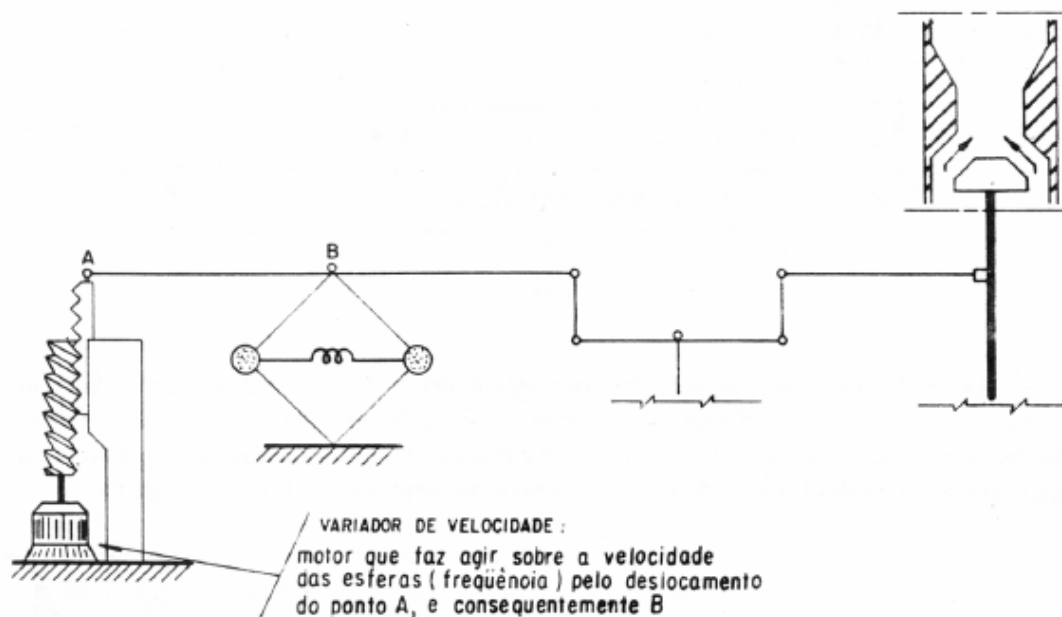


Figura 15: Dispositivo de Regulação Secundária.

No diagrama de blocos da Figura 11 isto equivale à introdução do sinal $\Delta\gamma$ como mostrado na Figura 16.

Uma estratégia de controle suplementar deve ter os seguintes requisitos segundo a referência [7]:

- A malha de controle resultante deve ser estável.
- Após uma variação de carga, ou geração, o erro de frequência deve retornar a zero.

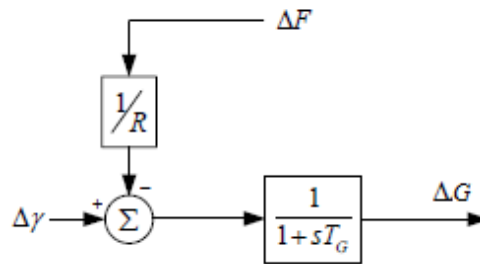


Figura 16: Diagrama de Blocos do Controle Secundário.

Para atender os requisitos acima mencionados, faz-se necessária uma malha de controle que verifique o erro de frequência do sistema e atue no regulador de velocidade de modo a eliminar esse erro. Para realizar essa função e introduzir a possibilidade de ajuste, um controlador integral associado a um ganho K_i deve ser usado, conforme a Figura 17.

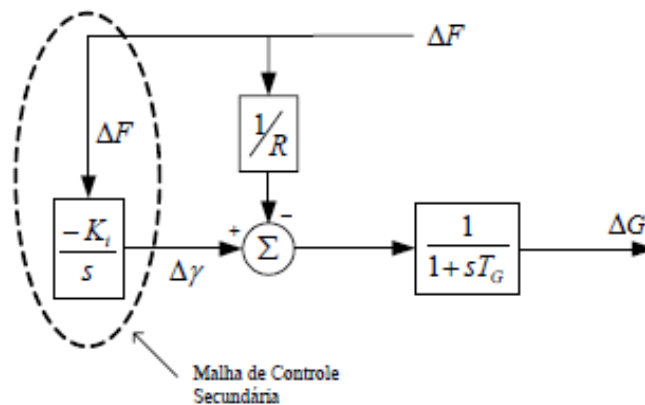


Figura 17: Malha de Controle Secundário.

A característica estática do regulador para esse novo controle permanece com a mesma inclinação, ou seja, o mesmo valor de R . No gráfico apresentado na Figura 18, a ação do controle secundário pode ser interpretada como o deslocamento vertical da curva $f \times P$ para cima ou para baixo, conforme o interesse em modificar a frequência de referência do regulador.

Este gráfico $f \times P$ nos mostra o caso de uma única unidade geradora, dotada de um regulador de velocidade com estatismo secundário e um sistema de controle secundário, alimentando uma carga. Inicialmente o sistema está operando no ponto 1. Após uma variação de carga ΔP_d a carga passará P_{d1} e a unidade geradora fornecerá $P_{G1} = P_{d1}$, porém a uma frequência mais baixa f_1 . Portanto, após a atuação da regulação primária o sistema encontra-se operando no ponto 2. O controle secundário continuará a agir e somente cessará sua atuação quando a frequência voltar ao seu valor original (f_0). Logo,

o novo ponto de operação após a atuação do controle secundário corresponderá ao ponto 3.

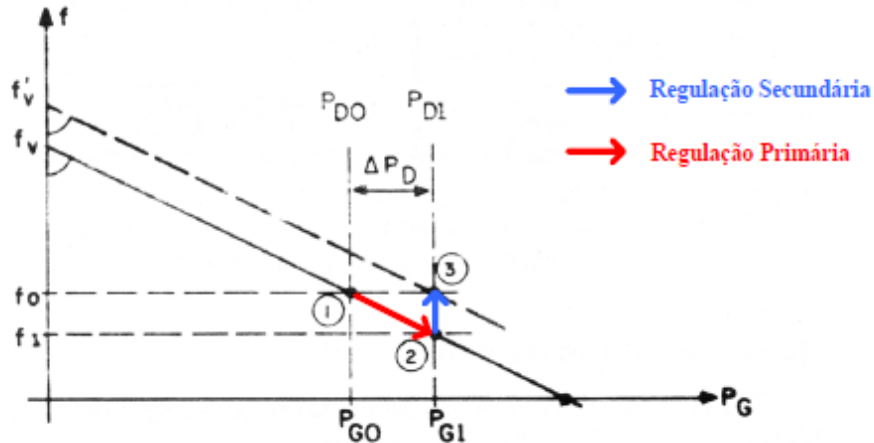


Figura 18: Característica $f \times P$ com Regulação Secundária.

A descrição anterior tomou como base a presença de uma unidade geradora. Entretanto, o raciocínio desenvolvido pode ser estendido a um sistema de uma única área de controle com n máquinas.

Considerando-se como área de controle a parte de um sistema de potência na qual os grupos de unidades geradoras respondem às variações de cargas contidas nesta parte do sistema. Desde modo pode-se deduzir que [7]:

- As áreas de controle deverão, sempre que possível, ser balanceadas em termos de carga e geração.
- As linhas de interligação entre áreas de controle deverão, sempre que possível, trabalhar com folgas suficientes para garantir intercâmbios de auxílio, intercâmbios de emergência e intercâmbios para otimização operativa do sistema.
- As unidades geradoras de uma área de controle deverão ser as mais coerentes possíveis.

