



MODELAGEM DE TURBINAS E REGULADORES DE VELOCIDADE E SEUS IMPACTOS NA SIMULAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA

Thiago Carminatti Cenaqui

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro
Março de 2018

MODELAGEM DE TURBINAS E REGULADORES DE VELOCIDADE E SEUS
IMPACTOS NA SIMULAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA

Thiago Carminatti Cenaqui

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof^a. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D. Sc.

Dr. Nelson Martins, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2018

Cenaqui, Thiago Carminatti

Modelagem de Turbinas e Reguladores de Velocidade e seus Impactos na Simulação da Regulação Primária de Frequência/ Thiago Carminatti Cenaqui – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XIII, 104 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 101-104.

1. Modelos eletromecânicos. 2. Controle Primário de Frequência. 3 Geradores elétricos. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus pela oportunidade de realização deste trabalho, juntamente com a energia e a coragem necessárias para trilhar o caminho até sua conclusão.

À minha esposa, Keilly, por todo suporte, incentivo e força que me proporcionou neste período. À Mikaella, minha filha, que mesmo uma criança, entendeu as várias vezes em que me ausentei me presenteando com suas cartinhas carinhosas que renovaram as energias para seguir em frente. Ao Otávio, meu filho por chegar em abril, pela inspiração e alegria.

Aos meus pais, Antonio e Fátima, que desde cedo me mostraram que o caminho para a construção do homem de bem inclui a valorização de sua educação moldada pelo esforço, garra e ética para atingir seus objetivos.

Ao prof. Glauco Taranto, pelo privilégio de receber sua orientação no mestrado e por todo conhecimento compartilhado durante a realização das disciplinas.

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

MODELAGEM DE TURBINAS E REGULADORES DE VELOCIDADE E SEUS IMPACTOS NA SIMULAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA

Thiago Carminatti Cenaqui

Março/2018

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

A mudança na matriz energética dos sistemas elétricos, com o rápido e iminente crescimento da participação de fontes de energia renováveis não-síncronas e não despacháveis, já é realidade, principalmente, em alguns países desenvolvidos. Os ganhos e benefícios para o meio ambiente são claros, mas esse novo cenário apresenta grandes desafios e demanda a realização de novos estudos com foco na confiabilidade da operação e no planejamento de expansão do sistema elétrico. Um dos aspectos que irão sofrer um forte impacto das fontes conectadas à rede via inversores, é a qualidade da frequência. O foco deste trabalho não está na diminuição da inércia, mas sim na exploração de alguns detalhes do controle primário de frequência ainda convencional. Nos estudos de estabilidade transitória e de controle de frequência, a utilização de modelos eletromecânicos adequados das usinas de geração são fundamentais para a obtenção de resultados robustos que possam prever o comportamento real do sistema elétrico. Este trabalho apresenta o impacto e a importância da representação, nos modelos eletromecânicos, de determinadas características de reguladores de velocidade e de turbinas para avaliação do controle primário de frequência. Para tal, são realizadas simulações no domínio do tempo em sistemas de testes, nas quais a implementação das características é feita de formas isolada e combinada, com utilização de métricas para análise de sensibilidade da variação de frequência para um evento específico.

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

MODELING OF TURBINES AND GOVERNORS AND THEIR IMPACTS IN THE
SIMULATION OF PRIMARY FREQUENCY REGULATION

Thiago Carminatti Cenaqui

March/2018

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

The change in the composition of the energy sources of the electrical systems, with the rapid and imminent growth of the participation of non-synchronous non-dispatchable renewable energy sources, is already a reality, mainly, in some developed countries. The gains and benefits for the environment are clear, but this new scenario presents big challenges and demands the realization of new studies focusing on the reliability of the operation and the planning of expansion of the electrical system. One of the aspects that will suffer a significant impact by the inverter-based sources, is the frequency quality. The focus of this work is not on the impact of reducing inertia, but on exploring some details of the conventional primary frequency control. In the studies of transient stability and frequency control, the use of appropriate electromechanical models of the generation plants are fundamental for obtaining robust results that can predict the actual behavior of the electrical system. This work presents the impact and importance of the representation, in electromechanical models, of certain characteristics of speed regulators and turbines for the evaluation of the primary frequency control. For this purpose, simulations are carried out in time domain in test systems, in which the implementation of the characteristics is made in isolated and combined forms, using metrics for sensitivity analysis of the frequency variation for a given event.

Sumário

Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xiii
Capítulo 1 INTRODUÇÃO	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos	4
1.3. Revisão Bibliográfica	4
1.4. Estrutura da Dissertação / Organização do Texto.....	7
Capítulo 2 CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	8
2.1. Introdução	8
2.2. Controle Primário de Frequência.....	13
2.2.1. A Equação Básica de <i>Swing</i>	13
2.2.2. Resposta Inercial – Energia das Massas Girantes	14
2.2.3. Autorregulação das Cargas.....	14
2.2.4. Reguladores de Velocidade	15
2.2.5. Resposta Contínua	18
2.2.6. Resposta Sustentada	18
2.2.7. Característica Carga/Frequência do Sistema Elétrico	18
2.2.8. Exemplo de Resposta Primária de Frequência	20
2.2.9. Avaliação da Resposta Primária de Frequência dos Agentes de Geração	21
Capítulo 3 MODELOS DE TURBINAS E REGULADORES DE VELOCIDADE.....	25
3.1. Introdução	25
3.2. Turbinas Hidráulicas e Seus Reguladores de Velocidade.....	27
3.2.1. Modelos Dinâmicos das Turbinas Hidráulicas.....	31
3.2.2. Reguladores de Velocidade para Usinas Hidráulicas	35
3.3. Turbinas a Vapor e seus Reguladores de Velocidade.....	39
3.3.1. Modelos Dinâmicos de Turbinas a Vapor	44
3.3.2. Modelo de Turbina a Vapor com a Dinâmica da Caldeira	46
3.3.3. Reguladores de Velocidade para Turbinas a Vapor	49
3.4. Turbinas Eólicas e seus Controles	51
3.4.1. Modelos de Geradores Eólicos e de seus Controles	54
3.5. Aspectos Básicos de Reguladores de Velocidade.....	56

3.5.1.	Banda Morta	57
3.5.2.	Controlador de Carga.....	61
3.5.3.	Operação em carga base (<i>base load</i>)	64
3.5.4.	Gradiente de Potência.....	65
Capítulo 4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	67
4.1.	Sistema de Testes 1 – 2 Barras	67
4.1.1.	Introdução.....	67
4.1.2.	Modelos Estáticos e Dinâmicos.....	68
4.1.3.	Caso Base	70
4.1.4.	Banda Morta	74
4.1.5.	Gradiente de Potência – dP/dt	79
4.1.6.	Controlador de Carga.....	81
4.1.7.	<i>Base Load</i>	83
4.1.8.	Efeito da Queda de Pressão e Controle Coordenado de Pressão.....	86
4.1.9.	Efeitos Combinados.....	88
4.2.	Sistema de Testes 2 – 14 Barras	90
4.2.1.	Introdução.....	90
4.2.2.	Modelos Estáticos e Dinâmicos.....	90
4.2.3.	Caso Base	93
4.2.4.	Condição 1 Modificada	95
4.2.5.	Condição 2 Modificada	96
Capítulo 5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	98
5.1.	Conclusões	98
5.2.	Trabalhos Futuros	100
REFERÊNCIAS	101

Lista de Figuras

Figura 1 – Composição das fontes primárias para geração de energia elétrica – (a) Brasil 2016; (b) Brasil 2026.....	2
Figura 2 – Projeções de crescimento da oferta de energia por fonte – (a) Crescimento da China por fonte; (b) Estratificação das renováveis na China; (c) Crescimento da Europa por fonte; (d) Estratificação das renováveis na Europa; (e) Crescimento dos EUA por fonte; (f) Estratificação das renováveis nos EUA	3
Figura 3 – Comportamento médio da frequência na Europa Continental em 2003 e 2010	9
Figura 4 – Relação entre os controles que compõem o controle de frequência	12
Figura 5 – Janela de tempo de atuação dos controles do controle de frequência	12
Figura 6 – Representação da equação de swing em diagrama de blocos	15
Figura 7 – Representação básica de turbina dotada de controlador de velocidade	16
Figura 8 – Controlador de velocidade isócrono – (a) diagrama de blocos; (b) curva característica da variação de potência em função da frequência	16
Figura 9 - Controlador de velocidade droop – (a) diagrama de blocos; (b) curva característica da variação de potência em função da frequência	17
Figura 10 – Representação da operação em paralelo de 3 geradores síncronos.....	19
Figura 11 – Resposta de um gerador elétrico e da frequência do sistema elétrico frente a um distúrbio carga/geração com déficit de geração	20
Figura 12 – Caracterização da resposta da frequência em eventos de déficit de geração	22
Figura 13 – Determinação do tempo máximo de ativação da reserva girante para eventos de perda de geração	24
Figura 14 – Evolução do β , nos EUA, de 1994 a 2009	26
Figura 15 – Entradas e saídas dos modelos de regulador de velocidade e turbina.....	27
Figura 16 – Esquema básico de uma usina hidrelétrica.....	28
Figura 17 – Esquema de uma turbina Pelton ou turbina de impulso.....	28
Figura 18 – Esquem de uma turbina Francis	29
Figura 19 – Esquema de uma turbina Kaplan.....	30
Figura 20 – Curva de conjugação do ângulo das pás e dos distribuidores	30
Figura 21 – Modelo linear da turbina hidráulica	31

Figura 22 – Modelo não linear inelástico da turbina hidráulica	32
Figura 23 – Modelo não linear inelástico modificado para representação de turbinas Kaplan / Bulbo.....	33
Figura 24 – Modelo não linear elástico da turbina hidráulica	34
Figura 25 – Comparação da resposta em frequência do modelo inelástico e elástico para diferentes valores da relação T_w/T_e	35
Figura 26 – Modelo de regulador de velocidade mecânico-hidráulico de turbinas hidráulicas com droop temporário	36
Figura 27 – Modelo de RV eletrônico de turbinas hidráulicas com ação PID	37
Figura 28 – Relação entre abertura da válvula e potência mecânica de saída para 3 modelos de turbinas hidráulicas	38
Figura 29 – Modelo com bloco para representação de não linearidades da potência mecânica da turbina em função da abertura de sua válvula de entrada.....	39
Figura 30 – Diagrama esquemático de usinas térmicas a vapor, ciclo Rankine.....	40
Figura 31 – Estrutura básica dos controles associados a uma usina térmica a vapor.....	41
Figura 32 – Representação em blocos do modo de operação caldeira-segue.....	42
Figura 33 – Representação em blocos do modo de operação turbina-segue.....	42
Figura 34 – Curva de operação de usinas térmicas com parâmetros deslizantes	44
Figura 35 – Modelo de usina térmica a vapor TGOV1	44
Figura 36 – Modelo de usina térmica a vapor IEESGO.....	45
Figura 37 – Modelo de usina térmica a vapor IEEEG1.....	46
Figura 38 – Modelo de representação da dinâmica da caldeira de usinas térmica a vapor	47
Figura 39 - Modelo de representação da dinâmica da caldeira de usinas térmica a vapor acrescido do controle coordenado de pressão.....	48
Figura 40 – Comparação entre a resposta obtida na simulação e a medida em um evento - (a) abertura da válvula de controle; (b) pressão da caldeira; (c) fluxo de vapor; (d) potência ativa do gerador.....	49
Figura 41 – Modelo de RV mecânico-hidráulico de usinas térmicas.....	50
Figura 42 – Modelo de RV eletro-hidráulico de usinas térmicas	50
Figura 43 – Esquema de um gerador eólico de velocidade fixa.....	51
Figura 44 – Esquema de um gerador eólico de velocidade variável com DFIG.....	52
Figura 45 – Esquema de um gerador eólica de velocidade variável com PMSG.....	53
Figura 46 – Curva de configuração do controle APC dos geradores eólicos da GE.....	54

Figura 47 – Diagrama de blocos dos sistemas e controle de um gerador eólico de velocidade variável	55
Figura 48 – Tipos de banda morta – (a) Tipo 1, sem offset; (b) Tipo 2, com offset	57
Figura 49 – Curva de droop com a implementação da banda morta	58
Figura 50 – Curva de droop equivalente de um sistema multimáquinas.....	58
Figura 51 – Valores de banda morta nos reguladores de velocidade dos geradores do sistema elétrico americano.....	60
Figura 52 – Implementação da banda morta tipo 1	60
Figura 53 – Implementação da banda morta tipo 2	61
Figura 54 – Comportamento da potência dos geradores – (a) codificação; (b) escala de tempo e componentes da resposta	62
Figura 55 – Modelo do controlador de carga	63
Figura 56 – Implementação da malha do controlador de carga.....	63
Figura 57 – Comportamento dos geradores insensíveis à variação de frequência – (a) resposta no tempo; (b) escala de tempo e componentes da resposta	65
Figura 58 – Valores típicos de gradientes de potência de usinas hidráulicas, térmicas e nucleares	66
Figura 59 – Implementação do gradiente de potência.....	66
Figura 60 – Sistema elétrico de testes com 2 barras.....	68
Figura 61 – Caso base para sistemas forte e fraco – (a) frequência; (b) potência ativa .	71
Figura 62 – Resposta sistema fraco alterando ZL – (a) frequência; (b) potência ativa..	72
Figura 63 – Componentes da resposta dos geradores e da carga – (a) sistema forte; (b) sistema fraco	74
Figura 64 – Resposta para implementação da banda morta tipo 1 – (a) frequência; (b) potência ativa.....	75
Figura 65 – Resposta para implementação da banda morta tipo 2 – (a) frequência sistema forte; (b) – frequência sistema fraco; (c) potência ativa sistema forte; (d) potência ativa sistema fraco.....	76
Figura 66 – Métricas do caso banda morta – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CBR; (c) Tempo do ponto C; (d) β	77
Figura 67 – Resposta para implementação da banda morta tipo 2 multimáquinas – (a) frequência; (b) potência ativa	78
Figura 68 - Resposta para implementação do dP/dt – (a) sistema forte; (b) sistema fraco	80

Figura 69 - Métricas do caso dP/dt – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CBR; (c) Tempo do ponto C; (d) β	81
Figura 70 - Resposta para implementação do controlador de carga – (a) sistema forte; (b) sistema fraco	82
Figura 71 - Métricas do caso controlador de carga – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CBR; (c) Tempo do ponto C; (d) β	83
Figura 72 - Resposta para implementação do base load – (a) sistema forte; (b) sistema fraco	84
Figura 73 - Métricas do caso controlador de carga – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CBR; (c) Tempo do ponto C; (d) β	85
Figura 74 - Resposta para implementação da dinâmica da caldeira – (a) sistema forte; (b) sistema fraco	86
Figura 75 - Métricas do caso dinâmica da caldeira – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CBR; (c) Tempo do ponto C; (d) β	87
Figura 76 - Resposta para implementação da dinâmica da caldeira – (a) sistema forte; (b) sistema fraco	89
Figura 77 – Sistema elétrico de testes com 14 barras (modificação do IEEE 14-Bus) ..	90
Figura 78 – Resposta da frequência do caso base para condições 1 e 2.....	94
Figura 79 – Resposta da frequência da condição 1 modificada	95
Figura 80 - Resposta da frequência da condição 2 modificada	97

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Parâmetros típicos do regulador de velocidade mecânico-hidráulico	36
Tabela 2 – Parâmetro típicos do RV com ação PID	37
Tabela 3 – Resposta dos reguladores de velocidade com diferentes bandas mortas em sistema multimáquinas	59
Tabela 4 – Parâmetros do controlador de carga para respostas rápida e lenta	62
Tabela 5 – Condições de regime permanente dos sistemas forte e fraco	68
Tabela 6 – Fluxo de potência na linha de transmissão dos sistemas forte e fraco.....	69
Tabela 7 – Dados dos geradores da barra 1 e da barra 2	70
Tabela 8 – Métricas do caso base	73
Tabela 9 – Métricas do caso bando morta multimáquinas	79
Tabela 10 – Comparação das métricas do caso combinado em relação ao caso base....	89
Tabela 11 – Composição das matrizes energéticas da condição 1 e condição 2.....	91
Tabela 12 - Condições de regime permanente da condição 1 (Brasil)	91
Tabela 13 - Condições de regime permanente das condições 2 (Europa).....	92
Tabela 14 – Dados dos geradores das condições 1 e 2.....	93
Tabela 15 – Métricas do caso base para condições 1 e 2	93
Tabela 16 – Velocidade de resposta dos RVs e turbinas	94
Tabela 17 – Métricas da condição 1 modificada	96
Tabela 18 – Métricas da condição 2 modificada	97

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

Mesmo com sucessivas revisões e reduções das expectativas de crescimento da economia para a próxima década, graças às incertezas decorrentes do cenário político-econômico mundial e nacional, é esperado um crescimento médio do PIB brasileiro de 2,5% ao longo dos próximos dez anos [1]. Em âmbito mundial, o crescimento esperado é de 3,0% [2].

Um dos pilares que devem suportar essa taxa de crescimento da economia, que em dez anos totaliza 28% (Brasil) e 34% (mundo), é a expansão da oferta de energia elétrica, tanto em termos de atendimento da potência média como da demanda máxima.

As pressões no sentido de redução das emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis, aliada às restrições no licenciamento de empreendimentos que geram grande impacto ambiental e à necessidade de redução de custos de geração, já provocam alterações na composição da matriz energética com tendência de intensificação dessa mudança nos próximos anos.

No Brasil, a EPE, em seu plano decenal de expansão de energia – 2016 / 2026 [1], apresenta uma perspectiva de crescimento da capacidade instalada de energia elétrica, por tipo de fonte, reproduzida na Figura 1.

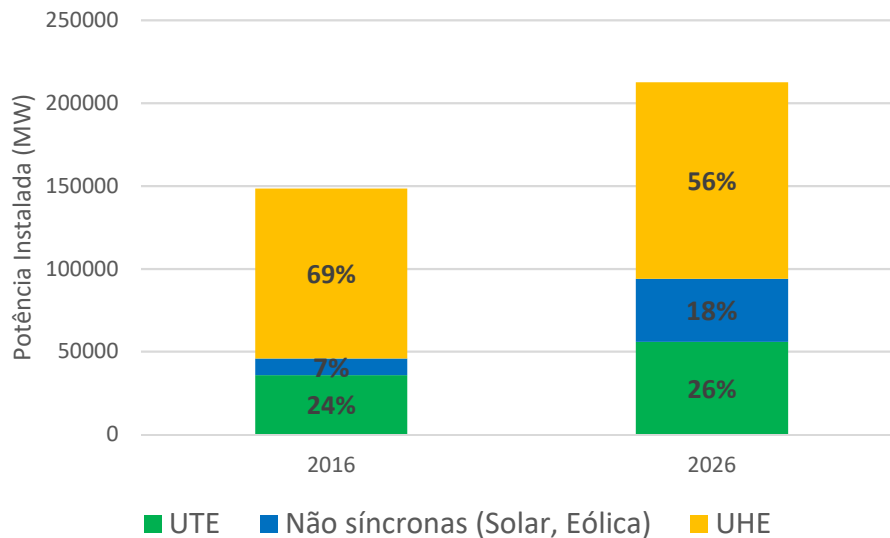


Figura 1 – Composição das fontes primárias para geração de energia elétrica – (a) Brasil 2016; (b) Brasil 2026 (Fonte: PDE 2026, EPE; [1])

Na Europa, nos EUA e na China (maiores consumidores de energia elétrica), as projeções são similares, com importante aumento de participação das energias renováveis, em especial atenção às não síncronas ao sistema elétrico, como a solar e a eólica. Os gráficos da Figura 2 apresentam as projeções realizadas pela *U.S Energy Information Administration* (EIA) [2].

O aumento da penetração das energias renováveis não síncronas no sistema elétrico impõe novos desafios a sua operação, em relação ao controle de frequência e estabilidade eletromecânica. A projetada redução da inércia do sistema, a forma com que essas fontes de energia renováveis participam no controle primário de frequência e a grande variabilidade temporal de sua geração demandam estudos detalhados de transitórios eletromecânicos com foco na operação e no planejamento de expansão do sistema elétrico.

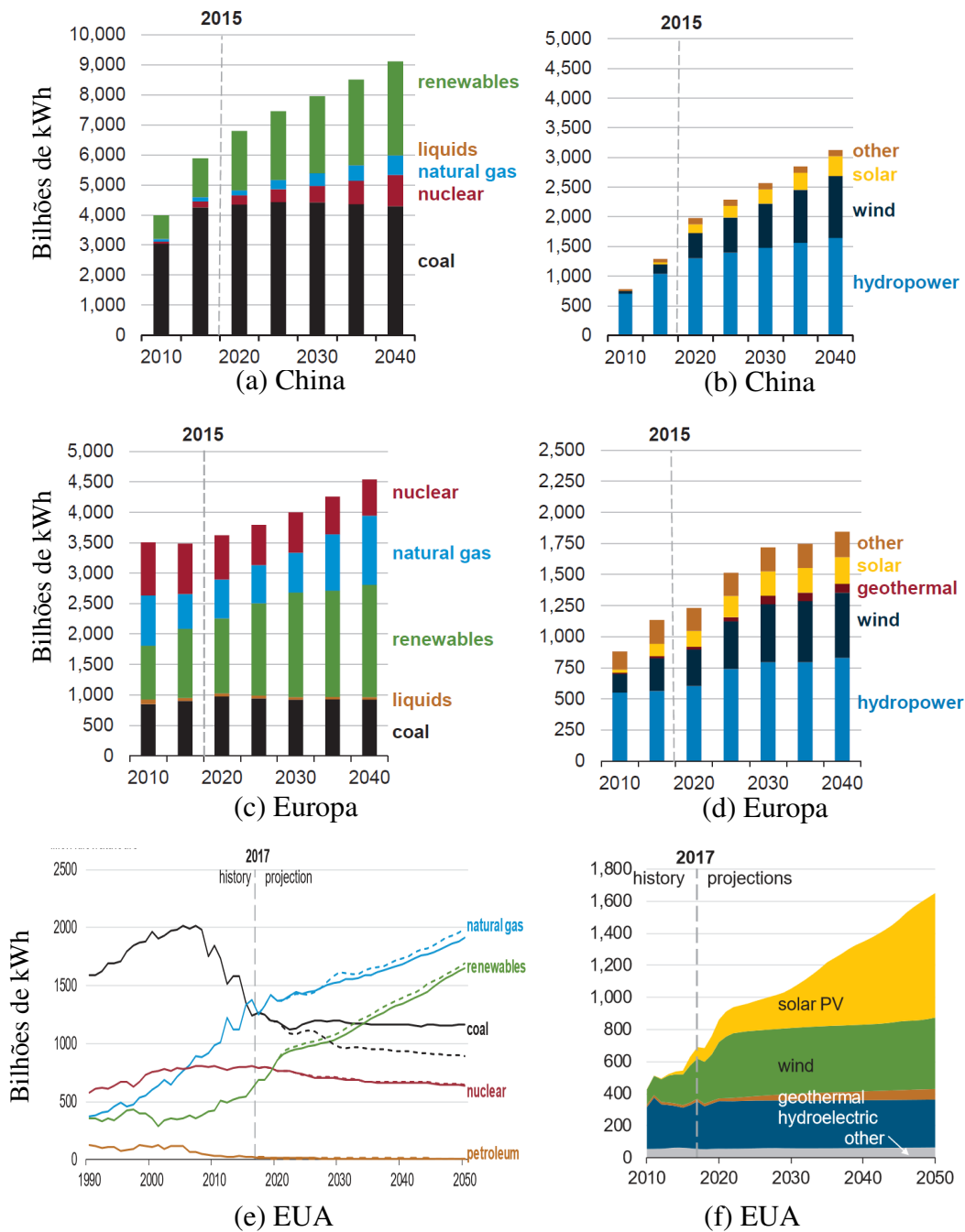


Figura 2 – Projeções de crescimento da oferta de energia por fonte – (a) Crescimento da China por fonte; (b) Estratificação das renováveis na China; (c) Crescimento da Europa por fonte; (d) Estratificação das renováveis na Europa; (e) Crescimento dos EUA por fonte; (f) Estratificação das renováveis nos EUA (Fonte: U.S Energy Information Administration (EIA); [2])

Para que os resultados dos estudos sejam robustos e assertivos na definição do *modus operandi* e da estratégia de aplicação de recursos financeiros para a expansão do sistema elétrico, é necessária a utilização de modelos dinâmicos dos conjuntos

gerador/turbina/regulador de velocidade que representem com suficiente fidelidade seu comportamento nos eventos base de avaliação.

Entretanto, em [[3], [4], [5], [6], [7], desvios consideráveis observados entre medições reais de eventos e suas respectivas simulações, levam ao questionamento sobre a representatividade dos modelos utilizados e da sua forma de validação para composição da base de dados de estudos eletromecânicos.

Dessa forma, a reavaliação dos modelos eletromecânicos tradicionalmente utilizados para representação das usinas geradoras é uma atividade chave para obtenção de resultados confiáveis nos estudos. Características e aspectos anteriormente desprezados, graças ao desconhecimento, negligência ou mesmo limitação de poder computacional, podem gerar desvios significativos que culminam na invalidação dos estudos realizados.

1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho é realizar um levantamento das principais atualizações dos modelos dinâmicos de turbinas e reguladores de velocidade de usinas hidrelétricas, de térmicas a vapor e de eólicas, assim como das características e aspectos inerentes ou adicionados à sua operação, até então não representados nos modelos, mas que impactam de forma expressiva na resposta a distúrbios nos sistemas elétricos.

É almejada a realização de uma análise de sensibilidade da inserção da modelagem dos aspectos e características levantados com foco no controle de frequência e na estabilidade eletromecânica frente a distúrbios do equilíbrio carga/geração em eventos com déficit de geração.

1.3. Revisão Bibliográfica

Controle primário de frequência e modelos dinâmicos de geradores, turbinas e reguladores de velocidade são objetos de estudo com publicação de trabalhos por longa data. A seguir, é apresentada uma concisa revisão bibliográfica utilizada nesta dissertação

que trata da revisão dos modelos e implementação de modelagem de aspectos que, até então, eram desconsiderados por desacreditar na sua influência.

Na referência [8], um relatório do NERC (*North American Electric Reliability Corporation*), são apresentados os conceitos de controle primário de frequência, os atores que participam desse controle e dados estatísticos dos desvios de frequência e da característica natural da área de controle do sistema elétrico americano.

Na referência [6], os autores apresentam o resultado da análise das gravações de eventos de grande perda de geração no WECC (*Western Electricity Coordinating Council*), onde é observado que somente 40% dos geradores participam do controle primário de frequência. É realizada a proposição, com base em testes e validações extensivos, de um novo modelo para usinas térmicas que representam diversas condições operacionais ou de projeto que tornam essas usinas insensíveis à variação de frequência do sistema elétrico. No final, também propõe um protocolo para revisão e validação de modelos dinâmicos.

Em [9], os autores analisam, a partir de gravações de eventos em duas áreas operacionais - AEP (*American Electric Power*) e NYISO (*New York Independent System Operator*) – quais os modos de operação que tem grande influência na resposta dos reguladores de velocidade e turbinas à redução de frequência.

Em [7], os autores complementam o trabalho realizado em [6], com revisão dos modelos dinâmicos de turbinas hidráulicas, analisando e propondo alterações de forma a representar adequadamente e com acurácia o seu comportamento frente a distúrbios carga/geração. São exemplificadas e comparadas as respostas dos modelos lineares e não-lineares de usinas hidrelétricas através da resposta em frequência.

Em [10], os autores apresentam um relatório detalhado dos controles implementados em modelos específicos de aerogeradores da General Electric International Inc (GE). Os modelos são o *doubly fed induction motor* (DFIG) de potência 1,5 , 1,6 e 3,6MW e o *full converter* de potência 2,5MW. Os controles apresentados que são de interesse para essa dissertação são o *active power control* (APC) e o *wind inertia* (WI). Além de expor os controles, apresenta o trabalho de validação dos modelos utilizando o software de

simulação PSFL, da GE. Para evidenciar a utilidade dos controles citados, realiza, no final, um estudo de caso de sua aplicação.

Em [11], os autores apresentam, em 1973, os modelos de turbinas e reguladores de velocidade de usinas hidrelétricas, térmicas a vapor, termonucleares PWR (*pressurized water reactor*). São apresentados valores típicos dos parâmetros para serem utilizados em caso de impossibilidade de levantamento destas informações.

No relatório da força tarefa para modelagem de turbinas e reguladores de velocidade, referência [12], os autores apresentam a evolução de modelos de turbinas e reguladores de velocidade, resultado de aprimoramentos e trabalhos de validação de modelos, que iniciaram com o trabalho da referência [6]. A justificativa para aplicação ou não de modelos mais sofisticados é realizada visto que, em sistemas de grande porte, a aplicação de modelos mais simples pode ser suficiente.

Em [13], o autor faz o estudo analítico da modelagem termodinâmica da caldeira de uma usina térmica a vapor com o objetivo de modelar essa dinâmica quando de solicitações de aumento instantâneo de potência em eventos de *déficit* de geração.

Em [3], os autores realizam uma análise da adequação da resposta primária de frequência do *U. S. Eastern Interconnection* considerando a matriz energética prevista para 2030 (penetração de 17% de geração eólica). Recomenda a modelagem da banda morta, da malha de controle de potência, dos geradores em *base load* e do gradiente de potência para tornar os modelos mais confiáveis.

Em [14], são abordados aspectos operacionais, de projeto e de planejamento de usinas termelétricas. São apresentados os diversos tipos de usinas e os respectivos modos de operação. Explora os controles de carga e de combustível, intimamente relacionados com o trabalho desenvolvido nesta dissertação.

1.4. Estrutura da Dissertação / Organização do Texto

Essa dissertação está dividida em 5 capítulos. No capítulo 2, são apresentados os conceitos e terminologia aplicados no controle primário de frequência elétrica em um sistema de elétrico de potência. No capítulo 3, são apresentados os modelos dinâmicos de turbinas e reguladores de velocidade de usinas hidrelétricas, térmicas a vapor e eólicas assim como os principais aspectos, usualmente, não modelados, mas que foram identificados como causas para discrepâncias entre a resposta real do sistema elétrico em distúrbios e a resposta obtida pela simulação. No capítulo 4, são apresentados os resultados de simulações com a modelagem dos aspectos levantados, realizando uma análise de sensibilidade para os dois sistemas de teste: 2 barras e IEEE 14-bus modificado. No capítulo 5, as conclusões gerais e as propostas de trabalhos futuros são apresentadas.

CAPÍTULO 2

CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1. Introdução

Sistemas elétricos de potência são, predominantemente, sistemas síncronos interconectados nos quais os geradores são ligados em paralelo pelos sistemas de transmissão e alimentam as cargas em uma mesma frequência. Para que a frequência seja constante e igual ao valor de referência, deve haver um equilíbrio perfeito entre carga e geração, condição esta, impossível frente aos distúrbios inerentes da operação do sistema interconectado.

As consequências diretas dos distúrbios são os desvios na frequência, que podem ser positivos ou negativos em relação ao valor de referência. Quando há excesso de geração em relação às cargas, a frequência aumenta como forma de transferência do excedente de energia para as massas girantes conectadas ao sistema, sejam elas geradores (síncronos

ou de indução conectados diretamente no sistema) ou cargas dinâmicas (motores conectados diretamente no sistema). Na condição contrária, falta de geração, a energia armazenada nas massas girantes é transferida para o sistema elétrico, causando redução de suas velocidades e consequente redução da frequência do sistema elétrico. Em [15], é apresentado um estudo com o valor médio da frequência do sistema elétrico europeu durante um dia inteiro nos anos de 2003 e 2010, reproduzido na Figura 3, onde pode ser observado o aumento do desvio neste período.

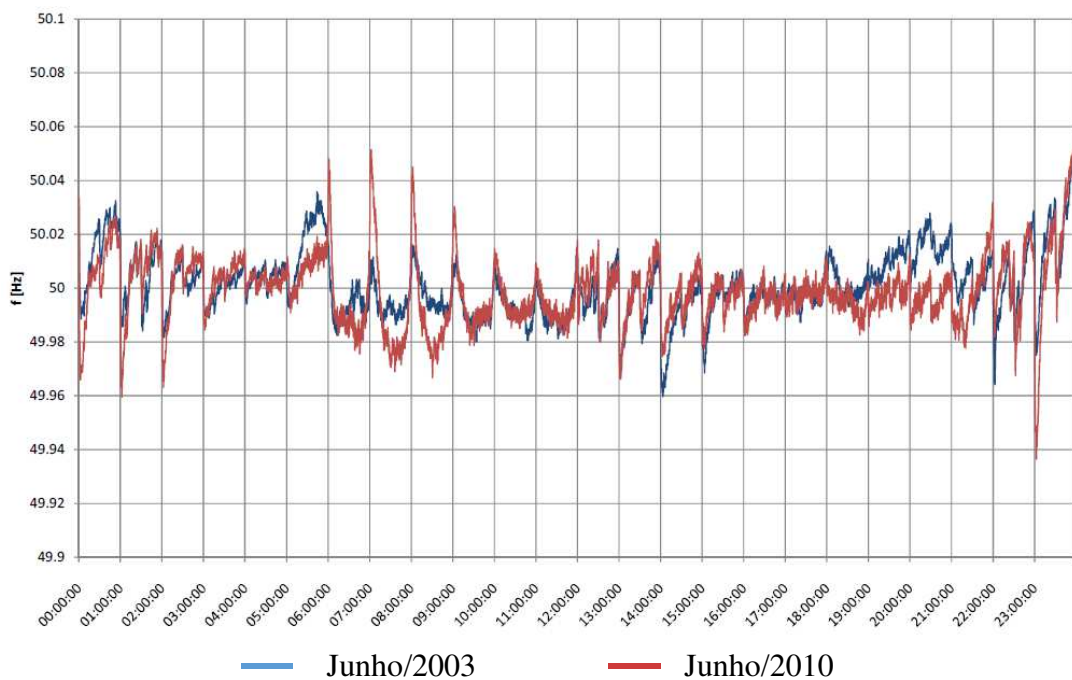


Figura 3 – Comportamento médio da frequência na Europa Continental em 2003 e 2010
 (Fonte: *Deterministic Frequency Deviations - ENTSO-E, [15]*)

Pequenos distúrbios (exemplo: flutuação randômica das cargas) ou grandes distúrbios (exemplo: desligamento de uma grande unidade geradora) devem ser suportados e disparam ações nos sistemas de controle dos geradores de forma a manter a frequência dentro de limites normativos, sob o risco de desligamento de cargas ou geradores por atuação de proteção de sub/sobre frequência ou sub/sobre excitação, que podem acontecer em cascata e, em condições críticas, culminar em *blackout*.

A anunciada e corrente mudança na composição da matriz energética mundial, com o aumento expressivo da penetração das fontes de energias renováveis conectadas aos sistemas elétricos através de conversores de frequência, impõe novos desafios técnicos à

operação de tais sistemas. A redução da inércia do sistema causada pelo despacho dessas unidades de geração em substituição a unidades geradoras síncronas, principalmente em períodos de baixa carga, somada à forma com que participam no controle de frequência e à utilização de modelos dinâmicos mais adequados e representativos de turbinas e controladores de velocidade são fatores chave a serem considerados nos estudos de estabilidade eletromecânica, visando operação segura e planejamento de expansão do sistema elétrico.

O principal objetivo do controle de frequência, também conhecido como controle carga/geração, é garantir a operação confiável e econômica do sistema elétrico no quesito estabilidade de frequência. Estudos feitos nos EUA e Europa [8], [16], mostram que a resposta da frequência frente aos distúrbios tem deteriorado ao longo dos anos e o controle de frequência se mostra uma tarefa cada vez mais importante e complexa. Dada a importância do tema, os operadores dos SEPs seguem regras específicas como, por exemplo:

- Brasil – Procedimentos de Rede – Submódulo 10.6 [17];
- EUA – NERC Reliability Standard BAL [18]
- Europa - Continental Europe Operation Handbook of Operation – P1: Load Frequency Control and Performance [19]

Para cumprir com o seu objetivo, o controle de frequência é dividido em quatro controles interdependentes que atuam em cascata e em diferentes janelas de tempo:

- Controle primário de frequência – atua dentro de segundos e busca o restabelecimento do equilíbrio carga/geração, mesmo que a frequência seja estabilizada em valor diferente do de referência ou que os intercâmbios programados de potência ativa entre áreas de controle não sejam atendidos. Dessa forma, garante a confiabilidade do sistema elétrico evitando grandes excursões no valor da frequência. Ações automáticas e comportamento natural das cargas e geradores compõem esse controle. Ações automáticas são as conduzidas pelos reguladores de velocidade das turbinas que ocorrem de forma local, independente de sistema centralizado. Comportamento natural das cargas e geradores refere-se

as suas sensibilidades à variação de frequência, que contribuem para estabilização do sistema: as cargas reduzem o consumo de potência ativa com a redução de frequência (vice-versa) e os geradores transferem ou absorvem energia com a variação de frequência.