O estatismo equivalente de uma área de controle pode ser obtido a partir dos estatismos individuais das unidades, ou seja:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} \quad (2.41)$$

Por se tratar de um sistema multimáquinas faz-se necessária necessária analisar o erro, que é o sinal de entrada do integrador, de uma forma global no sistema. Para essa análise, uma grandeza muito utilizada nos estudos de controle automático de geração é o Erro de Controle de Área (ECA). Como no caso possui-se uma única área de controle tem-se:

$$ECA = \Delta F \quad (2.42)$$

2.4.4 Operações com Sistemas Interligados.

Ao operar num sistema interligado, o controle secundário permanece com o objetivo principal de anular o erro de frequência do sistema, porém lhe é adicionado ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre áreas de controle vizinhas tão próximo quanto possível de valores previamente programados.

Com o objetivo de se controlar tanto os desvios de frequência como os desvios de intercâmbio, o sinal de ECA passa a ser a combinação desses dois sinais.

$$ECA = B\Delta F + \Delta T \quad (2.43)$$

Onde:

$B \rightarrow$ fator que converte um desvio de frequência em uma unidade de potência, e é denominado Bias, [MW/Hz].

$\Delta T \rightarrow$ representa a variação do intercâmbio, [MW]

O diagrama de blocos do sistema completo passa a ser então:

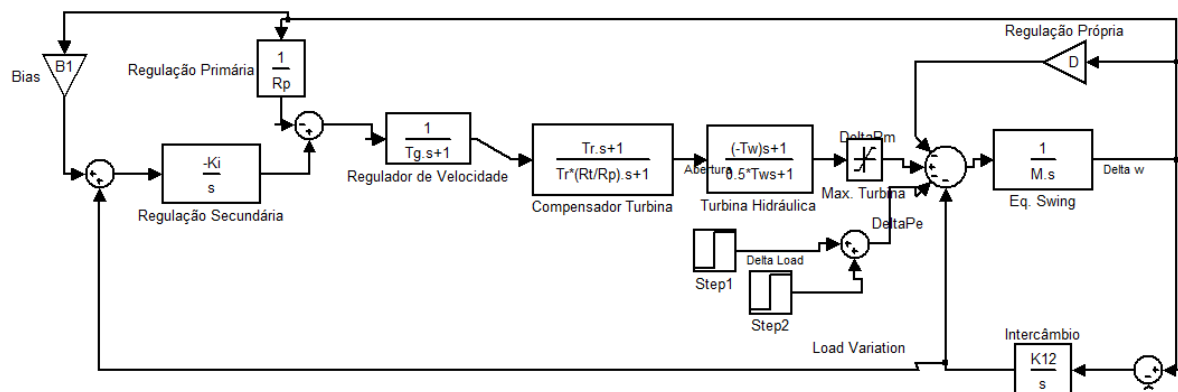


Figura 19: Diagrama de Blocos com regulação primária e secundária e com controle de intercâmbio.

Em sistemas interligados, existem três formas de operação de um CAG:

- Controle de Intercâmbio e Frequência (TLB - "Tie Line Bias Control")

$$ECA = B\Delta F + \Delta T \quad (2.44)$$

- Controle em Frequência Constante (FF - "Flat Frequency Control")

$$ECA = B\Delta F \quad (2.45)$$

- Controle de Intercâmbio Constante (FTL - "Flat Tie Line Control")

$$ECA = \Delta T \quad (2.46)$$

É importante ressaltar que no caso de mais de duas áreas de controle interligadas, é conveniente não se considerar o intercâmbio entre uma área e outra isoladamente, mas sim os intercâmbios líquidos globais entre as diversas áreas [11].

Para sistemas interligados com regulação secundária, exige-se também que, quando terminada a ação dos controladores secundários os desvios de frequência e de intercâmbio sejam nulos. Isto significa que os ECAs serão também nulos [7].

3 *Resultados e Discussões*

Após modelados os componentes do sistema em diagrama de blocos, realizou-se a simulação componente a componente em ambiente Simulink para que os estudos pudessem ser efetuados. Os valores das variáveis, em sua grande maioria, foram retirados da literatura. As constantes de controle foram acertadas para as primeiras operações e mantidas constantes ao longo das simulações para melhor efeito de comparação. São elas:

R_p	0,05	T_g	0,20	R_t	0,38	M	6,00	T_r	5,00
D	1,00	K_i	1,00	K_{12}	0,10	B_1	1,00	B_2	1,00

Tabela 1: Tabelas de Constantes

É necessário ressaltar que as entradas aplicadas aos sistemas são entradas teóricas de altas amplitudes que não acontecem na realidade. Esse fato, juntamente com o não acerto das variáveis de controle, faz com que as respostas dos sistemas, em alguns casos, apresentem transitórios consideráveis e que não podem acontecer num Sistema Elétrico de Potência real. Mas, para se estudar o nível de controle do RAG, estes tipos de entradas são aplicáveis.

3.1 Geradores Síncronos

Para se analisar o comportamento de um gerador síncrono aplicou-se um degrau de 0,5 pu, simulando uma grande adição de carga ao sistema (P_e), e uma entrada em rampa com inclinação de 0,1 e saturação em 0,5 pu, simulando um aumento de potência mecânica (P_m) oferecida pela turbina. Como é possível de se visualizar na Figura 20, a máquina sofre uma diminuição em sua velocidade de rotação e se estabiliza logo que o balanço de potências é equilibrado.

Se o balanço de potências não acontecer ($P_m = P_e$), então, teoricamente, a máquina é desligada pelo sistema de segurança. É possível se observar essa situação na Figura 21. Há um aumento de (P_e) em 0,3 pu e conseqüentemente, a máquina sofre um desaceleramento.