- Controle secundário de frequência – as ações têm início a partir do primeiro minuto após a ocorrência e buscam restabelecer a frequência do sistema para o seu valor de referência e corrigir valores de intercâmbio de potência ativa entre áreas de controle. As ações são centralizadas pelos operadores das áreas de controle ou do sistema elétrico e podem ser automáticas (CAG – controle automático de geração) ou manuais, baseadas nas reservas de potência ativa disponibilizadas pelas agentes de geração.
- Controle terciário de frequência – tem início em minutos e suas ações de controle são suplementares às ações do controle secundário de frequência. Visam restabelecer as provisões de reserva para os controles primário/secundário e garantir o despacho econômico. Ações são tomadas pelo operador das áreas de controle ou do sistema elétrico e podem ser automáticas ou manuais. Exemplos de ações são: conexão ou desligamento de unidades de geração; redistribuição de unidades de geração que participam do controle secundário; alteração no programa de intercâmbio de potência entre áreas.
- *Time control* – com a variação da frequência em relação ao valor nominal, ocorre uma diferença de tempo entre o relógio baseado na frequência do sistema e o UTC (*Universal Coordinated Time*). Na Europa, por exemplo, essa diferença não pode ultrapassar 30 segundos e serve como indicador de desempenho dos controles primário, secundário e terciário. As ações de controle são tomadas pelo operador do sistema elétrico e consistem em alterar a referência de frequência para o controle secundário em $\pm 0,01$ Hz. Com isso, busca-se que a média da frequência seja o seu valor nominal.

A Figura 4 e a Figura 5 apresentam, respectivamente, a relação entre os controles apresentados e a janela de tempo em que atuam.

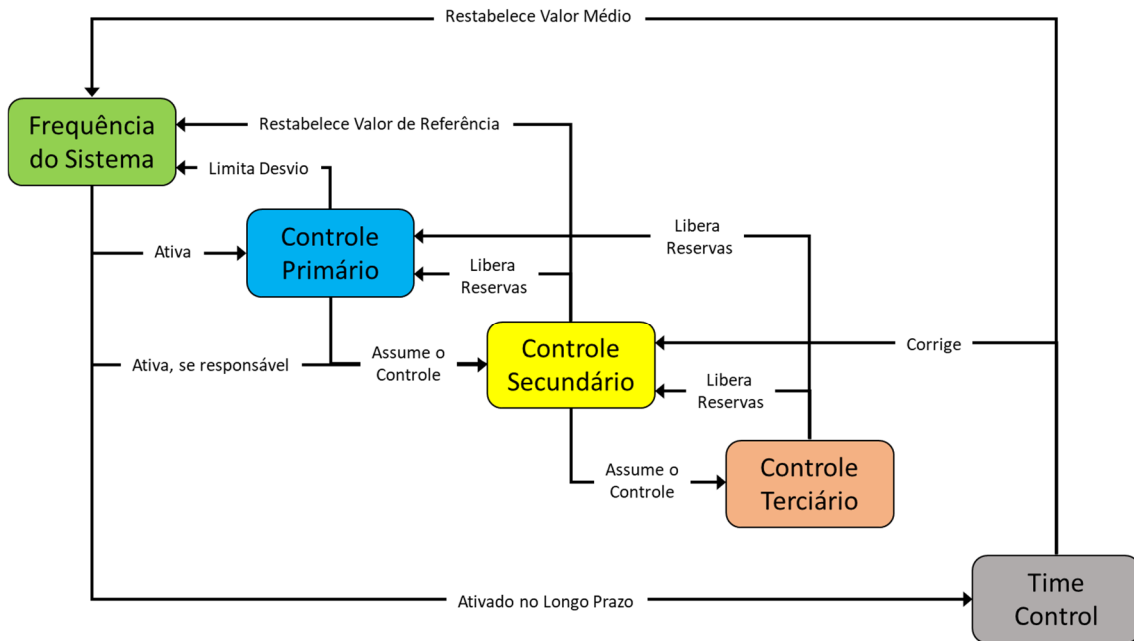


Figura 4 – Relação entre os controles que compõem o controle de frequência (Fonte: Load-Frequency Control and Performance – ENTSO-E, [20])

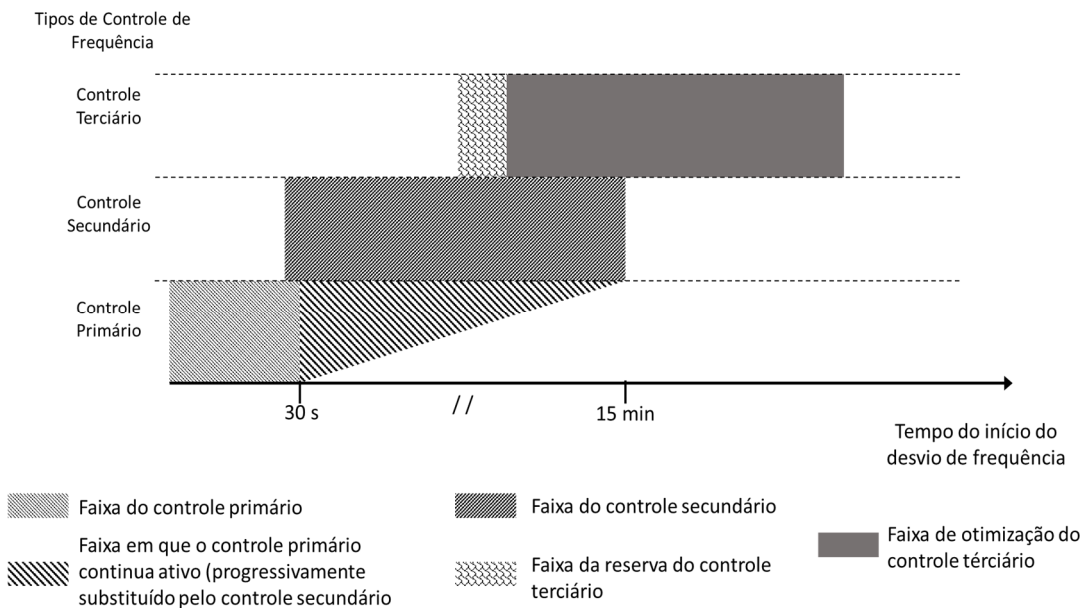


Figura 5 – Janela de tempo de atuação dos controles do controle de frequência (Fonte: Load-Frequency Control and Performance – ENTSO-E, [20])

O foco deste trabalho é a avaliação dos efeitos da modelagem de aspectos de reguladores de velocidade e de turbinas no controle primário de frequência, também chamado de resposta primária de frequência. Dessa forma, é apresentado, na sequência deste capítulo,

um maior detalhamento do controle primário que é importante para o desenvolvimento do estudo.

2.2. Controle Primário de Frequência

O controle primário de frequência é o primeiro estágio do controle de frequência e compreende a resposta das fontes e cargas ao desvio de frequência observado localmente. Sua resposta é automática, sem o emprego do sistema de controle centralizado e tem início dentro de segundos. As características e contribuições para esse estágio de controle são apresentados a seguir.

2.2.1. A Equação Básica de *Swing*

Os rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico são massas que estão em movimento de rotação e que armazenam, dessa forma, energia cinética de rotação. A velocidade com que giram determina a frequência do sistema elétrico. Para que a frequência seja mantida constante, deve haver um equilíbrio entre forças antagônicas: o torque mecânico da máquina primária que aciona o rotor do gerador e o torque eletromagnético resistente no rotor que é função da potência ativa gerada. Perdendo-se esse equilíbrio, o conjugado resultante deixa de ser nulo levando a aceleração (positiva ou negativa) dos rotores. Assim, a frequência do sistema varia de acordo com o desbalanço entre potência mecânica gerada pelos acionadores e potência elétrica das cargas.

A equação básica de swing que descreve o comportamento eletromecânico elementar do um gerador síncrono é apresentada em (1).

$$2H \frac{d\omega}{dt} = C_m - C_e \approx P_m - P_e \quad (1)$$

Sendo:

H - constante de inércia, em segundos;

ω - velocidade de rotação do rotor, em pu;

t – tempo, em segundos;

C_m – conjugado mecânico do acionador menos torque de retardo devido às perdas rotacionais, em pu;

C_e – conjugado eletromagnético do gerador, em pu;

P_m – potência mecânica do acionador menos as perdas rotacionais, em pu;

P_e – potência elétrica gerada, em pu;

2.2.2. Resposta Inercial – Energia das Massas Girantes

Para máquinas síncronas e de indução conectadas diretamente ao sistema elétrico, a resposta inercial se refere à transferência de energia entre as massas girantes e o sistema elétrico em função dos desbalanços entre torque mecânico e torque eletromagnético nos rotores. Possui caráter bidirecional, com fluxo de energia do sistema elétrico para os rotores ou dos rotores para o sistema elétrico. Não depende de sistemas de controle, seja local ou centralizado, é uma resposta natural e imediata dos conjuntos acionador/gerador.

Por outro lado, geradores conectados ao sistema elétrico através de conversores de frequência não apresentam resposta inercial de maneira natural. Entretanto, esses geradores podem ser dotados de sistemas de controle que emulam o comportamento de um gerador síncrono frente a variações de frequência. Esse controle é chamado de inércia virtual, ou inércia sintética, e sua aplicação é obrigatória, no Brasil, em novos empreendimentos de geração eólica com potência superior a 10MW [21].

2.2.3. Autorregulação das Cargas

As cargas do sistema elétrico variam a potência ativa consumida em função da frequência em que são alimentadas [22]. Esse comportamento natural e imediato é no sentido de autorregular o sistema, auxiliando no alcance de um novo ponto de equilíbrio carga/geração. Em distúrbios de perda de geração, com consequente redução de frequência, a potência das cargas sofre redução proporcional ao desvio de frequência e nos distúrbios de excesso de geração, pode ser observado o contrário.

A potência ativa consumida, em função da frequência, é representada pela equação (2).

$$P_e' = P_e + D\Delta f \quad (2)$$

Sendo:

P_e' – potência ativa da carga corrigida pela frequência, em pu;

P_e – potência ativa da carga alimentada na frequência nominal, em pu;

D – constante de amortecimento (ou autorregulação) da carga, em pu (variação de carga) / Hz). Essa constante é, normalmente, apresentada em %/Hz e deve ser convertida para pu/Hz;

Δf – variação de frequência, em Hz.

Considerando esse efeito, a equação de swing (1) é alterada para a equação (3) com respectivo diagrama de blocos na Figura 6.

$$2H \frac{d\omega}{dt} + D\omega = C_m - C_e \approx P_m - P_e \quad (3)$$

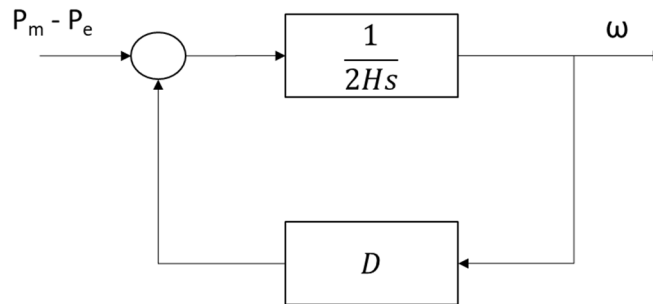


Figura 6 – Representação da equação de swing em diagrama de blocos

Os valores típicos para a constante de amortecimento estão na faixa de 1% a 3%/Hz [14]. O ONS assume, em [17], D com o valor de 2% de variação da carga para 1% de variação de frequência. O ENTSO-E assume em [19] o valor de 1%/Hz, mesmo valor do NERC em [16].

2.2.4. Reguladores de Velocidade

Os reguladores de velocidade, também chamados de governadores, dotam os acionadores dos geradores da capacidade de alteração de potência mecânica frente a variação de frequência medida localmente. Sem a utilização dos reguladores de velocidade, os distúrbios de carga/geração seriam compensados somente pela característica de

autorregulação das cargas, levando a novos pontos de operação proibitivos para o sistema. A estrutura básica é apresentada na Figura 7.

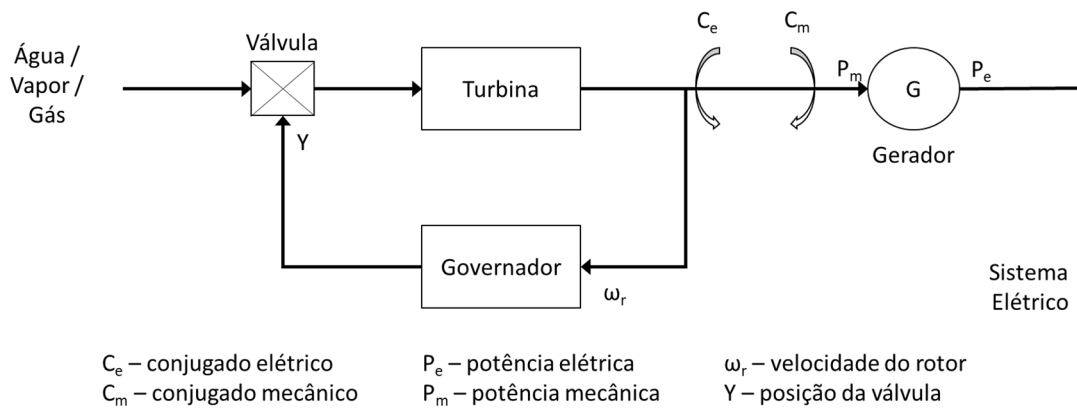


Figura 7 – Representação básica de turbina dotada de controlador de velocidade

Os dois tipos clássicos de reguladores de velocidade são o regulador isócrono e o regulador *droop*. O regulador isócrono emprega um controlador PI (proporcional-integral) para regular a frequência no seu valor de referência. Funciona de forma adequada quando o gerador opera isolado do sistema elétrico. Seu diagrama de blocos e sua curva característica são apresentados na Figura 8.

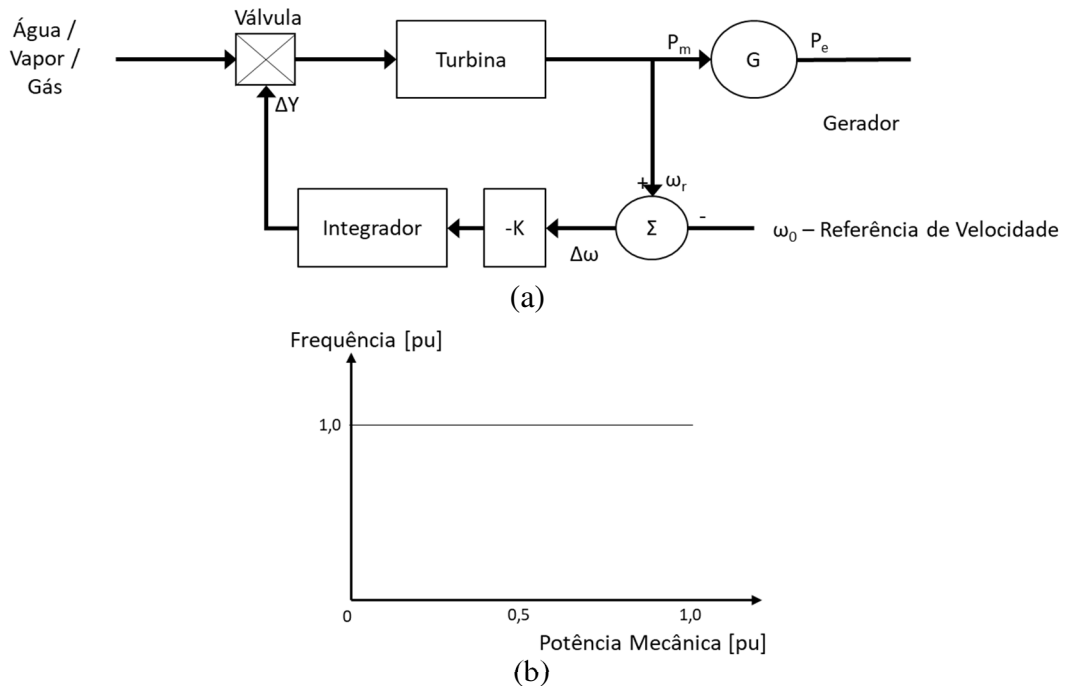


Figura 8 – Controlador de velocidade isócrono – (a) diagrama de blocos; (b) curva característica da variação de potência em função da frequência

O regulador de velocidade *droop* apresenta uma característica de redução da velocidade do rotor à medida que a carga aumenta, adequada para operação de geradores em paralelo e divisão de cargas. O estatismo, ou simplesmente *droop*, expressa a relação entre a variação de velocidade e a variação de potência, como em (4). A Figura 9 apresenta o diagrama de blocos e a curva característica desse regulador.

$$R = -\frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (4)$$

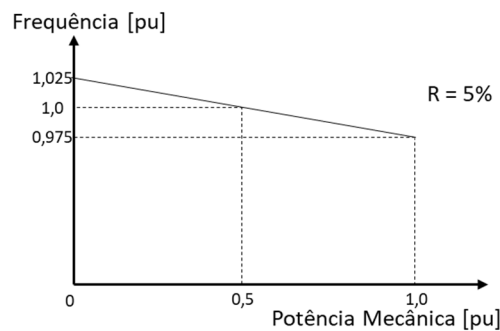
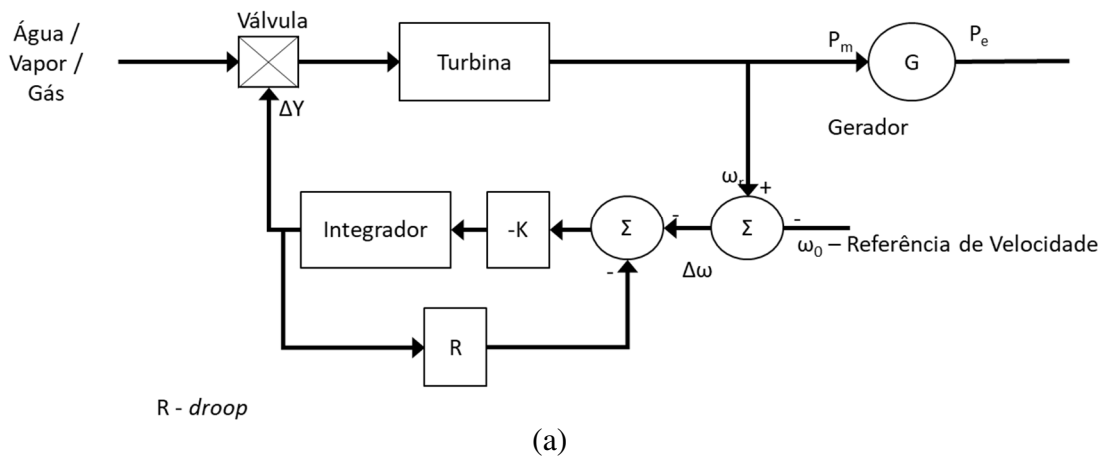


Figura 9 - Controlador de velocidade droop – (a) diagrama de blocos; (b) curva característica da variação de potência em função da frequência

O ONS, em [17], determina que o *droop* deve ser ajustado em 5%, a não ser que seja justificada a necessidade de um valor diferente. O NERC, em [8], recomenda o valor entre 3% e 5%.

No capítulo 3, serão apresentadas e modeladas outras configurações de reguladores de velocidade e algumas características não apresentadas neste item.

2.2.5. Resposta Contínua

Os reguladores de velocidade devem apresentar uma resposta contínua na curva frequência/potência. Mudanças de potência em degrau podem gerar instabilidade em eventos cuja frequência oscila próximo do ponto de descontinuidade. A mesma instabilidade pode acontecer próximo à frequência de operação de esquemas de descarte de cargas ou descarte de geração. O NERC [16] proibiu o uso de reguladores de velocidade cuja resposta de potência apresente degraus.

2.2.6. Resposta Sustentada

Resposta sustentada é aquela em que a potência de saída do gerador é mantida em seu valor esperado, dado pelo estatismo, até que a frequência retorne ao valor nominal. Alguns tipos de conjunto regulador de velocidade/turbina/gerador não possuem característica de resposta sustentada devido à quantidade de energia armazenada na fonte primária, ou mesmo devido à implementação de malhas de controle de potência ativa externas à malha de *droop*. Como exemplo, podem ser citados os geradores acionados por turbinas a vapor que, em eventos com redução de frequência e aumento de potência, a potência mecânica é elevada em um primeiro momento, mas é reduzida logo em seguida devido à redução da pressão da caldeira causada pelo aumento de vazão de vapor e atraso de atuação do controle de combustível. Por outro lado, alguns reguladores de velocidade eletrônicos são dotados de uma malha de controle de potência externa à malha de *droop* fazendo com que a potência mecânica do acionador seja reduzida ao valor de referência antes do distúrbio.

2.2.7. Característica Carga/Frequência do Sistema Elétrico

A operação em paralelo de geradores com reguladores de velocidade que respondem à variação de frequência em conjunto com a autorregulação das cargas pode ser representada conforme Figura 10 (caso com 3 geradores).

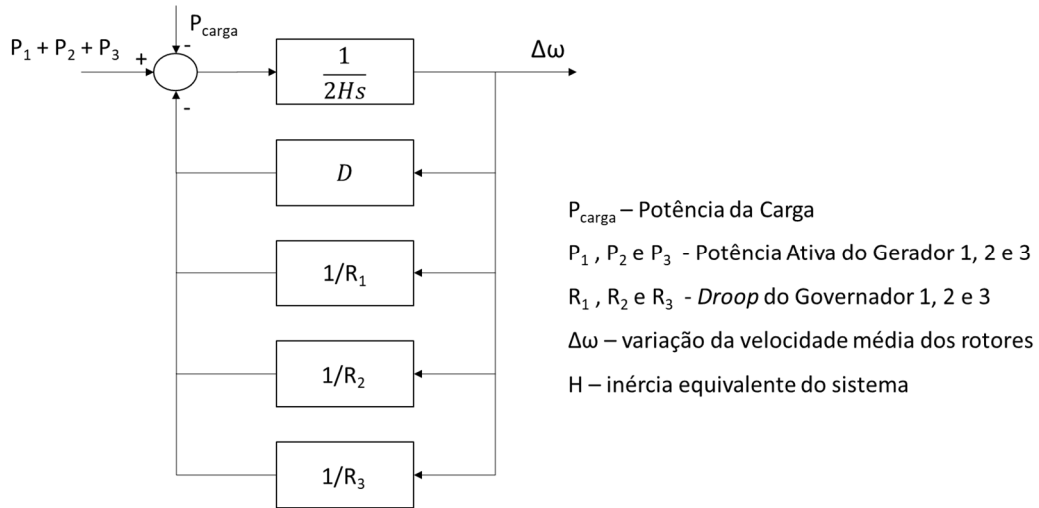


Figura 10 – Representação da operação em paralelo de 3 geradores síncronos
(Fonte: Active Power and Frequency Control, [24])

O β , bias ou característica natural da área de controle [17], expresso em MW/Hz ou MW/0,1 Hz, apresenta a característica carga/frequência do sistema elétrico, sendo calculado conforme (5).

$$\beta = D + \sum_{i=1}^n 1/R_i \quad (5)$$

Sendo:

β – característica natural da área de controle (BIAS) em MW/Hz, ou MW/0,1Hz;

O simplista cálculo de β é válido como uma primeira abordagem para um complexo comportamento de diversas unidades de geração com características não lineares de resposta de potência e não considera a redistribuição de perdas no sistema elétrico frente às novas condições de fluxos de potência pós-evento.

Se o β de um sistema é conhecido, é possível estimar qual será a nova frequência em que o sistema elétrico se estabilizará, frente a um distúrbio carga/geração conhecido, passada a resposta transitória dos reguladores de velocidade. A máxima excursão de frequência, entretanto, não é possível ser determinada conhecendo somente o β , sendo necessária a utilização de programas computacionais capazes de realizar simulações de transitórios eletromecânicos.

2.2.8. Exemplo de Resposta Primária de Frequência

Para ilustração das características apresentadas, é apresentado na Figura 11, um exemplo de resposta do controle primário de frequência. O evento foi um desligamento, em $t = 1$ segundo, de uma unidade de geração que despachava 61MW, sem qualquer ação de descarte de cargas.

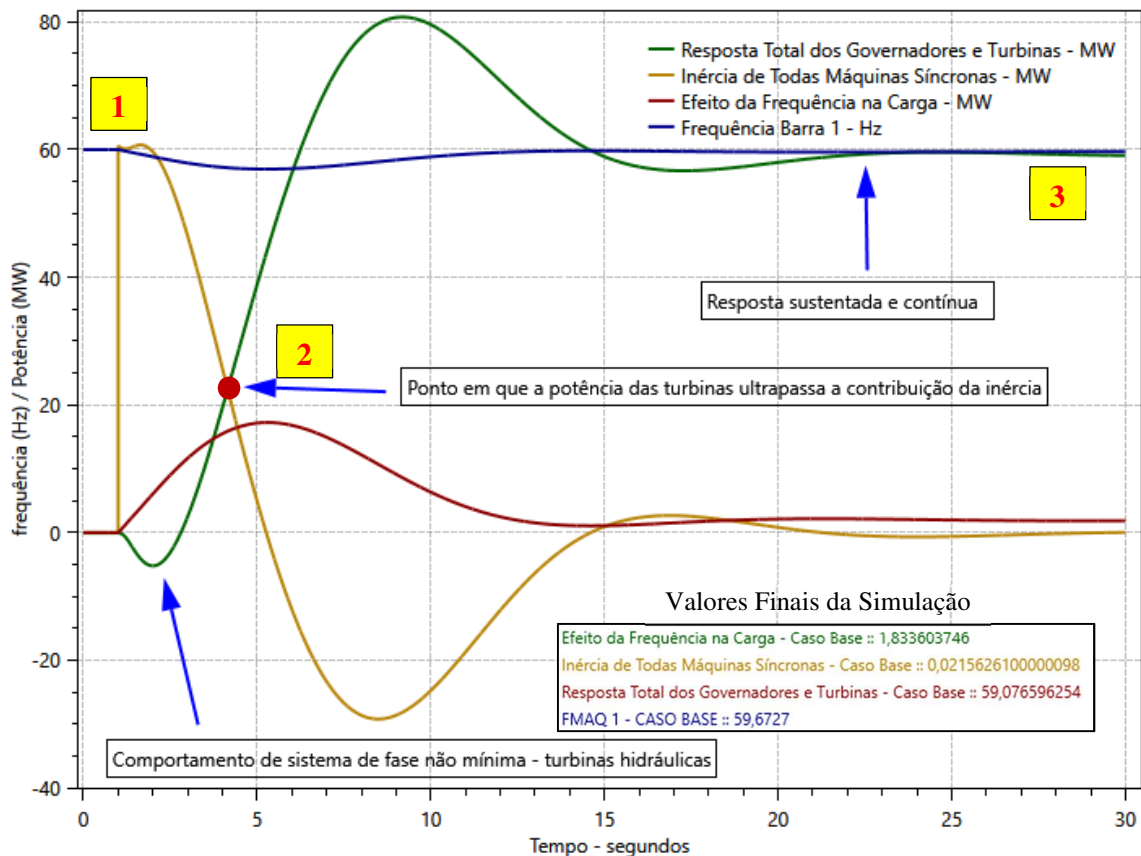


Figura 11 – Resposta de um gerador elétrico e da frequência do sistema elétrico frente a um distúrbio carga/geração com déficit de geração

Logo após o evento, frente o desbalanço carga/geração, a frequência começa a reduzir de forma que a energia das massas girantes flua para o sistema elétrico. O ponto 1 do gráfico mostra que a contribuição preponderante neste momento é a resposta inercial. Em seguida, os reguladores de velocidade e as cargas começam a responder à variação de frequência.

Na resposta dos reguladores de velocidade/turbinas (no gráfico da Figura 11 foi subtraído o valor da potência antes do evento, apresentando somente a variação) podem ser observadas a resposta contínua e sustentada desse tipo de fonte (gerador acionado por turbina hidráulica). A redução inicial de potência dos geradores é o comportamento de sistema de fase não mínima das turbinas hidráulicas modeladas. Em 3,15 segundos após o evento (ponto 2 do gráfico), pode ser observado que a contribuição da potência das turbinas ultrapassa a resposta inercial.

A contribuição das cargas é mostrada como positiva para forma de comparação com as demais contribuições. O máximo valor de redução de potência, 17,22 MW, é no momento em que ocorre o nadir¹ da frequência. Os valores finais das contribuições e da frequência (ponto 3) podem ser observados no próprio gráfico.

2.2.9. Avaliação da Resposta Primária de Frequência dos Agentes de Geração

2.2.9.1. Medição e obrigação de participação no controle primário de frequência

Como forma de garantir a participação dos agentes de geração no controle primário de frequência, órgãos reguladores de sistemas elétricos definem obrigações, expressas em valores mínimos de β (MW/ Hz), e avaliam seus cumprimentos em eventos de distúrbio do equilíbrio carga/geração.

As medições para avaliação de cumprimento das obrigações são baseadas na análise da resposta da frequência frente ao conhecido evento gerador do distúrbio, onde os pontos de interesse são apresentados no gráfico da Figura 12:

- Frequência do ponto A – frequência imediatamente antes da ocorrência do distúrbio carga/geração;
- Frequência do ponto B – frequência na qual o sistema estabiliza passadas as ações transitórias dos reguladores de velocidade;
- Frequência do ponto C – nadir de frequência.

¹ Nadir de frequência – valor mais baixo de frequência no tempo avaliado

No exemplo simulado em questão, que foi a perda de geração de 61MW resultando em um desvio do ponto B de 0,33Hz, a participação dos geradores resultou em um β de 18,62MW/0,1Hz.

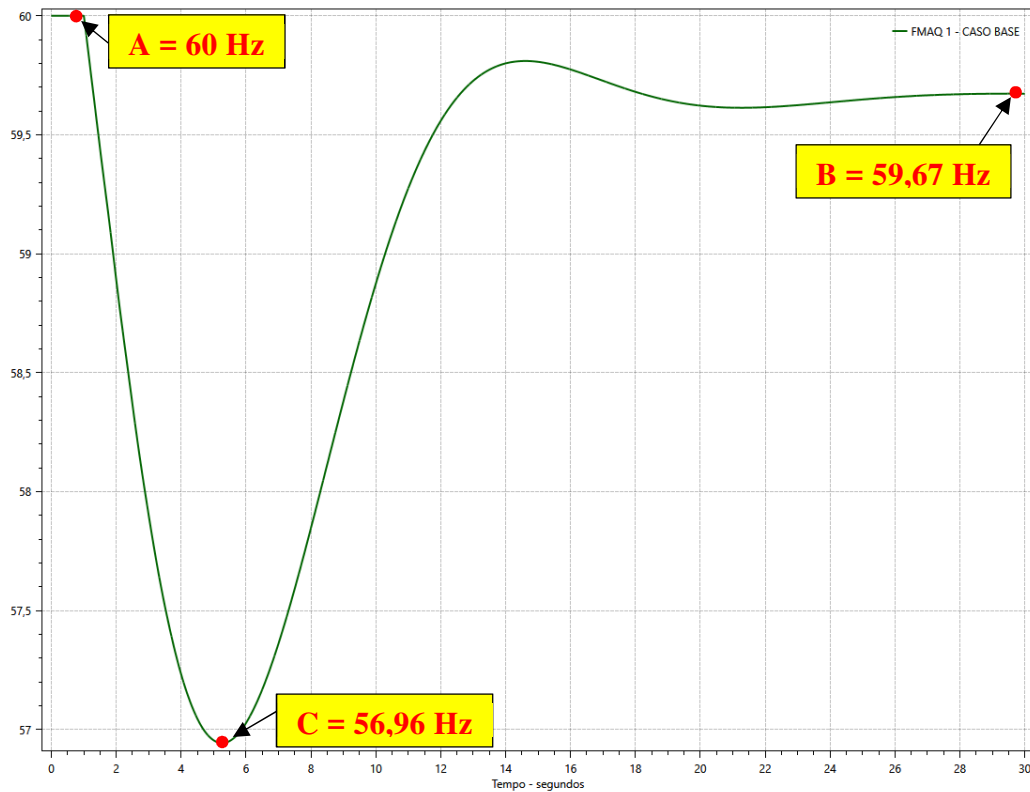


Figura 12 – Caracterização da resposta da frequência em eventos de déficit de geração

Na definição da obrigação da participação no controle primário são utilizadas as seguintes informações:

- Evento de referência – define o evento que deve ser suportado pelo sistema elétrico. Há diversos critérios que podem ser utilizados, tendo como exemplos: perda de maior unidade geradora do sistema (Brasil); maior evento de perda de geração dos últimos 10 anos (EUA); valor fixo de perda de geração (Europa);
- Frequência admissível do ponto B – a obrigação de participação, expressa em MW / Hz ou MW / 0,1 Hz, define a frequência admissível do ponto B para o evento de referência. Na Europa, o valor do ponto B é definido em 49,8 Hz [19]. Nos EUA, o NERC [18] define o valor do ponto B com base na maior frequência de ativação

do esquema de descarte de cargas e na relação, obtida estatisticamente, entre os valores da frequência no ponto B no ponto C. Com isso, é esperado que não ocorram desligamentos por atuação do descarte de cargas.

2.2.9.2. Reserva Girante

Para o atendimento da obrigação de participação na resposta primária, é necessário que haja reserva na geração e que esteja sincronizada e pronta para ser utilizada em questões de segundos ou minutos. A essa reserva é dado o nome de reserva girante e seu valor deve ser relacionado à obrigação de resposta primária do agente gerador.

Um conceito errado de reserva girante é exemplificado a seguir: um gerador de 200MW, com *droop* de 5%, operando em 60Hz e despachando 100MW tem um reserva girante de 100MW. Para que sejam utilizados os 100MW não despachados, a frequência deverá cair para 58,5Hz. Considerando que a frequência de ponto B não seja inferior a 59,8 Hz, essa unidade de geração somente assumiria 13,33MW nesta condição. Assim, deve ser considerado como reserva girante a potência que pode ser despachada pelo gerador sem infringir os limites de frequência do ponto B.

2.2.9.3. Tempo de ativação da resposta primária de frequência

Outro ponto importante a ser observado na utilização das reservas de controle primário de frequência é o tempo de ativação (*deployment time*). O ENTSO-E determina que se a perda de geração de um evento for inferior a 1500 MW (evento de referência é 3000 MW) a reserva de controle primário deve ser ativada em menos de 15s. Para eventos entre 1500 MW e 3000 MW, a reserva deve ser ativada em tempo definido na Figura 13.

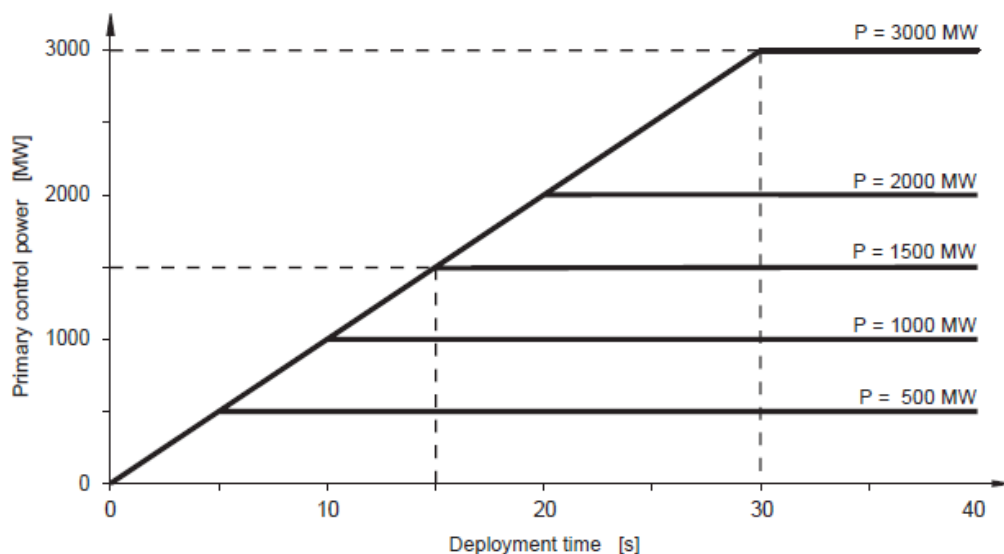


Figura 13 – Determinação do tempo máximo de ativação da reserva girante para eventos de perda de geração
(Fonte: Load Frequency Control (Appendix 1) – ENTSO-E, [20])

2.2.9.4. Normas Aplicadas ao Controle de Frequência

Como referência na definição de diretrizes para o controle carga/frequência, incluindo aspectos das respostas primária, secundária, terciária e time control, podem ser citados os seguintes documentos:

- Brasil – Procedimento de Rede – Submódulo 10.6 [17];
- Europa - Continental Europe Operation Handbook – P1 – Load-Frequency Control and Performance [19]:
 - Documento de suporte: Appendix I - Load-frequency control and performance [20];
- EUA – NERC Reliability Standards BAL 001-2 / BAL 001-TER-1 / BAL 002-1 / BAL-003-A.1 / BAL-004.0
 - Documentos de suporte: NERC Frequency Response Standard Background Document [16].