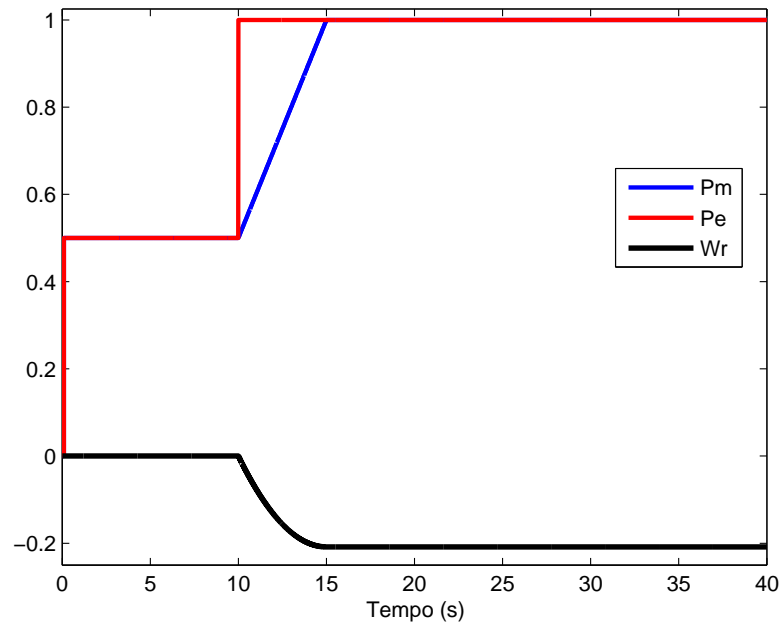


Figura 20: Simulação de uma Máquina Síncrona

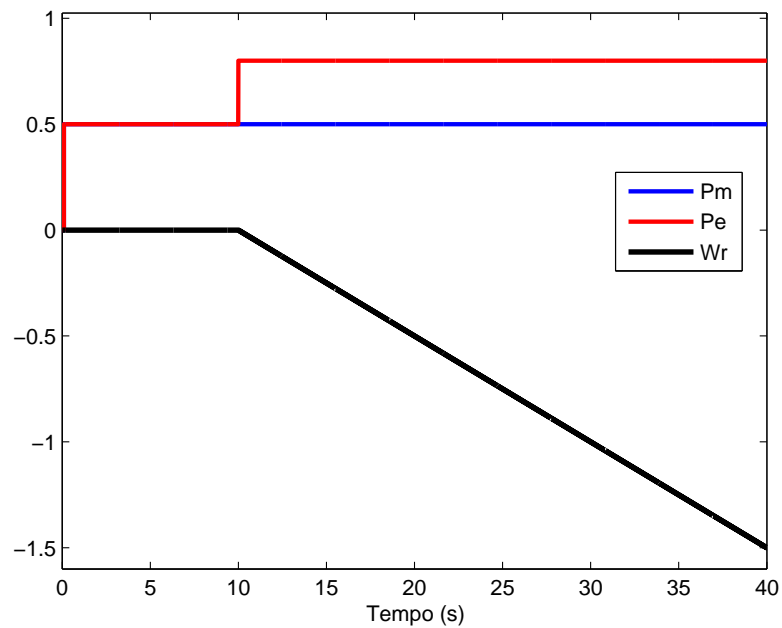
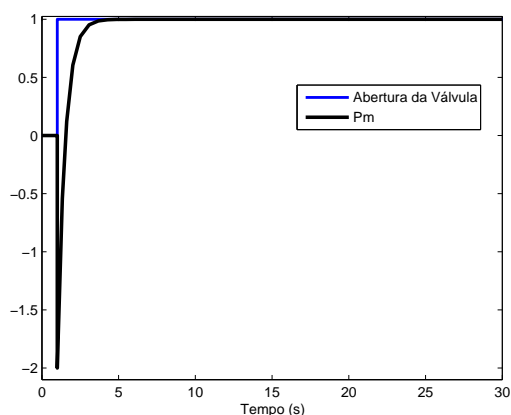


Figura 21: Simulação de Colapso de uma Máquina Síncrona

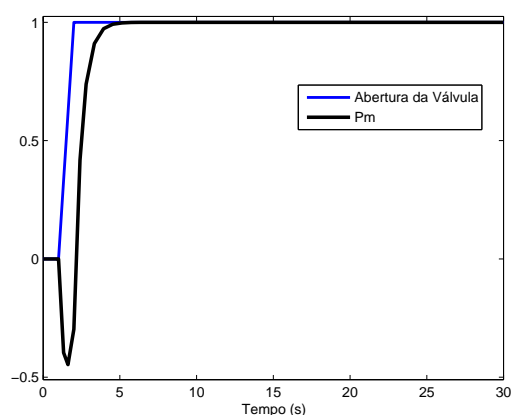
3.2 Turbinas Hidráulicas

3.2.1 Turbinas Sem Compensador

Confirmando a teoria de que a turbina hidráulica quando modelada se torna um sistema de fase não mínima, é possível de se observar que após uma mudança na válvula

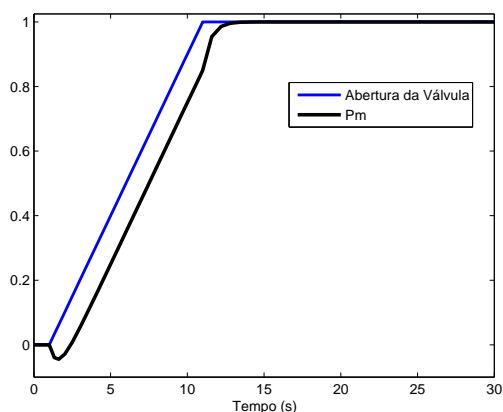


(a) Entrada Degrau Unitário.

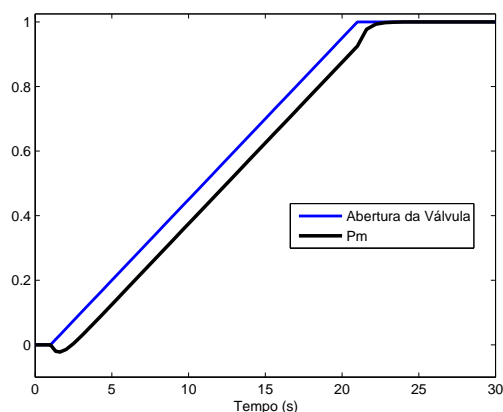


(b) Entrada em Rampa de inclinação 1.

Figura 22: Turbinas Hidráulicas Não-Compensadas



(a) Entrada em Rampa de inclinação 0,1.



(b) Entrada em Rampa de inclinação 0,05.

Figura 23: Turbinas Hidráulicas Não-Compensadas

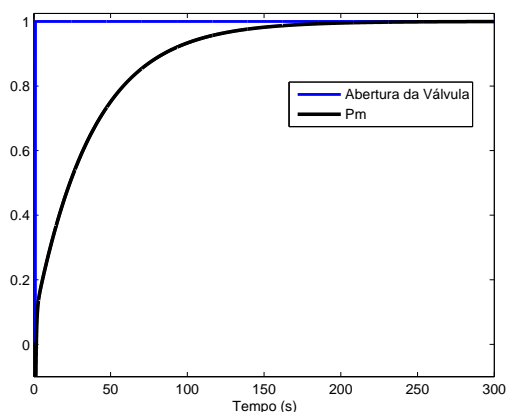
de abertura, a tendência inicial da potência mecânica é oposta à variação final.

Quando plotadas as respostas de P_m para diferentes tipos de entradas, é de fácil destaque a proporção da variação oposta da potência mecânica com a suavidade de abertura da válvula. Por esse motivo, faz-se necessário também, o uso do compensador no servo de abertura da válvula.

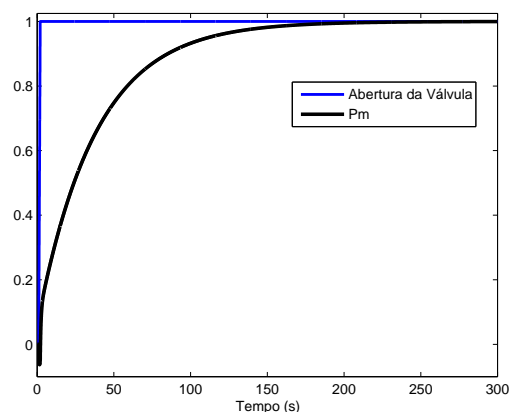
3.2.2 Turbinas Compensadas

A seguir, as figuras já com a atuação do compensador e sua importância para a estabilidade do sistema como um todo.

O compensador irá atuar no servo que controla a válvula de abertura da turbina de maneira a tentar suavizar seu movimento, proporcionalmente à variação de mudança

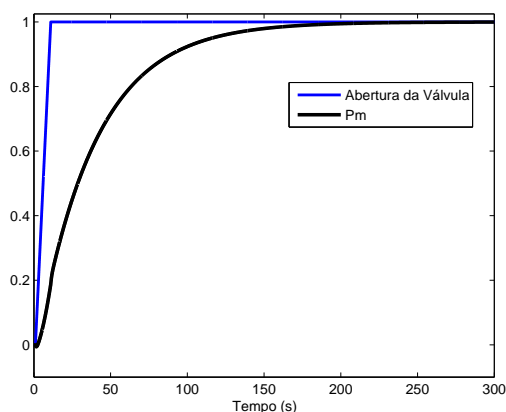


(a) Entrada Degrau Unitário.