CAPÍTULO 3

MODELOS DE TURBINAS E REGULADORES DE VELOCIDADE

3.1. Introdução

Para a realização de estudos de operação e de planejamento do sistema elétrico, nos quesitos estabilidade transitória e controle / estabilidade de frequência, são necessárias a correta representação do caso no fluxo de potência e a utilização de modelos dinâmicos adequados dos conjuntos reguladores de velocidade / turbinas. A evolução dos modelos dinâmicos e o crescimento do poder computacional possibilitaram que características mais complexas pudessem ser retratadas e que maiores tempos de simulação fossem empregados. Com isso, não somente o primeiro *swing* é estudado, mas também todo o comportamento do controle primário de frequência.

Modelos que representam o sistema com fidelidade possibilitam uma maior percepção de riscos resultando em operação com mais confiabilidade e menores custos, tanto em curto

como em longo prazo. Entretanto, estudos realizados nos EUA e Europa [6], [5] e [23] mostraram que a frequência do sistema elétrico vem apresentando desvios maiores com o passar dos anos e que os modelos utilizados não eram capazes de reproduzir o seu comportamento para eventos de grandes desequilíbrios carga/geração (desvios de frequência reais sempre maiores do que os simulados).

A partir dessa constatação, foram realizados trabalhos para identificação das causas e avaliação de necessidade de revisão dos modelos. A principal causa para os maiores desvios de frequência é a redução do β do sistema, relacionada, principalmente, pela operação dos geradores em modo de controle que não permite a participação plena na regulação de frequência. A Figura 14 mostra essa evolução de 1994 a 2009. Em [24], foi realizada uma estimativa de que o fator de participação de usinas no controle primário, K_t , era de somente 40%.

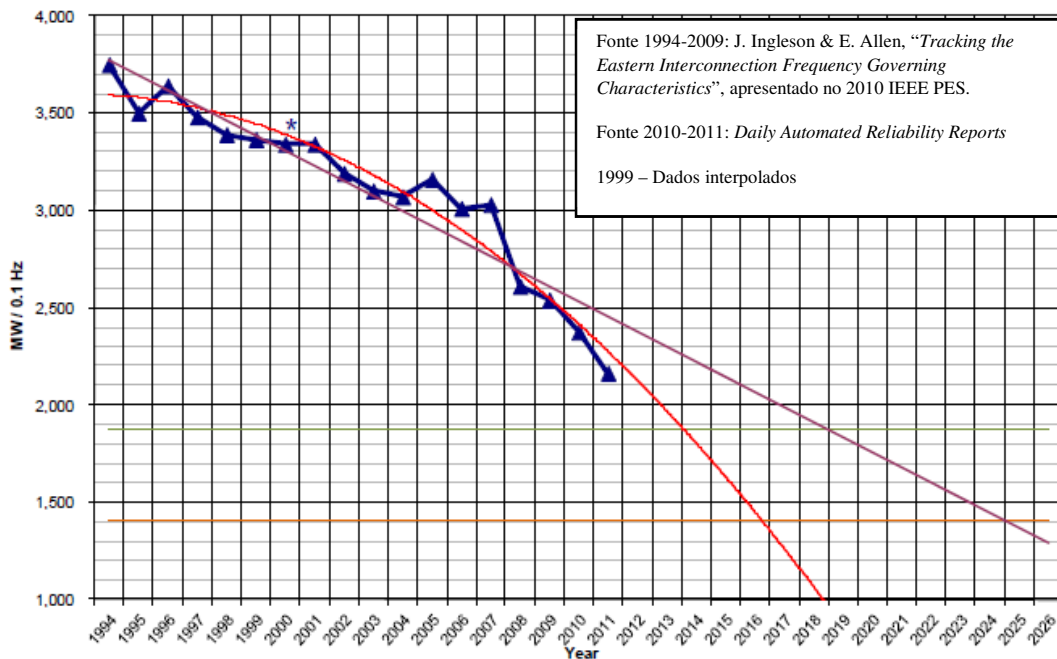


Figura 14 – Evolução do β , nos EUA, de 1994 a 2009
 (Fonte: Tracking the Eastern Interconnection Frequency, [23])

Diversos fatores no controle e operação de turbinas causam a deterioração da resposta da potência frente a variação de frequência e precisam ser representados nos modelos dinâmicos [5]: usinas nucleares operam na carga base, turbinas a gás com potência limitada à temperatura do exausto, usinas térmicas a vapor operadas no modo de

parâmetros deslizantes, usinas despachadas no valor máximo de potência da turbinas, bandas mortas intencionais ou não-intencionais, governadores com malhas de controle de potência, limitação de variação de potência das turbinas, entre outros.

Frente a importância do tema, o NERC publicou padrões [25] que tratam da validação de modelos dinâmicos para simulação de eventos de distúrbio carga/geração, visando a construção de uma base de dados confiável para a realização de estudos, principalmente, do sistema elétrico com maior participação de energia renovável não síncrona.

A maioria das abordagens dos modelos dinâmicos de turbinas e geradores é realizada desacoplando os modelos do governador e da turbina, com as entradas e saídas de cada modelo conforme exibido na Figura 15. Este capítulo apresentará a modelagem atualmente utilizada para a representação dos governadores e turbinas focando na representação das principais características que influem na resposta do controle primário de frequência, com objetivos de obter a validação os modelos e de aumentar a fidelidade das simulações.

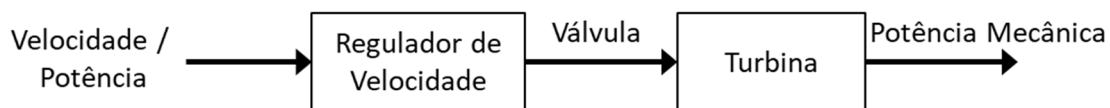


Figura 15 – Entradas e saídas dos modelos de regulador de velocidade e turbina

3.2. Turbinas Hidráulicas e Seus Reguladores de Velocidade

As turbinas hidráulicas têm uma característica diferenciada na resposta primária de frequência. Apesar de não serem tão rápidas como as usinas térmicas, elas apresentam uma resposta sustentada frente às solicitações de aumento de potência, desempenhando um importante e complementar papel na redução de excursão da frequência. O esquema básico de uma usina hidrelétrica é apresentado na Figura 16.

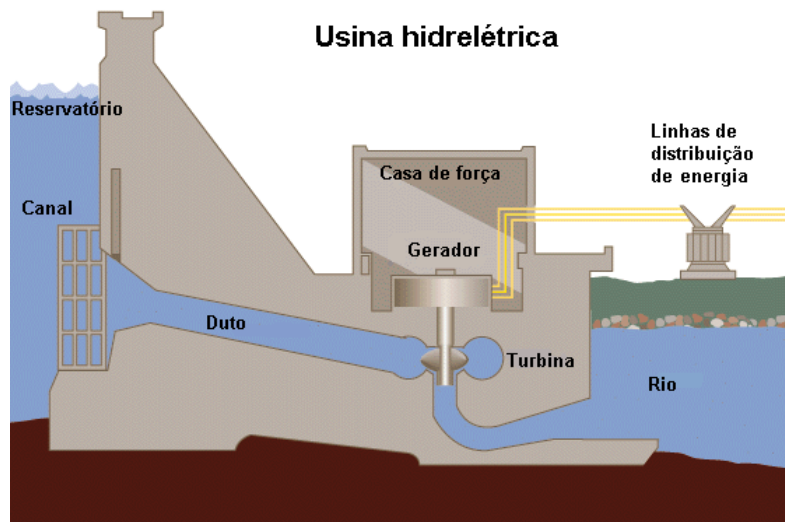


Figura 16 – Esquema básico de uma usina hidrelétrica
(Fonte: https://pt.wikipedia.org/wiki/Usina_hidrel%C3%A9trica, acesso em 30/10/2017)

Basicamente, há dois tipos de turbinas de usinas hidrelétricas, as de ação e as de reação:

- Turbinas de ação ou turbinas Pelton – utilizadas em plantas com quedas acima de 300 metros. A velocidade ou potência da turbina é controlada através do ajuste do fluxo de água através dos injetores. A energia potencial é convertida em energia cinética nos injetores que é cedida ao eixo. O esquema de uma turbina Pelton é mostrado na Figura 17. No Brasil, os exemplos de aproveitamento Pelton são as usinas de Parigot de Souza, Fontes e Henry Borden.

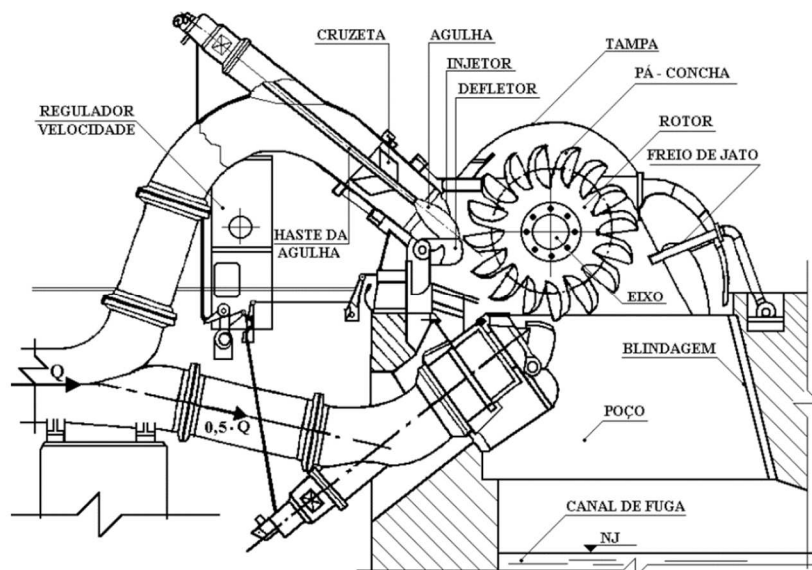
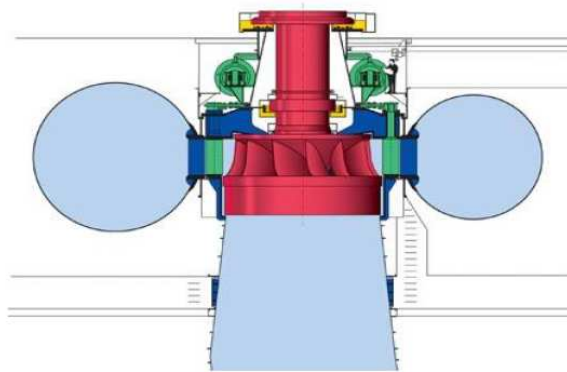


Figura 17 – Esquema de uma turbina Pelton ou turbina de impulso
(Fonte: www.researchgate.net/figure/figura-9-turbina-pelton-accionada-con-pulpa-12_fig5_25765, acesso em 03/11/2017)

- Turbinas de reação – utilizadas em plantas com quedas entre 30 e 700 metros. Neste tipo de turbina, a água ocupa completamente a cavidade ocupada pelo rotor e, ao fluir por ela, transfere tanto a energia de pressão quanto a energia cinética às pás do rotor. Há duas subcategorias de turbinas de reação: as turbinas Francis e as turbinas Kaplan / Bulbo.
 - Turbinas Francis – nesta turbina, a água sob pressão entra em um condutor em espiral, o caracol, que circunda as pás móveis e flui através de pás fixas na direção radial para o interior da turbina. A água então passa pelo rotor no sentido descendente, exercendo pressão contra as pás móveis, acionando o rotor. O controle de velocidade é exercido através do movimento do distribuidor, por onde a água flui antes de alcançar o rotor da turbina. Esse tipo de turbina tem aplicação bastante versátil, com quedas variando entre 30 e 500 metros [26]. A Figura 18 apresenta um esquema de turbina Francis. No Brasil, tem grande aplicação este tipo de turbina como, por exemplo, em Itaipu, Belo Monte, Tucuruí, Ilha Solteira, e Funil.



*Figura 18 – Esquem de uma turbina Francis
(Fonte: www.voithhydro.de, acesso em 02/12/2017)*

- Turbinas Kaplan / Bulbo – esta turbina é do tipo hélice e apesar de ser considerada uma turbina de reação, o acionamento do eixo é provocado por ação da pressão (energia potencial) e da velocidade da água (energia cinética). O controle de velocidade é exercido através do movimento combinado e coordenador do distribuidor e das pás, garantindo máxima eficiência em todos os pontos de operação [27]. Tem aplicação em locais com quedas entre 2 e 150 metros[26]. O esquema dessa turbina é

apresentado na Figura 19 e a curva que mostra a combinação ótima da posição do distribuidor e das pás, em diferentes pontos de operação é mostrada na Figura 20. Uma variação da turbina Kaplan é a turbina Bulbo, onde o conjunto turbina / gerador é envolto por uma cápsula hermética e fica imerso no fluxo de água. Exemplos, no Brasil, são: São Luiz do Tapajós, Santo Antônio, Jirau e Jatobá.

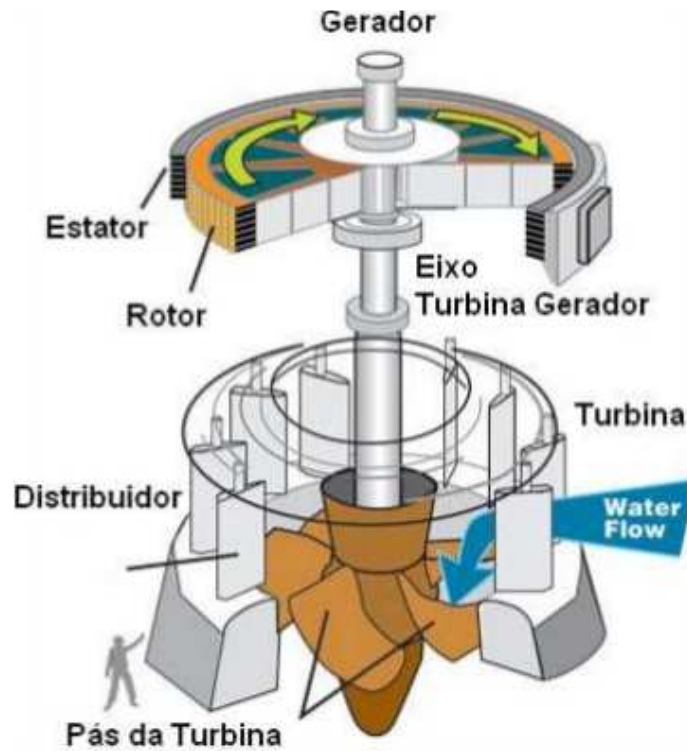


Figura 19 – Esquema de uma turbina Kaplan

(Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/Kaplan_turbine, acesso em 03/12/2017)

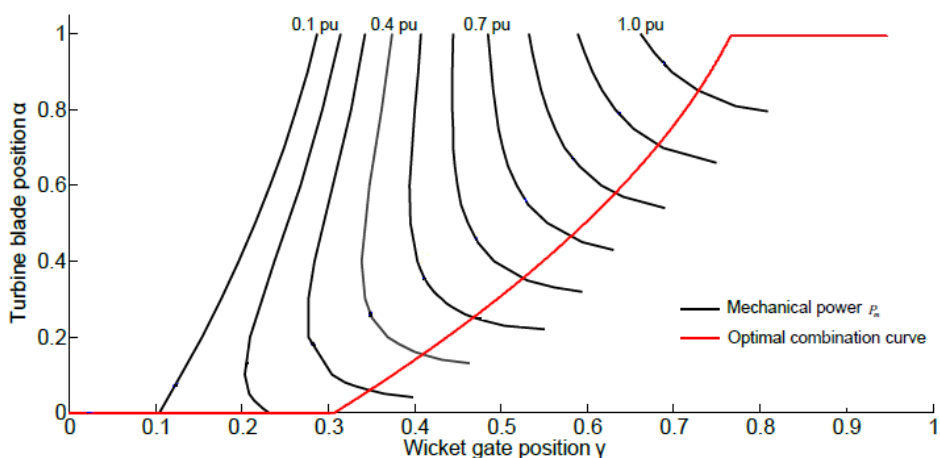
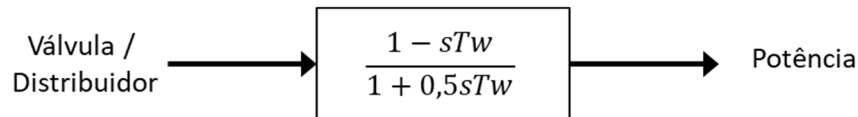


Figura 20 – Curva de conjugação do ângulo das pás e dos distribuidores
(Fonte: *Improved Governing of Kaplan Turbine*, [28])

3.2.1. Modelos Dinâmicos das Turbinas Hidráulicas

As usinas hidrelétricas são sistema complexos, não lineares e de fase não-mínima. Enquanto o poder computacional foi fator limitante nas simulações de transitórios eletromecânicos, uma representação simples, linear e dependente de somente um parâmetro era utilizada com foco somente na análise do primeiro ou do segundo *swing*. Este modelo ficou conhecido como IEEE *Type 2* [11], assim como os demais, tem como entrada a posição da válvula ou distribuidor e sua saída é a potência mecânica no eixo do gerador. A Figura 21 apresenta este modelo.



*Figura 21 – Modelo linear da turbina hidráulica
(Fonte: Power System Stability and Control, [26])*

Sendo:

T_w – constante de tempo da água, obtida pela equação (6).

A – área do conduto forçado, em m^2 ;

L – comprimento do conduto forçado, em m ;

g – aceleração da gravidade, em m/s^2 ;

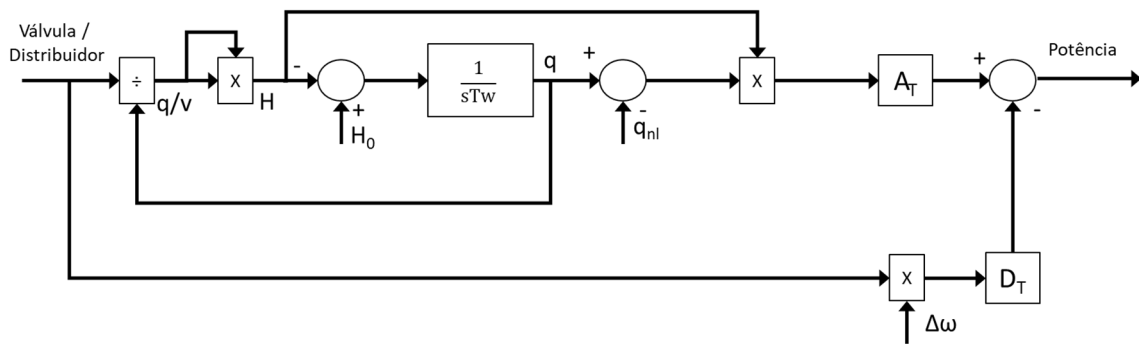
q – fluxo de água através da turbina, em m^3/s ;

h – queda de operação na admissão da turbina, em m ;

$$T_w = \left(\frac{L}{Ag}\right) \left(\frac{q}{h}\right) \quad (6)$$

Atualmente, sua aplicação é considerada inadequada para estudos que envolvam variações consideráveis de potência e frequência. Para tais estudos, o adequado é a utilização de modelos que representem o comportamento não-linear das usinas hidrelétricas.