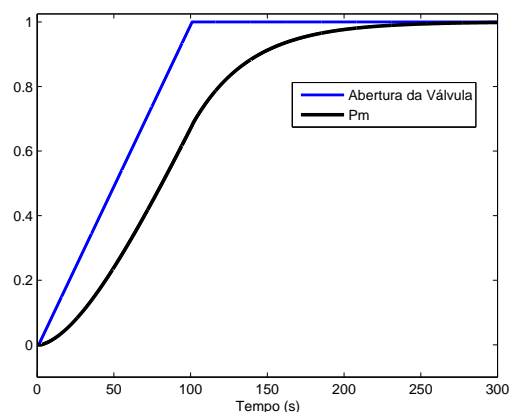


(b) Entrada em Rampa de inclinação 1.

Figura 24: Turbinas Hidráulicas Compensadas



(a) Entrada em Rampa de inclinação 0,1.



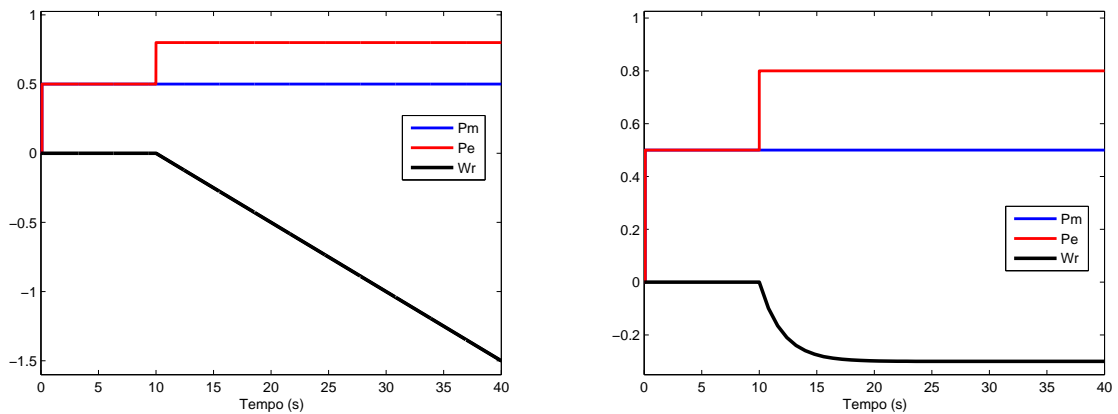
(b) Entrada em Rampa de inclinação 0,05.

Figura 25: Turbinas Hidráulicas Compensadas

de posição desejada. Se o comando de abertura for muito súbito, o compensador agirá com maior contribuição; para variações lentas, o controlador apresentará menores contribuições. Percebe-se que em certos casos, o sistema deixa de ser não mínimo, não apresentando assim comportamento oposto na saída em relação à entrada.

3.3 Regulação Própria

Como foi visto na parte de geradores síncronos, numa situação ideal, sem nenhuma perda por atrito, a máquina apresenta um aceleração uniforme quando em seu eixo há um desbalanceamento de torques, causado por um desbalanceamento de potências $P_m \neq P_e$. Na realidade, como já dito, o sistema tende a encontrar um novo estado de equilíbrio. Pode-se observar isso na figura a seguir.



(a) Simulação de uma Máquina Síncrona em Co-lapso.

(b) Simulação de uma Máquina Síncrona com Amortecimento

Figura 26: Máquina Síncrona

A situação a ser simulada é a mesma já abordada anteriormente para uma máquina síncrona ideal em colapso. Há um aumento de (P_e) em 0,3 pu e conseqüentemente, a máquina sofre um desaceleramento. Porém, com a atuação da malha de retroalimentação com o coeficiente de amortecimento, a máquina entra em um novo estado de estabilidade.

3.4 Regulação Primária

Para se estudar a regulação primária de uma unidade geradora, faz-se necessária a interligação dos componentes já estudados e a adição do regulador de velocidade com queda de velocidade. O diagrama de blocos torna-se o da Figura 27.

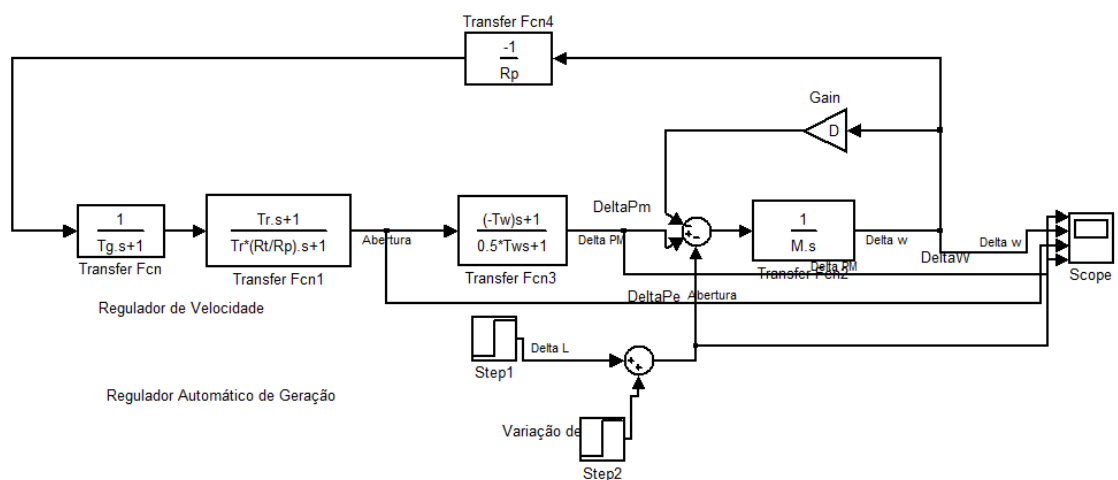


Figura 27: Diagrama de Blocos de uma Unidade Geradora com Regulação Primária.

Para se estudar o sistema, aplicou-se um degrau de 0,25 pu que simula uma adição de

carga do sistema elétrico (Figura 28). Nota-se que há um aumento da potência mecânica sobre o eixo do gerador, porém, esta não se iguala à potência elétrica, causando assim uma diminuição da velocidade e, conseqüentemente, da frequência do sistema. Essa diminuição, no caso analisado, é da ordem de 5% e já é suficiente para causar danos irreversíveis em alguns tipos de carga nesse sistema.

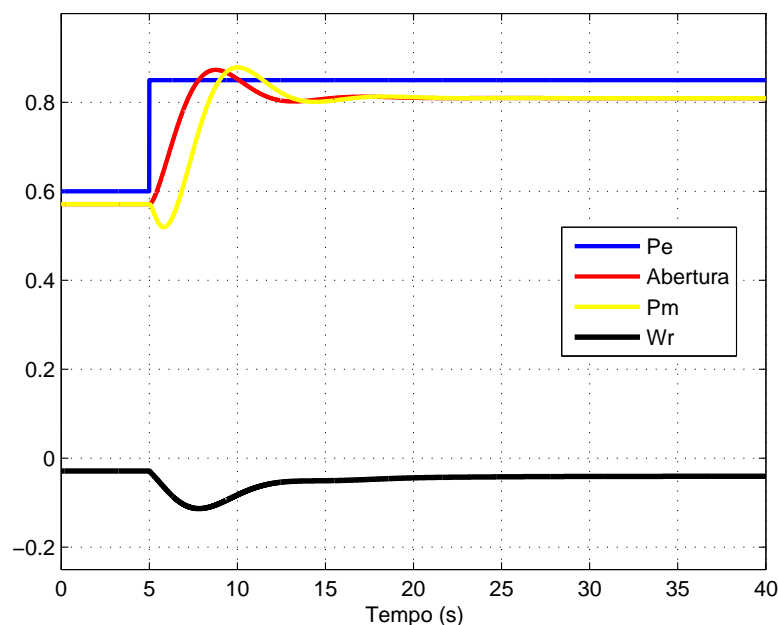


Figura 28: Diagrama de Blocos de uma Unidade Geradora com Regulação Primária.