A Figura 22 apresenta um modelo não linear que balanceia o compromisso entre simplicidade e a modelagem dos principais efeitos da usina hidrelétrica. Este modelo considera coluna de água e conduto forçado inelásticos, é capaz de alterar dinamicamente a constante de tempo da água, T_w , e inclui ganho adicional que representa o amortecimento da turbina, D_t . Sua representação é em pu.



*Figura 22 – Modelo não linear inelástico da turbina hidráulica
(Fonte: Power System Stability and Control, [26])*

Sendo:

T_w – constante de tempo da água;

v – posição da válvula ou distribuidor, em pu;

q – fluxo de água através da turbina, em pu;

H – queda de operação na admissão da turbina, em pu;

H_0 – queda inicial da turbina, em pu;

q_{ni} – vazão sem carga, em pu;

A_t – ganho da turbina, adimensional;

D_t – fator de amortecimento da turbina, adimensional;

$\Delta\omega$ – variação de velocidade da turbina, em pu.

Sua aplicação é, predominantemente, para aproveitamentos com turbinas Francis, em que o comprimento do conduto forçado não é elevado. Este modelo pode ser utilizado para turbinas Kaplan / Bulbo desde que as modificações apresentadas na Figura 23 sejam implementadas. Este refinamento é necessário devido às diferentes constantes de tempo do sistema de posicionamento do distribuidor e das pás, as últimas mais lentas, resultando em mudança de potência e eficiência conforme apresentado na Figura 20.

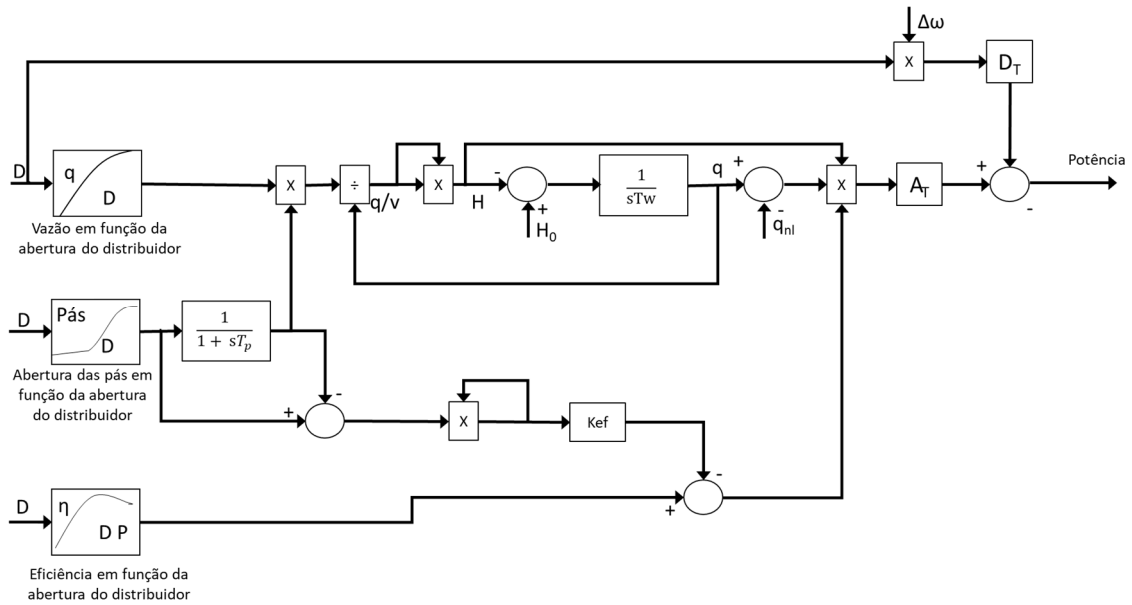


Figura 23 – Modelo não linear inelástico modificado para representação de turbinas Kaplan / Bulbo
(Fonte: *Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines*, [12])

Sendo:

T_p – constante de tempo do sistema de posicionamento das pás, em segundos;

K_{ef} – constante que representa a perda de eficiência devido ao atraso no posicionamento das pás, adimensional;

Um modelo com maior acurácia para a representação da coluna de água é o modelo elástico das ondas viajantes, apresentado na Figura 24, que considera os efeitos de martelo de água devido à sua elasticidade juntamente com a do conduto forçado.

Apesar de ser a representação mais precisa da coluna de água e do conduto forçado, o impacto de sua utilização nos resultados dos estudos pode não ser expressivo. A necessidade de aplicação depende do tipo de usina e da sintonia do regulador de velocidade. Se possuir resposta rápida, com uso de controlador com ação derivativa, a diferença entre a utilização do modelo elástico e inelástico pode ser significativa em determinados estudos, principalmente aqueles que envolvem oscilações inter-áreas [12]. Uma relação entre o T_w e o T_e (8) com valor baixo também aumenta o impacto da utilização do modelo inelástico, conforme apresentado na Figura 25. Assim, os ganhos relacionados com a utilização do modelo elástico devem ser avaliados caso a caso [12].

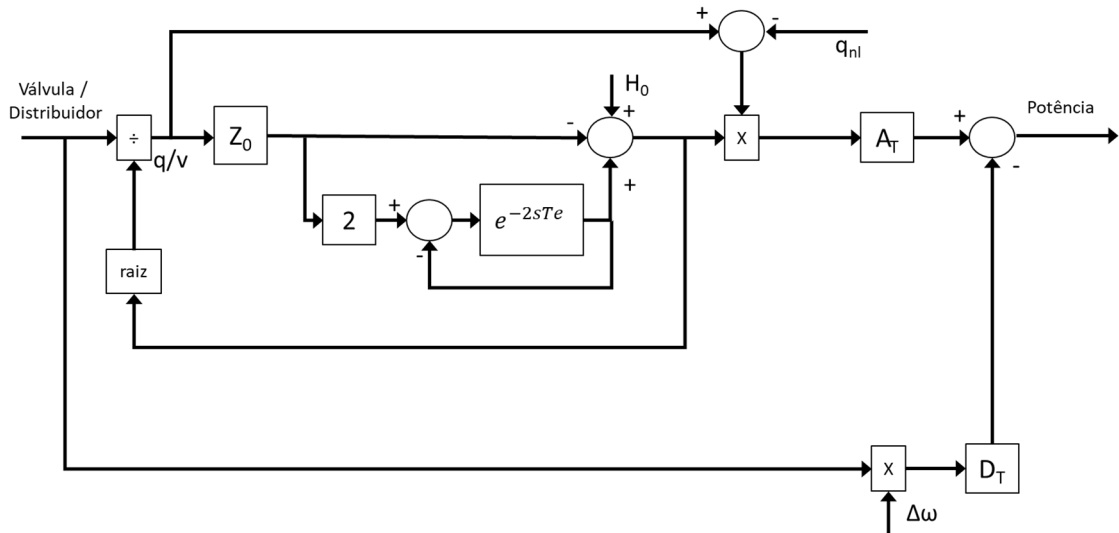


Figura 24 – Modelo não linear elástico da turbina hidráulica
(Fonte: Power System Stability and Control, [26])

Onde:

$$Z_0 = \frac{1}{\sqrt{g} \alpha} * \frac{q_{base}}{h_{base}} \quad (7)$$

$$T_e = \frac{L}{a} \quad (8)$$

$$a = \sqrt{\frac{g}{\alpha}} \quad (9)$$

$$\alpha = \rho g \left(\frac{1}{K} + \frac{D}{fE} \right) \quad (10)$$

Sendo:

Z_0 – impedância de surto do conduto forçado, em pu;

T_e – constante de tempo da onda viajante, em segundos;

ρ – densidade da água, em kg/m^3 ;

K – módulo volumétrico da água;

D – diâmetro interno do conduto forçado, em metros;

f – espessura do conduto forçado, em metros;

E – módulo de Young do material do conduto forçado.

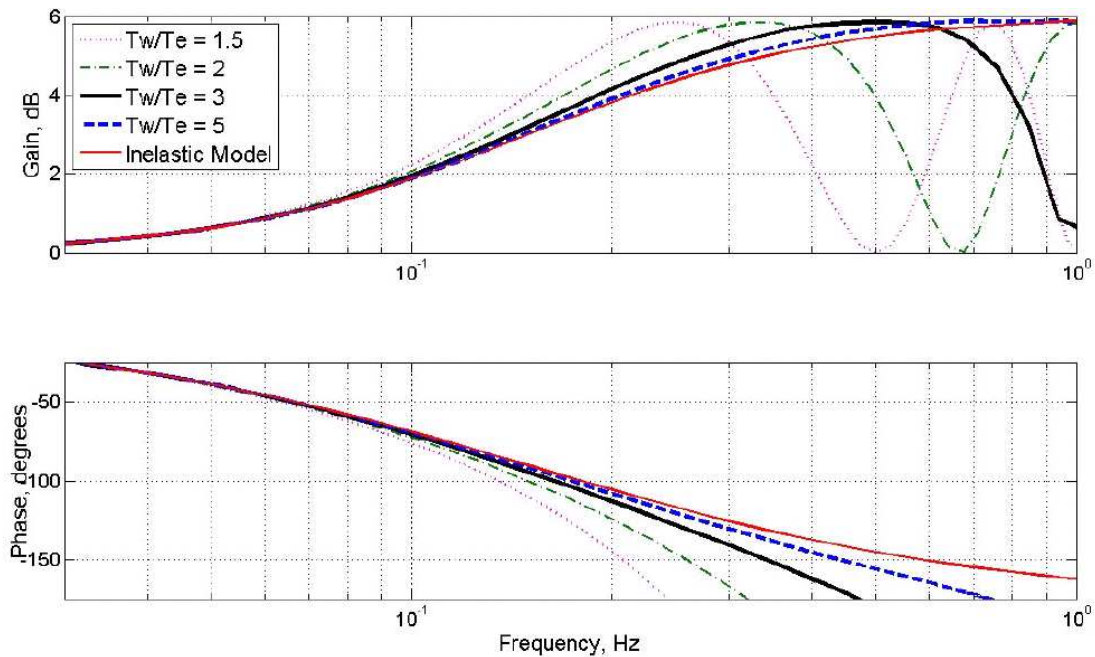


Figura 25 – Comparação da resposta em frequência do modelo inelástico e elástico para diferentes valores da relação T_w/T_e
(Fonte: *Dynamic Models for Turbine-Governors*, [12])

3.2.2. Reguladores de Velocidade para Usinas Hidráulicas

A modelagem dos reguladores de velocidade nos estudos de transitórios eletromecânicos recebeu pouca atenção nos estudos de planejamento no passado [7]. Entretanto, como será apresentado neste trabalho, as modificações necessárias nos modelos de turbinas e reguladores de velocidade, de maneira geral, demandará melhor detalhamento dos RVs² frente a importância da participação sustentada dos geradores de usinas hidrelétricas no controle primário de frequência.

A característica deste tipo de usina, que apresenta resposta inicial de potência no sentido inverso da variação do sinal de abertura da válvula ou distribuidor (sistema de fase não-mínima) demanda a implementação de um *droop* temporário no regulador de velocidade de forma a obter uma operação estável. Para desvios rápidos na frequência, o RV apresentará alta regulação, significando baixo ganho, ao passo que para desvios lentos e operação em regime permanente, o RV apresentará baixa regulação e alto ganho.

² RV – regulador de velocidade; RVs – reguladores de velocidade

Os reguladores de velocidade mecânicos, também conhecidos como hidráulicos-mecânicos são os mais elementares e, apesar de sua obsolescência, continuam sendo aplicados em usinas mais antigas, sendo comum o *retrofit* dessas unidades. Apresentam como característica principal a alta constante de tempo que, somada ao tempo de resposta da turbina, resulta em tempo de resposta do conjunto por volta de 60 segundos ou mais [7]. A Figura 26 apresenta o modelo deste regulador de velocidade, onde a descrição e o valores típicos estão na Tabela 1.

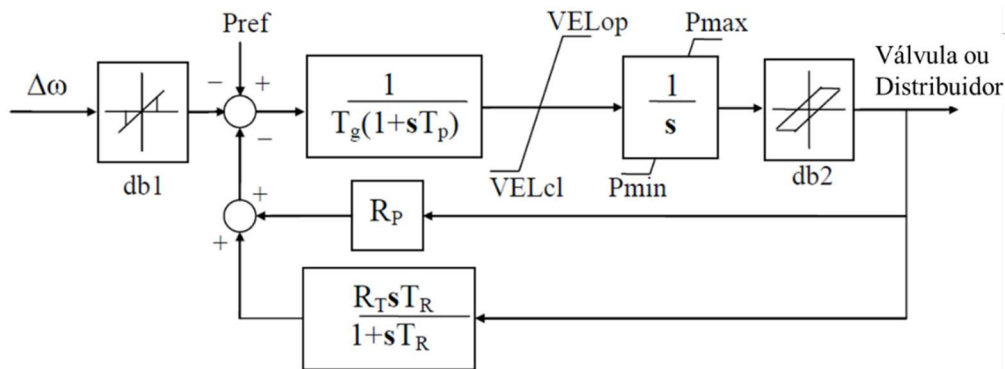


Figura 26 – Modelo de regulador de velocidade mecânico-hidráulico de turbinas hidráulicas com droop temporário
(Fonte: Power System Stability and Control, [26])

Tabela 1 – Parâmetros típicos do regulador de velocidade mecânico-hidráulico
(Fonte: Active Power and Frequency Control, [24])

Parâmetro	Descrição	Valor Típico	Faixa
Rp	Droop permanente	0,05	0,04 - 0,06
Rt	Droop transitório	0,3	0,2 - 1,0
Tr	Tempo de <i>reset</i> do filtro <i>washout</i> . (em s)	5,0	2,5 - 25,0
Tg	Inverso do ganho do servo mecanismo	0,2	0,125 - 0,5
Tp	Constante de tempo do servo mecanismo (em s)	0,04	0,03 - 0,05
VELop	Máxima taxa de abertura da válvula (em pu/s)	0,16	0,05 - 0,30
VELcl	Máxima taxa de fechamento da válvula (em pu/s)	0,16	0,05 - 0,30
Pmax	Valor máxima de potência da turbina (em pu)	1,0	1,0
Pmin	Valor mínimo de potência da turbina (em pu)	0,0	0,0
db1	Banda morta da leitura de velocidade (em pu)	0,0	0,0
db2	Banda morta movimentação da válvula (em pu)	0,0	0,0 - 0,05

Os reguladores de velocidade eletro-hidráulicos são uma evolução dos reguladores mecânicos e também podem ser modelados conforme Figura 27. Suas operações são similares, mas as funções de medição de velocidade, *droop* permanente e transitório são realizadas eletronicamente, resultando em constantes de tempo de atuação menores. Regras práticas para sintonia desses RVs podem ser encontradas em [24], [26] e [27].

Os RVs mais atuais e modernos, implementados eletronicamente ou digitalmente, apresentam várias possibilidades de malhas de controle. Uma das estratégias de controle mais aplicadas [12] é o PID (proporcional-integral-derivativo), mostrado na Figura 27. Os parâmetros adicionais em relação ao modelo dos RVs mecânicos e eletro-hidráulicos são mostrados na (Fonte: *Dynamic Models for Turbine Governors*, [12])

Tabela 2.

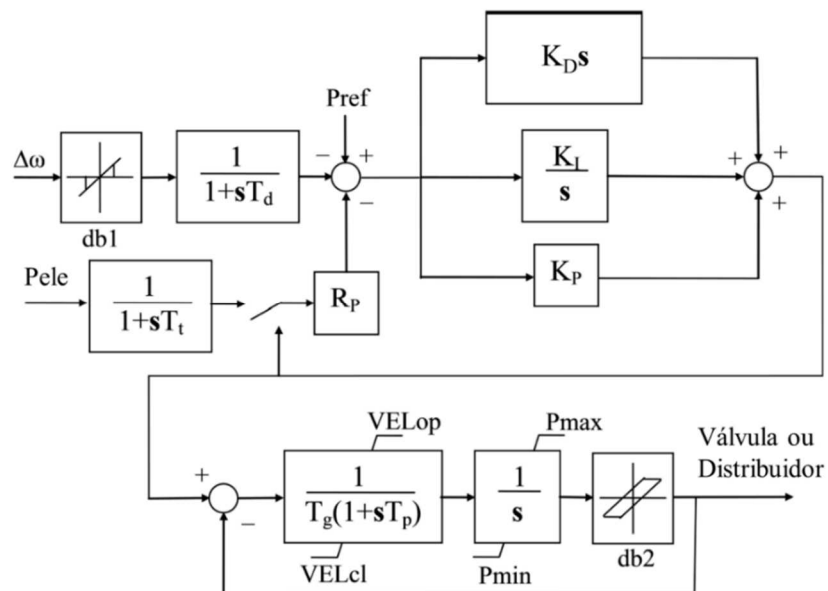


Figura 27 – Modelo de RV eletrônico de turbinas hidráulicas com ação PID
(Fonte: *Dynamic Models for Turbine Governors*, [12])

Tabela 2 – Parâmetro típicos do RV com ação PID
(Fonte: *Active Power and Frequency*, [24])

Parâmetro	Descrição	Valor Típico	Faixa
K_D	Ganho derivativo	1,0	0,0 - 5,0
K_I	Ganho integral	5,0	0,0 - 10,0
K_P	Ganho proporcional	10,0	0,0 - 20,0
T _t	Constante de tempo medição de potência	0,3	0,1 - 1,0
T _d	Constante de tempo medição de velocidade	0,3	0,1 - 1,0

O *droop* transitório é dado por $1/K_P$ e o equivalente da constante de tempo do filtro *washout*, T_R , é dado por K_P/K_I .