3.5 Regulação Automática de Geração

Com o regulador completo (acrescenta-se a malha da Figura 16) ensaiou-se a mesma situação anterior, obtendo-se:

Pela Figura 29 nota-se que o balanço de potências é novamente restabelecido e que o regulador age controlando a frequência do sistema. Mesmo com uma variação grande de carga (0,25 pu), tem-se um tempo relativamente curto, cerca de 7 segundos, para que a frequência volte ao seu valor nominal.

3.6 Sistemas Interligados

Para aproximar-se as simulações de um sistema real, será simulado um SEP composto de duas unidades geradoras, com suas respectivas cargas, interligadas por uma linha de

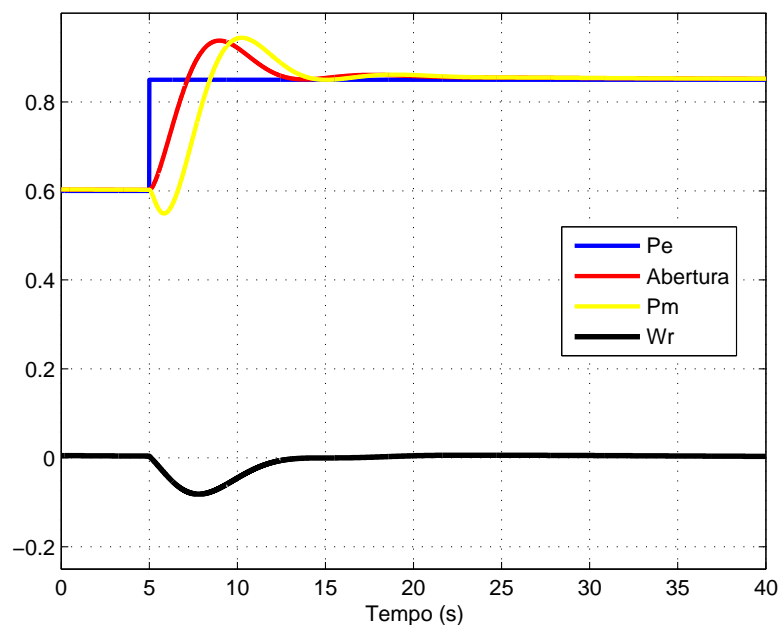


Figura 29: Diagrama de Blocos de uma Unidade Geradora com Regulação Automática de Geração.

transmissão. Considere as unidades geradoras com a mesma capacidade de geração e todos os valores em pu, tendo como base a potência dos geradores.

3.6.1 Operação sem Regulação Secundária

Inicialmente, foi simulado um aumento, em degrau de 0,2 pu na carga 1 (P_{e1}), que inicialmente era de 0,75 pu, e de 0,15 pu na carga 2 (P_{e2}), que inicialmente era de 0,6 pu, no instante de tempo igual a 5s. Os únicos sistemas de controle de frequência são os primários. Obteve-se os resultados expressos nas Figuras 30 e 31.

Como era de se esperar e se pode observar no gráfico da Figura 30, a frequência do sistema não retorna a seu valor nominal. Para melhor se compreender a influência do estatismo no sistema sem o RAG completo, simulou-se a situação em que o estatismo da área 2 é 1,5 vezes maior que o da área 1 ($R_{p2} = 1,5R_{p1}$), isso faz com que a potência total do sistema seja repartida na mesma proporção entre as unidades geradoras. Isso pode ser visto na Figura 31, quando tem-se $P_{m1} = 0,6$ pu e $P_{m2} = 0,9$ pu. Outro fator a se considerar também é o fato da existência de um fluxo de potência considerável, aproximadamente 0,25 pu, na interligação da área 1 para a área 2.

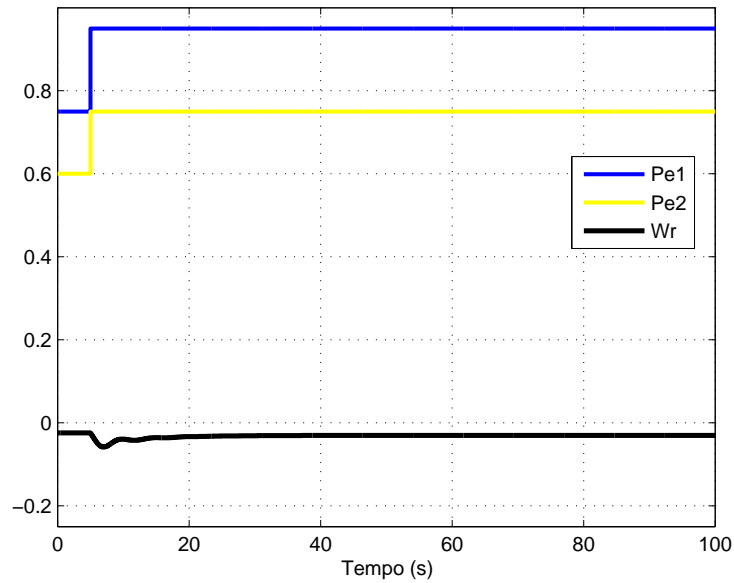


Figura 30: Variações de Carga e de Frequência.

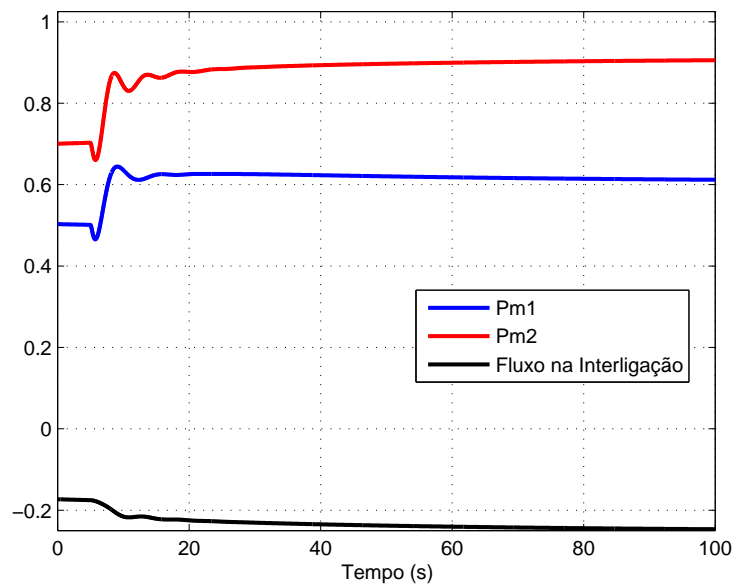


Figura 31: Fluxos de Potência.

3.6.2 Sistema com RAG completo, operando no modo TLB

Mantendo as características da simulação anterior, porém acrescentando agora o RAG completo no sistemas, tem-se as Figuras 32 e 33:

Nota-se que em relação a situação anterior, tem-se resultados completamente diferentes. A frequência retornou ao seu valor nominal, assim como a variação do fluxo de potência na interligação retornou a zero. Observa-se com isso uma das características mais

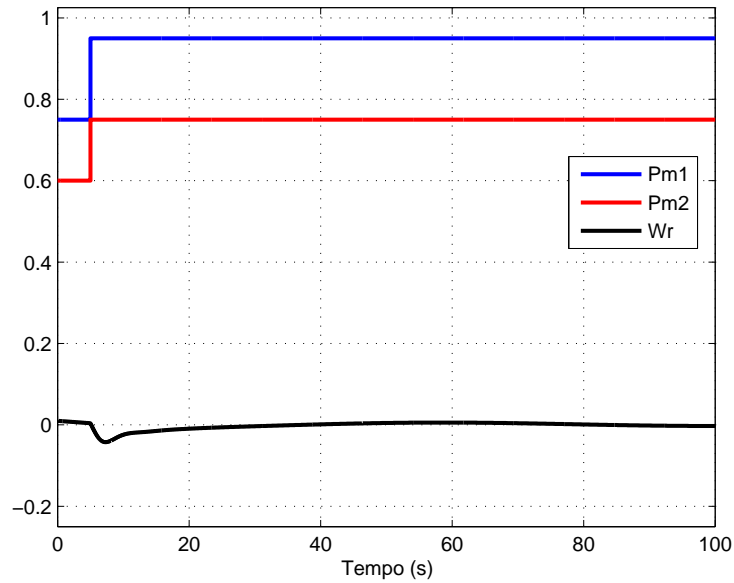


Figura 32: Variações de Carga e de Frequência.

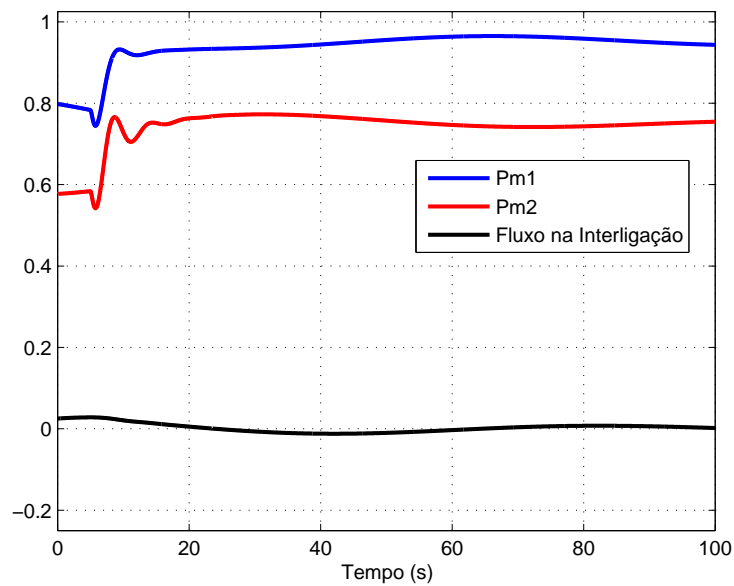


Figura 33: Fluxos de Potência.

marcantes do sistema TLB: cada área tenta atender sua própria demanda. Comparando as frequências e os fluxos na interligação nos dois ensaios, obtém-se as Figuras 34 e 35:

Observa-se porém, que o impacto inicial na frequência no sistema com RAG completo é mais sentido que no sistema apenas com regulação primária. O pico no segundo não chega a 0,07 pu, enquanto que no primeiro este chega a 0,16 pu. Conclui-se também que o fluxo de intercâmbio é mais suave no segundo ensaio.

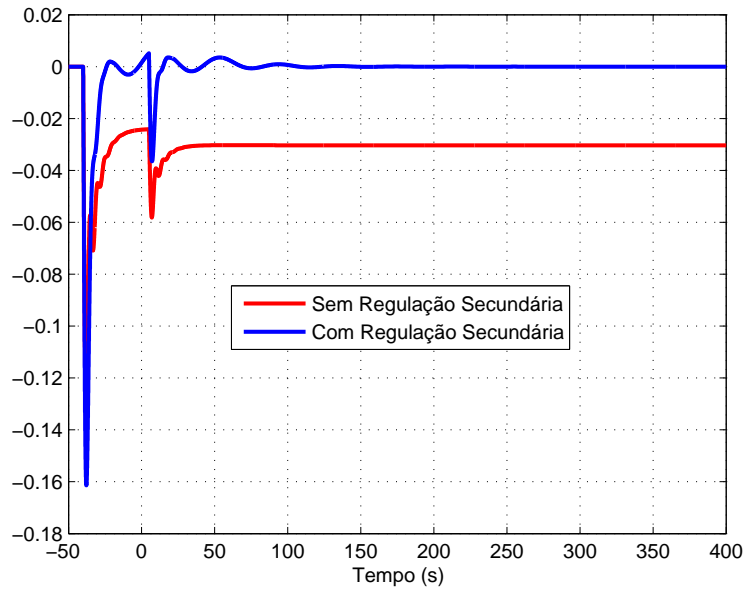


Figura 34: Variações da Frequência.

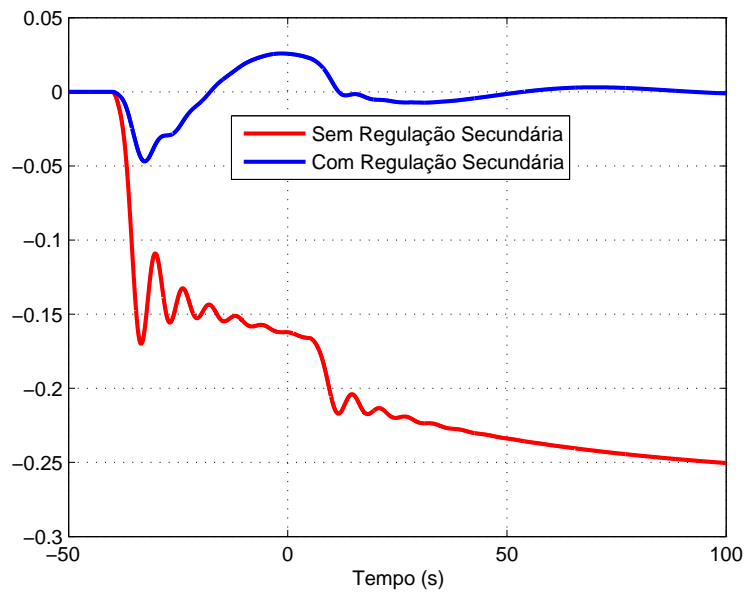


Figura 35: Variações da Frequência.

3.6.3 Acerto do Bias, modo TLB

Uma das características mais importantes do modo de operação TLB, é o Bias. Através do seu valor, pode-se controlar o fluxo de potência de intercâmbio [12] [13]. Para se entender melhor esse processo, simulou-se a situação anterior, alterando o valor do Bias de ambas as unidades. No primeiro caso tem-se $B1 = 100$ e $B2 = 10$.

Nota-se que a unidade geradora da área um passa a operar no seu valor nominal,

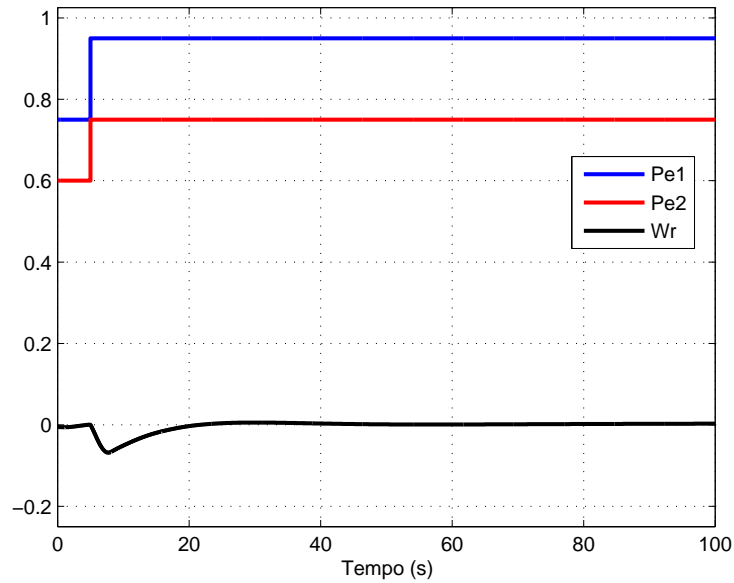


Figura 36: Comportamento da Carga e da Frequência.