Um ponto comum a todos tipos de usinas é a curva que representa a relação entre a abertura da válvula de admissão da turbina e a potência mecânica gerada, passada a janela de tempo da ação transitória. A Figura 28 mostra essa relação para 3 turbinas de fabricantes diferentes [7]. Como pode ser visto, na maioria dos pontos de operação, a inclinação da relação tem um valor diferente de 1 e, conseqüentemente, a resposta da potência para determinado desvio será diferente da esperada pelo valor do parâmetro de *droop*. Tipicamente, nas faixas de baixa e média potência, o *droop* efetivo será menor que o esperado (gerador responde com injeção de mais potência) devido à inclinação da curva ser superior a 1. Já na faixa de maior potência, acima de 90%, acontece o contrário, com aumento do *droop* efetivo.

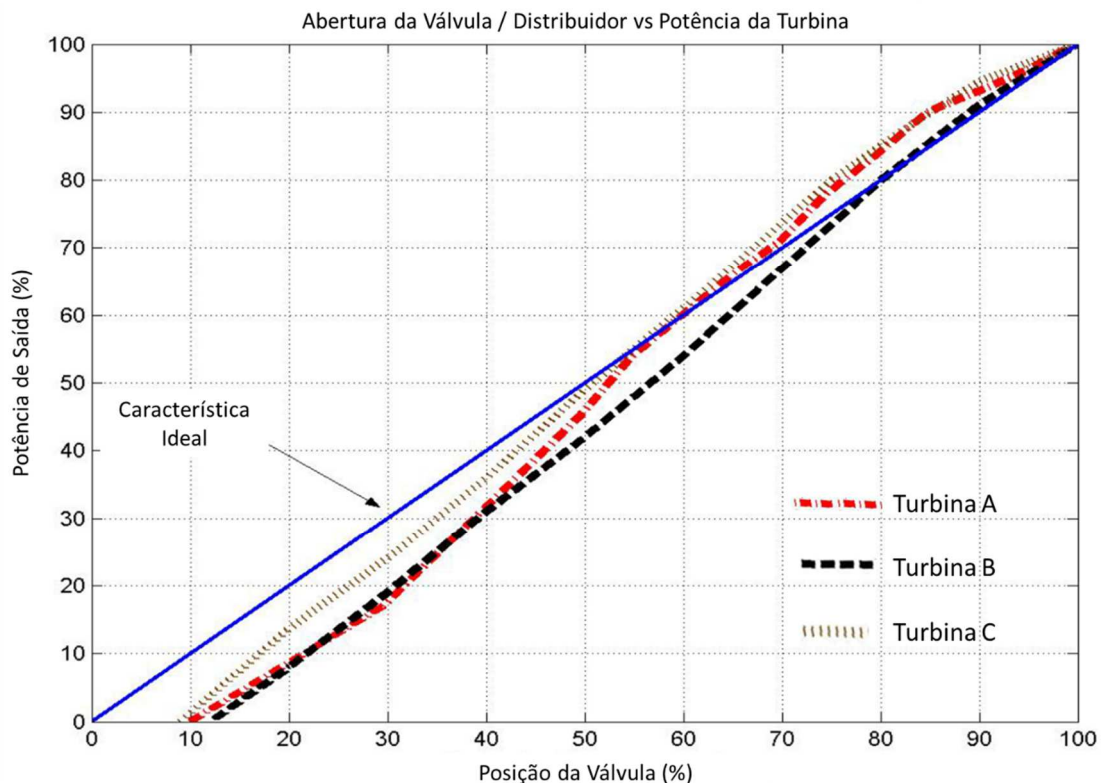


Figura 28 – Relação entre abertura da válvula e potência mecânica de saída para 3 modelos de turbinas hidráulicas
(Fonte: *Importance of Hydro Generation Response*, [7])

A não linearidade é causada, principalmente, pelo fato da alteração de rendimento em diferentes pontos de operação da turbina sendo, em geral, mais eficiente quando o fluxo de água se aproxima de seu valor nominal.

A realimentação de potência elétrica para implementação do *droop*, apresentada na Figura 27 visa contornar essa questão, fazendo com que as respostas da potência em função dos desvios de velocidade sejam conforme o definido pelo parâmetro de *droop*.

Para representação da não-linearidade da relação entre a potência mecânica e a abertura da válvula de admissão da turbina, nos casos em que o sinal de realimentação do *droop* é a abertura da válvula, um bloco de curva pode ser inserido nos modelos da Figura 26 e Figura 27 para sua correção, conforme destacado em amarelo na Figura 29.

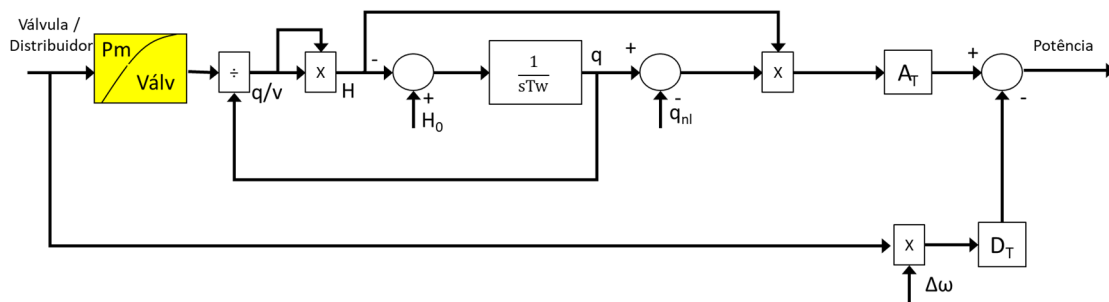


Figura 29 – Modelo com bloco para representação de não linearidades da potência mecânica da turbina em função da abertura de sua válvula de entrada (Fonte: *Dynamic Models for Turbine Governors*, [12])

3.3. Turbinas a Vapor e seus Reguladores de Velocidade

As turbinas a vapor são responsáveis por converter a energia térmica do vapor, proveniente do calor transferido à água na caldeira, em energia mecânica. Uma central termelétrica a vapor pode ter diversas configurações e são classificadas de acordo com os seguintes critérios [14]: produto principal, tipo de combustível, tipo de máquina térmica, tipo de caldeira, potência, caráter da carga e natureza do combustível.

O diagrama esquemático de uma planta de geração termelétrica, de ciclo Rankine é apresentado na Figura 30 e consiste dos seguintes estágios:

1. Aquecimento da água a, praticamente, pressão constante no aquecedor de alta pressão, economizador e caldeira;
2. Vaporização da água a pressão e temperatura constante no evaporador da caldeira;
3. Superaquecimento do vapor, a pressão constante;
4. Queda de pressão na válvula de controle e na turbina de alta pressão;
5. Reaquecimento do vapor, a pressão constante, na caldeira;
6. Expansão do vapor na turbina de média e baixa pressão;
7. Conversão isotérmica e isobárica do vapor da turbina em condensado, no condensador.

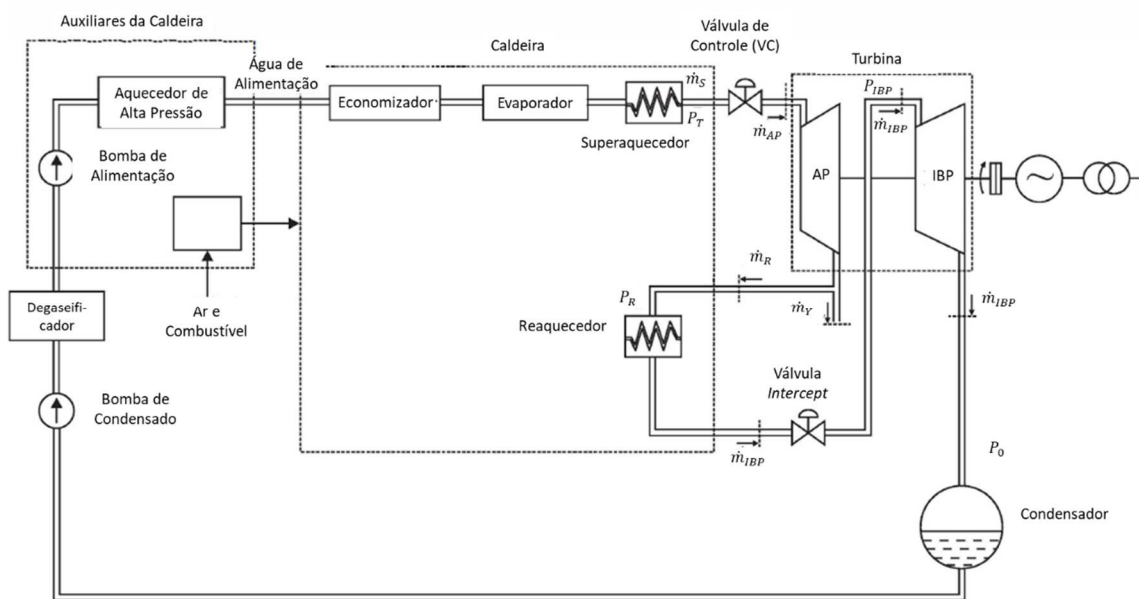


Figura 30 – Diagrama esquemático de usinas térmicas a vapor, ciclo Rankine (Fonte: Livro Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação, [14])

A estrutura básica dos controles das usinas termelétricas a vapor é apresentada na Figura 31, cujas funções dos blocos são detalhadas a seguir:

- Turbina e Reaquecedor - define a potência mecânica como função da pressão de vapor (P_T) e das aberturas das válvulas de controle (VC) e válvula *intercept* (VI).
- Caldeira - modela a pressão de vapor (P_T) e o fluxo de vapor (\dot{m}_s) como funções da abertura da válvula de controle (VC) e do combustível / ar / água de alimentação, que são as entradas de energia para a caldeira.

- Controles de Carga e Velocidade - representam a lógica de controle da turbina em resposta a referência de carga, velocidade (ω), pressão de vapor (P_T) e alterações na potência elétrica (P_e) e corrente elétrica (I).
- Controles da Caldeira e da Turbina – desenvolve a referência de carga como resposta da demanda de carga, configurada manualmente ou pelo controle automático de geração. Dependendo dos controles coordenados aplicados, a frequência (f), a pressão de vapor (P_T) e o fluxo de vapor (\dot{m}_S) podem ser usados para determinação da referência de carga. Estes controles podem ser coordenados ou completamente desacoplados com a mudança na geração feita diretamente através da referência de carga com a caldeira respondendo às alterações de fluxo de vapor e pressão.

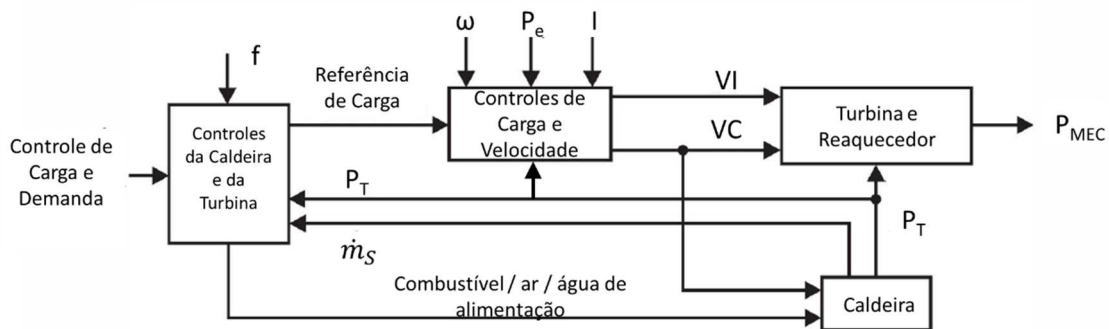


Figura 31 – Estrutura básica dos controles associados a uma usina térmica a vapor (Fonte: Livro Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação, [14])

Existem, na literatura [26], [27], [29], diversos modos de controle de carga para as usinas termelétricas que influem diretamente na resposta primária de frequência. Os mais comuns são os modos caldeira-segue, turbina-segue e controle coordenado.

No modo caldeira-segue, o ajuste da geração é feito pelas válvulas de controle da turbina e o controlador da caldeira reage com medidas apropriadas às mudanças de pressão e fluxo de vapor, mantendo, desta forma, a pressão do vapor produzindo uma taxa de combustão proporcional à carga. A Figura 32 apresenta um esquema simplificado deste modo.

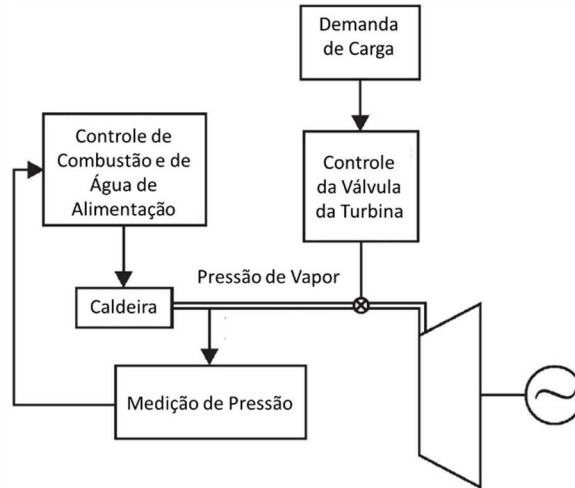


Figura 32 – Representação em blocos do modo de operação caldeira-segue (Fonte: Livro Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação, [14])

No modo turbina-segue, Figura 33, a válvula de controle da turbina é ajustada para regular a pressão de vapor sendo as mudanças na geração iniciadas na caldeira. A taxa de combustão é definida pelo operador de modo que o controlador da caldeira não tenha participação automática no controle de pressão de vapor. O controle de combustível e ar opera automaticamente sob o comando dessa referência e as variações aleatórias, sejam no sistema do sistema elétrico ou no próprio sistema de vapor, não são capazes de sensibilizar o controle. Todas essas perturbações são compensadas pelo controlador da turbina que refletirá os distúrbios na potência elétrica do gerador. A operação no modo turbina-segue, desta forma, não permite a participação do gerador no controle de frequência.

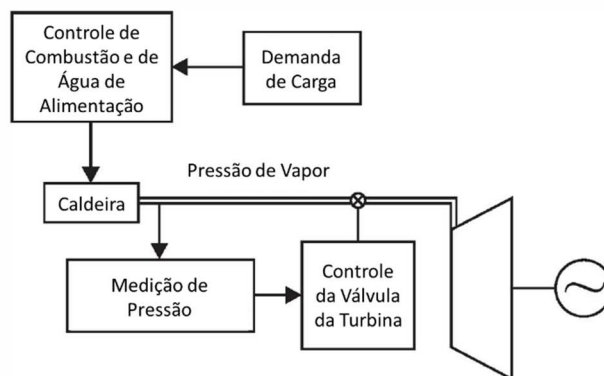


Figura 33 – Representação em blocos do modo de operação turbina-segue (Fonte: Livro Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação, [14])

O modo de controle coordenado visa estabelecer o equilíbrio entre potência gerada e potência consumida, bem como o equilíbrio entre o fluxo calorífico necessário e o suprido para manter a potência na saída do gerador [14]. O primeiro equilíbrio é medido pela diferença entre a potência elétrica gerada e a referência enquanto o segundo é medido pela diferença entre a pressão real do vapor superaquecido e a referência correspondente. Assim, este controle tem a função de manter os equilíbrios de carga e fluxo calorífico através das seguintes regras:

- Cada variação positiva de carga causará o fechamento das válvulas de controle da turbina e simultânea redução de carga da caldeira;
- Cada variação negativa de carga causará a abertura das válvulas de controle da turbina e simultâneo aumento na carga da caldeira;
- Cada variação positiva de pressão causará a abertura das válvulas de controle da turbina e simultânea redução da carga da caldeira;
- Cada variação negativa de pressão causará o fechamento das válvulas de controle da turbina e simultâneo aumento de carga da caldeira.

Um modo de operação de usinas termelétricas a vapor em regimes de carga variável que influencia de forma negativa na participação no controle de frequência é a operação com parâmetros deslizantes. Neste modo, a pressão criada pela bomba de alimentação é reduzida e, em consequência, diminui-se a pressão na saída da caldeira de forma que a turbina opere com todas as válvulas de controle completamente abertas em qualquer condição de carga. O controlador da caldeira define o valor da pressão de vapor para atender a demanda de carga, conforme apresentado na curva *pure sliding pressure* da Figura 34.

As vantagens desse modo são maior rendimento da usina em diferentes pontos de operação e redução de estresse térmico devido a menores variações de temperatura, novamente, para diferentes condições de carga. Entretanto, perde-se a capacidade de resposta rápida, necessária para participação do controle de frequência. Uma forma de possibilitar uma pequena participação no controle de frequência é a implementação da estratégia de parâmetros deslizantes modificados, conforme curva *modified sliding pressure* da Figura 34, onde a referência de pressão de vapor é aumentada em relação à original, garantindo uma reserva de energia de resposta rápida.

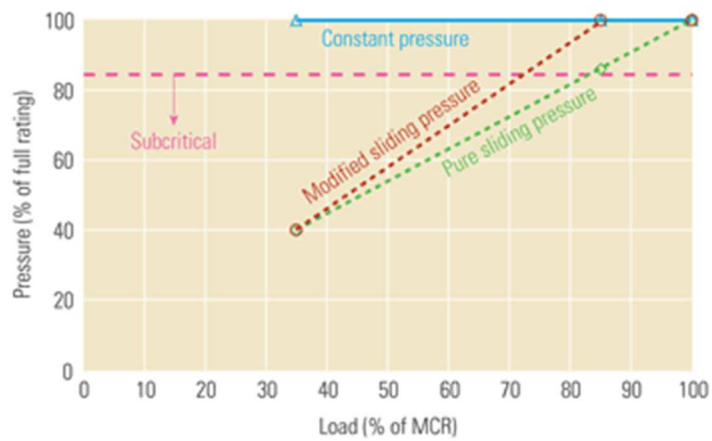


Figura 34 – Curva de operação de usinas térmicas com parâmetros deslizantes
 (Fonte: <http://www.powermag.com/constant-and-sliding-pressure-options-for-new-supercritical-plants/>, acesso em 12/11/2017)

3.3.1. Modelos Dinâmicos de Turbinas a Vapor

O modelo mais simples da turbina a vapor é o TGOV1 apresentado na Figura 35, onde são representados o *droop* (R), o movimento da válvula de controle de vapor (T_1 , V_{MAX} E V_{MIN}) e um bloco avanço-atraso de fase (T_2 e T_3) representando as constantes de tempo associadas com o fluxo de vapor na reaquecedor e nos estágios da turbina. A razão entre T_2 e T_3 é igual à fração de potência desenvolvida no estágio de alta pressão da turbina e T_3 é a constante de tempo de reaquecedor. O pouco nível de detalhe torna-o inadequado para estudos de estabilidades transitória e de frequência [11].