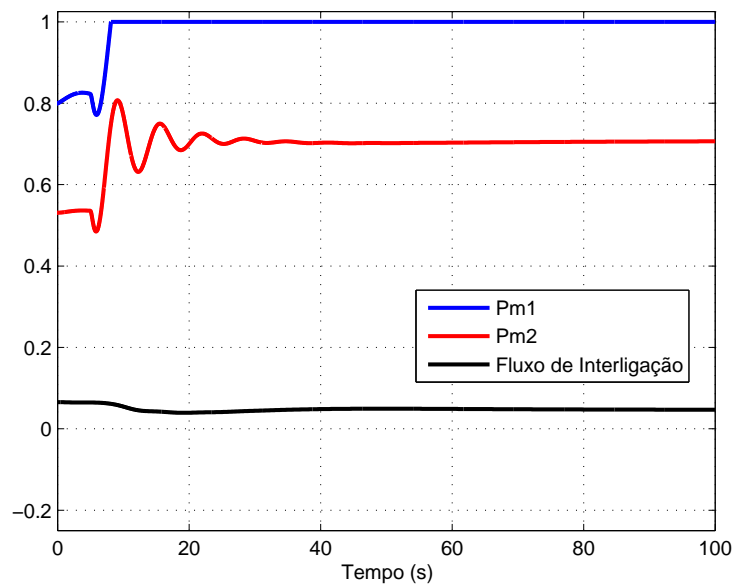


Figura 37: Fluxos de Potência.

mesmo na situação em que a unidade da área dois opera com folga. Há o fluxo de intercâmbio da área 2 para a área 1.

Para um segundo ensaio, manteve-se as características da situação exceto o fato de que agora $B1 = 10$ e $B2 = 100$.

Nessa nova situação, tem-se um leve aumento da potência gerada na área 2 e um pequeno fluxo de intercâmbio da área 1 para a área 2.

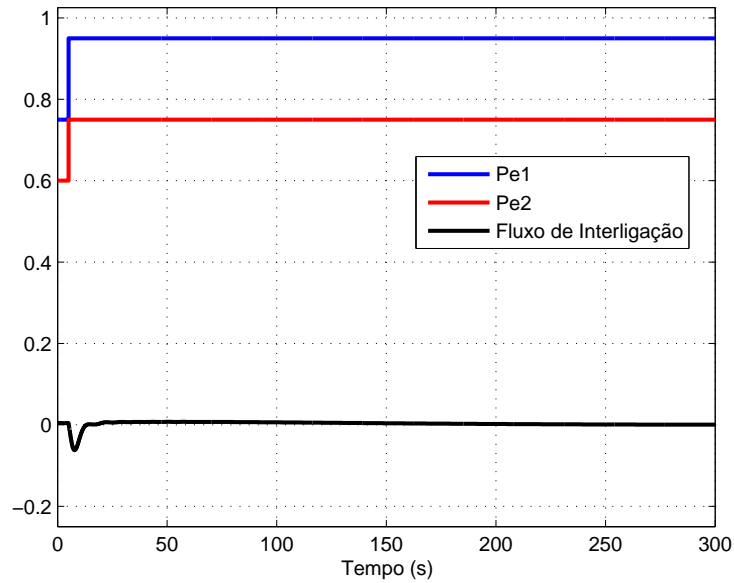


Figura 38: Variações de Carga e de Frequência.

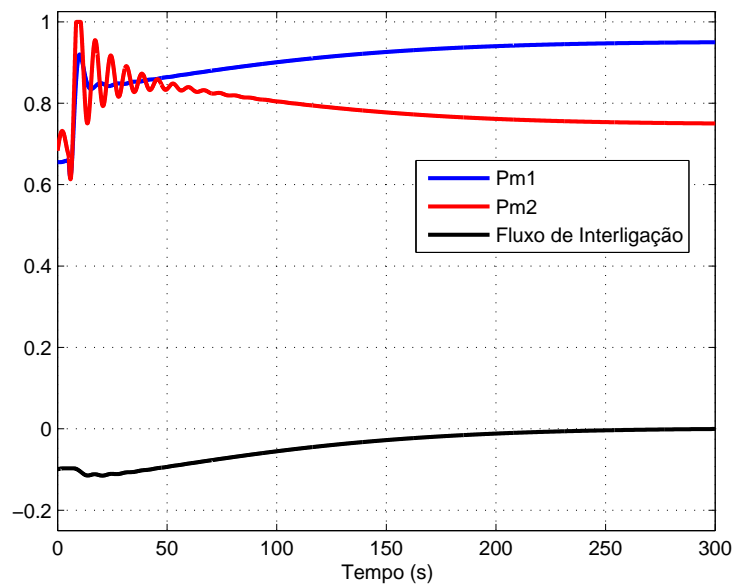


Figura 39: Fluxos de Potência.

3.6.4 Sistema com RAG completo, operando no modo FF

Este caso é idêntico ao anterior exceto o fato do RAG estar operando em modo FF, ou seja, deixando de lado o fluxo de intercâmbio e controlando apenas a frequência do sistema. Obtém-se então:

Nota-se que o regulador, como era de se esperar, controla a frequência do sistema, retornando-a ao seu valor nominal, porém não age sobre o fluxo de intercâmbio, deixando

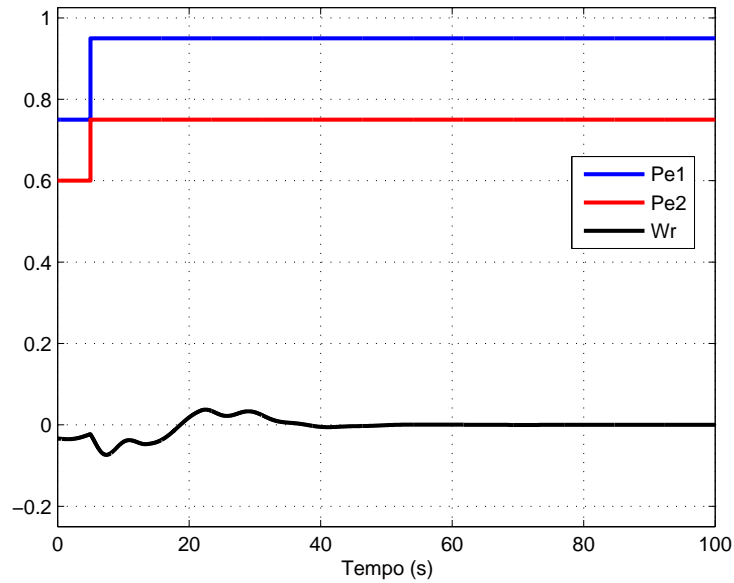


Figura 40: Variações de Carga e de Frequência.

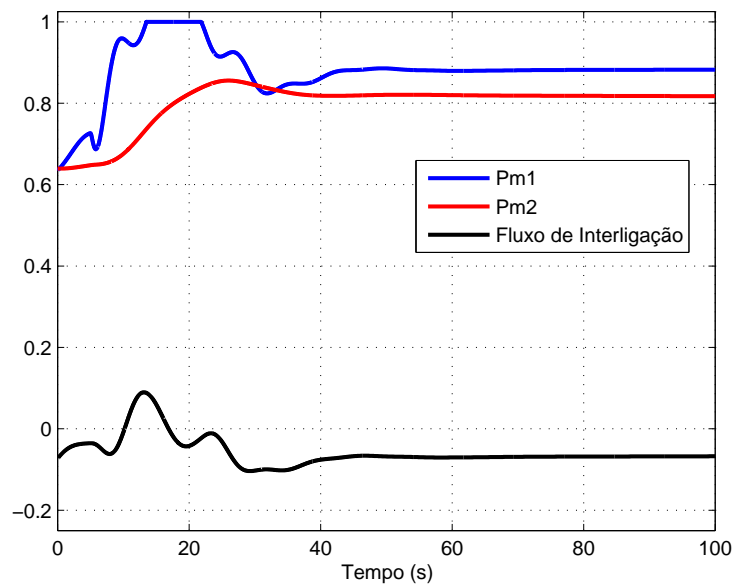


Figura 41: Fluxos de Potência.

que o sistema ache um ponto de equilíbrio para essa característica.

Mudando a situação de ensaio, agora aplicou-se um degrau de 0,35 pu em P_{e1} , que inicialmente era de 0,75 pu, e de 0,15 pu em P_{e2} , que inicialmente era de 0,6 pu, no instante de tempo igual a 5s. Deseja-se assim, estudar o comportamento do sistema numa situação em que o fluxo de intercâmbio é obrigatório.

Nota-se que o regulador age acertando a frequência e que acontece o fluxo de potência,

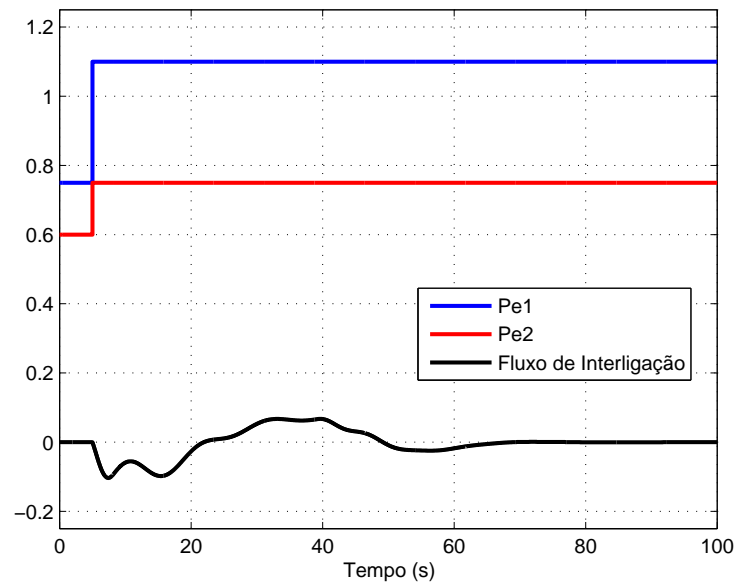


Figura 42: Variações de Carga e de Frequência.

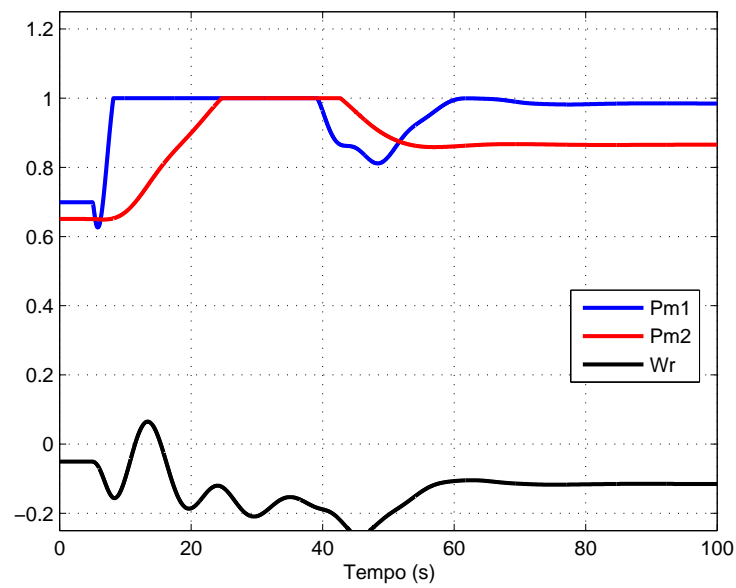


Figura 43: Fluxos de Potência.

fazendo com que a unidade geradora da área opere em seu valor nominal e a unidade geradora 2 absorva os excessos.

4 *Conclusões*

Nesta trabalho procurou-se abordar principalmente o problema do Controle Carga-Frequência em Sistemas Elétricos de Potência, voltando o seu enfoque para o controle da malha de regulação secundária, mais comumente denominado Regulador Automático de Geração (RAG). O objetivo primordial deste tipo de controle, como mostrado durante o trabalho, é de restabelecer a frequência ao seu valor de referência.

Mostrou-se através das simulações, que todo sistema elétrico de potência possui uma tendência própria de atingir um novo estado de equilíbrio carga-geração. Contudo, esta característica não é suficiente para um adequado controle da frequência, em especial se considerarmos sistemas de potência de grande porte como o caso do sistema brasileiro. Em outras palavras, constatou-se a necessidade de um primeiro nível de controle, o qual é realizado pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras do sistema. Mostrou-se com os resultados gráficos, a eficácia deste controle na repartição da carga entre as diversas unidades geradoras do sistema ao alcançar um novo estado de equilíbrio. No entanto, vimos que este controle traz consigo um problema adicional, que é o afastamento, em regime permanente, da frequência do seu valor de referência. É necessário portanto, a existência de um controle suplementar que faça a frequência retornar ao seu valor original. Este controle suplementar constitui o chamado Regulador Automático de Geração (RAG). Ressaltou-se as particularidades desse sistema de controle, como o ajuste Bias, ou os diferentes modos de operação, quando este atua em sistemas interligados. Quando alteradas as características citadas viu-se os diferentes tipos de comportamento que o sistema assume perante o mesmo ambiente de atuação. Observou-se também que no caso de operação em sistemas interligados o RAG tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre as áreas vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente programados quando atuando no modo TLB, e que esta esse intercâmbio é simplesmente ignorado no modo FF.

Referências

- [1] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1993.
- [2] KOSOW, I. L. *Máquinas Elétricas e Transformadores*. [S.l.]: Editora Globo, 1982.
- [3] PÁGINA da internet: <http://www.cpdee.ufmg.br/lai/disciplinas/graduacao/conversao/ELE034>
P. Ele 034 - parte 4 - máquinas síncronas. In: *Máquinas Síncronas*. [S.l.: s.n.], 2010.
- [4] OGATA, K. *Engenharia de Controle Moderno*. [S.l.]: Prentice Hall, 2007.
- [5] CAMARGO, I. *Estabilidade de Sistemas de Potência*. [S.l.], 1998.
- [6] NOVOA, F. E. *Controle Carga-Frequência*. Dissertação (Mestrado) — COPPE-UFRJ, 1984.
- [7] FILHO, X. V. *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*. [S.l.]: Eletrobrás, 1984.
- [8] ELGERD, O. I. *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1971.
- [9] CHAPMAN, S. J. *Electric Machinery Fundamentals*. [S.l.]: McGraw-Hill, Inc., 2004.
- [10] ONS. *Procedimento de Redes - Submódulo 10.8: Norma de Operação - Controle da Geração em Operação Normal*. [S.l.], Dezembro 2003.
- [11] COSTA ANTÔNIO J. A., A. S. e. S. S. *Controle e Estabilidade de Sistemas de Potência*. [S.l.]: Ed. Bookman, 2000.
- [12] KIRCHMAYER, L. K. *Economic Control of Interconnected Systems*. [S.l.]: John Wiley and Sons Inc., 1959.
- [13] FABRI, D. *Características Operativas de Controle Automático de Geração em um Cenário Competitivo*. Dissertação (Mestrado) — UNIFEI, 2003.