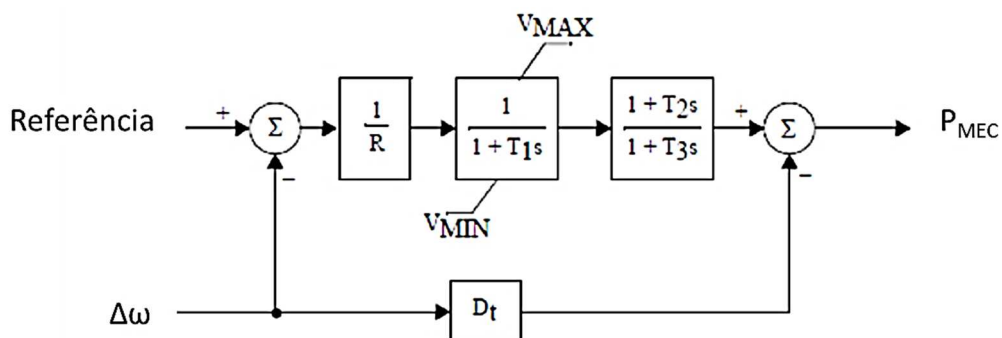


Figura 35 – Modelo de usina térmica a vapor TGOV1
 (Fonte: *Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines*, [11])

O modelo IEESGO, mostrado na Figura 36, é uma evolução do TGOV1. O *droop* é equivalente ao inverso de K_1 e são introduzidas duas frações da turbina (K_2 e K_3) para representar diferentes estágios na turbina a vapor. As constantes de tempo de T_1 , T_2 e T_3 retratam a dinâmica do governador e da válvula de controle de entrada da turbina.

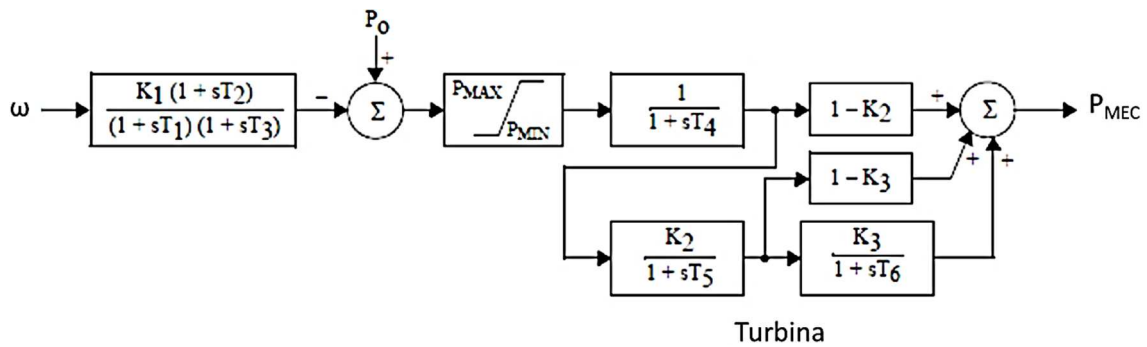


Figura 36 – Modelo de usina térmica a vapor IEESGO
(Fonte: *Dynamic Models for Turbine-Governors*, [12])

O modelo recomendado para estudos de transitório eletromecânicos é o IEEE1 (Figura 37), que inclui os limites de taxa de abertura e fechamento da válvula de controle (U_o e U_c), a possibilidade de representar até quatro estágios de turbinas aliada à habilidade de modelar unidades *cross-compound*³. As constantes de tempo T_1 e T_2 representam a dinâmica do RV enquanto T_3 determina o ganho do servo mecanismo da válvula de controle. A constante de tempo T_4 representa o atraso de tempo devido ao fluxo de vapor até o primeiro estágio da turbina, enquanto T_5 , T_6 e T_7 representam as constantes de tempo dos reaquecedores entre os estágios das turbinas. As constantes de K_1 a K_8 são as frações de potência produzidas nos respectivos estágios das turbinas.

³ Unidades ou usinas *cross-compound* são aquelas em que os diferentes estágios de turbinas não acionam o mesmo eixo mecânico. As unidades que são solidárias no mesmo eixo são chamadas de *tanden-compound*.

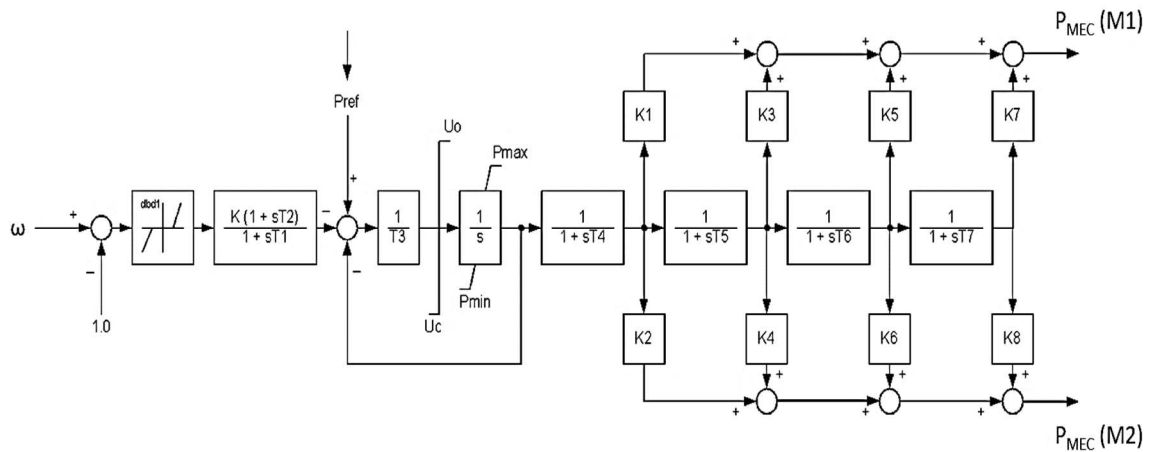


Figura 37 – Modelo de usina térmica a vapor IEEE1
(Fonte: *Dynamic Models for Turbine-Governors*, [12])

3.3.2. Modelo de Turbina a Vapor com a Dinâmica da Caldeira

Todos os modelos apresentados no item anterior assumem as simplistas características abaixo e que ignoram a dinâmica da caldeira [12]:

1. A pressão e a temperatura do vapor são constantes para qualquer condição e em qualquer tempo da simulação;
2. A unidade opera no modo de controle caldeira-segure, onde a válvula de controle de vapor regula a potência da turbina e a caldeira produz a energia necessária para tal;
3. A produção de vapor é inesgotável e é disponibilizada no momento da abertura da válvula de controle de vapor.

Em um sistema real, a abertura de válvula de controle da turbina, como ação para aumento da potência, introduz distúrbios no controle de pressão e na potência da turbina. O aumento de fluxo de vapor resultante leva à redução da pressão, implicando na imediata redução de potência da turbina. A resposta do controle da caldeira é aumentar a produção de vapor para restabelecer a pressão aumentando também a potência, o que leva segundos para estabilizar. O controle coordenado, empregado em usinas mais novas [12], também responde de forma similar frente aos distúrbios citados. Considerando a janela de tempo dos estudos de transitórios eletromecânicos e de controle de frequência de até cem

segundos, a representação destes comportamentos influi diretamente na fidelidade da resposta dos modelos [12].

Um modelo que representa a dinâmica da caldeira é apresentado em [13] e reproduzido na Figura 38. A descrição detalhada das constantes de tempo e dos ganhos envolve conceitos de termodinâmica que fogem do escopo deste trabalho e não serão apresentadas. Entretanto, podem ser consultadas em [13], onde ainda são calculados seus valores para uma caldeira modelo de 300 MW que opera com 2400 psi. Esses valores calculados serão utilizados nas simulações que envolvem a representação da dinâmica da caldeira.

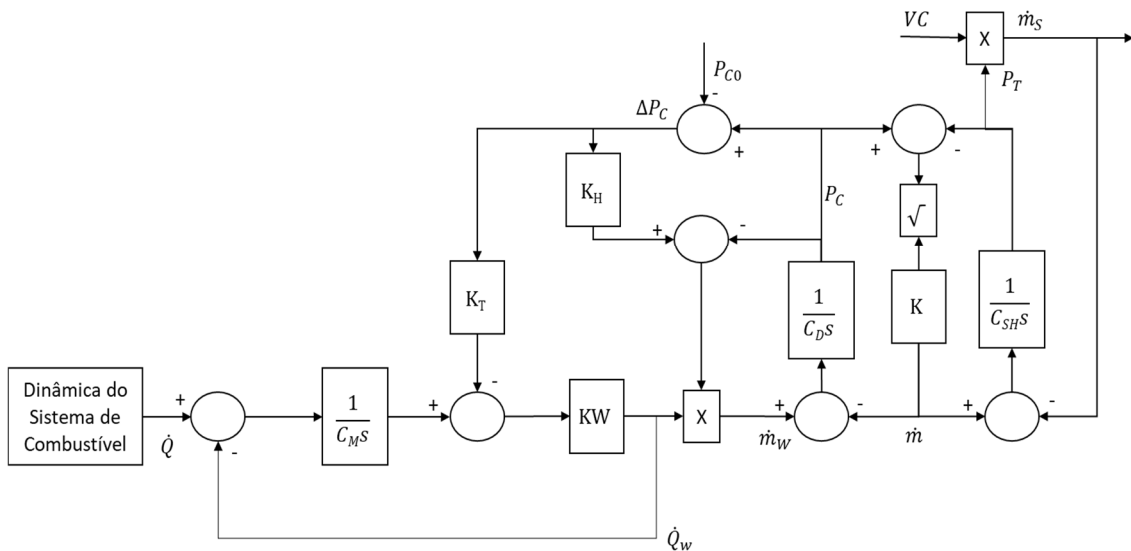


Figura 38 – Modelo de representação da dinâmica da caldeira de usinas térmica a vapor
(Fonte: Boiler models for system dynamic performance studies, [13])

Uma outra representação da dinâmica da caldeira que acrescenta o modelo do controle coordenado [12], é mostrado na Figura 39. A representação é simplista em relação a todos controles empregados em uma usina termelétrica a vapor, mas proporciona resultados aceitáveis para estudos de transitórios eletromecânicos. A Figura 40, de [12], mostra a comparação entre a resposta real e a simulada com o modelo da Figura 39, no qual o evento demandou aumento de potência elétrica do gerador em análise. Pode ser observado que nos primeiros segundos a potência aumenta, mas, na sequência, o controle coordenado atua frente à redução de pressão fechando a válvula de controle em um momento de solicitação de aumento de potência.

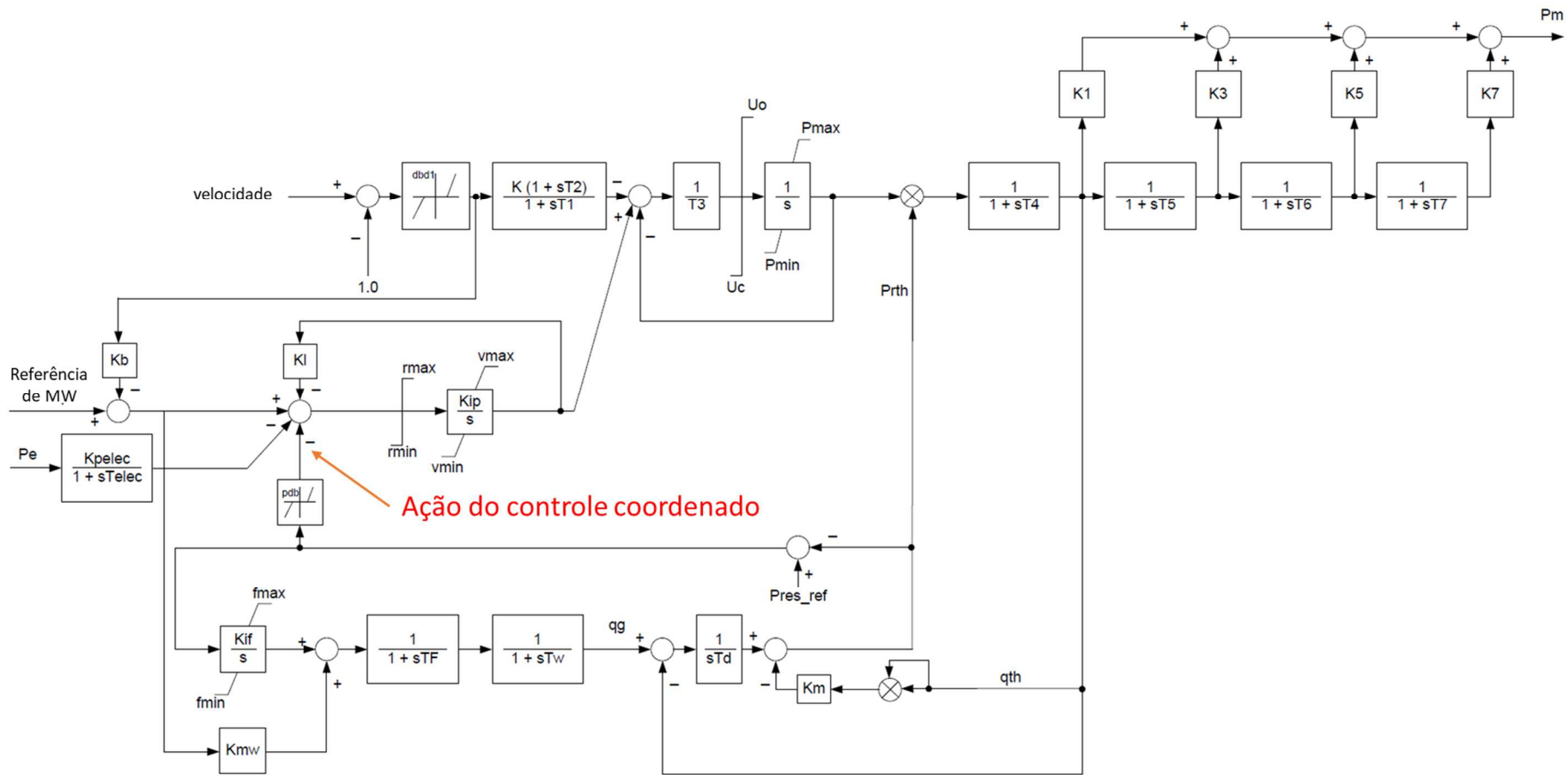


Figura 39 - Modelo de representação da dinâmica da caldeira de usinas térmica a vapor acrescido do controle coordenado de pressão

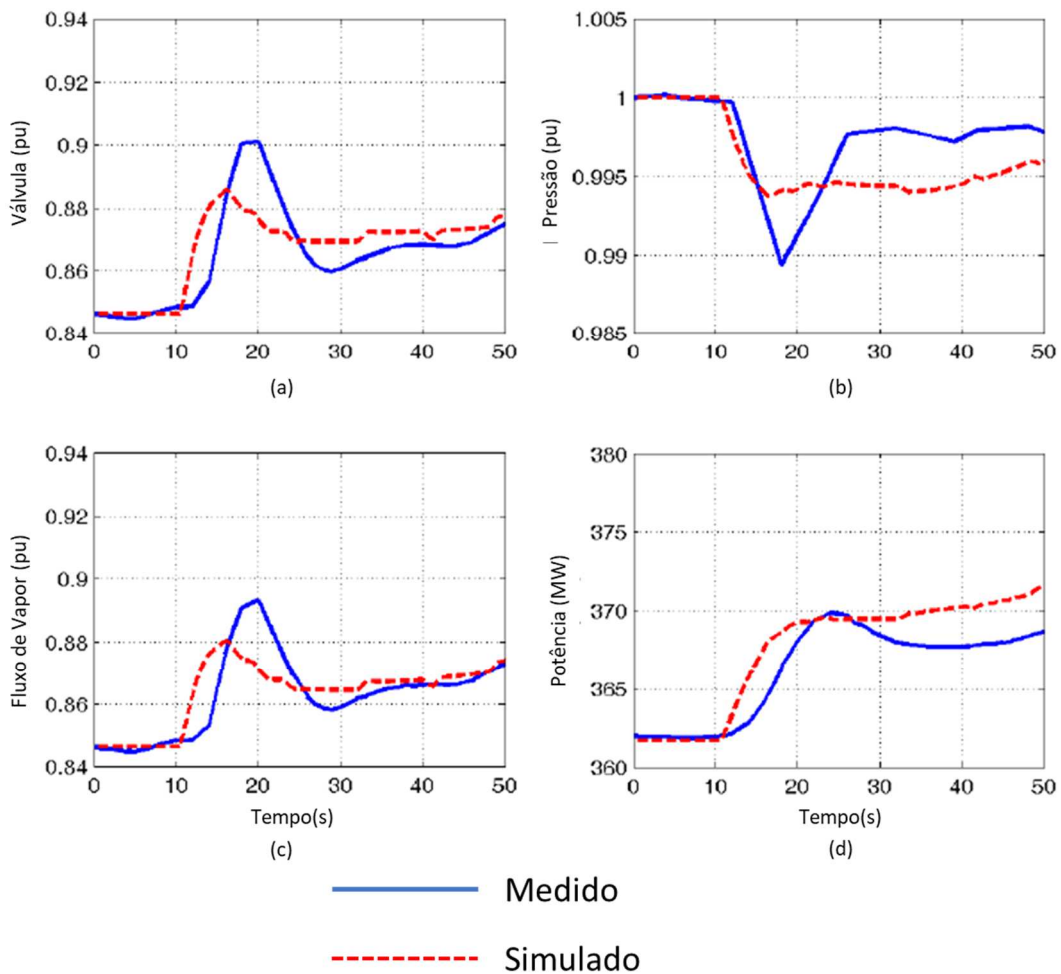


Figura 40 – Comparação entre a resposta obtida na simulação e a medida em um evento - (a) abertura da válvula de controle; (b) pressão da caldeira; (c) fluxo de vapor; (d) potência ativa do gerador
(Fonte: *Dynamic Models for Turbine-Governors*, [12])

Há outros modelos de turbinas, como o TGOV5 [12], que são mais sofisticados e proporcionam maior fidelidade na resposta. Entretanto, a dificuldade na obtenção e na sintonia dos parâmetros inviabiliza a sua utilização para simulação de sistemas de grande porte, com grande quantidade de geradores.

3.3.3. Reguladores de Velocidade para Turbinas a Vapor

Os RVs para turbinas a vapor possuem funcionalidades tanto para eventos que demandem aumento de potência como para eventos que demandem redução de potência. Como o foco deste trabalho é analisar a resposta dos modelos para o primeiro tipo de eventos, não

serão apresentadas as funcionalidades referentes ao segundo tipo. Entretanto, podem ser encontradas em [12], [26], [29].

O modelo de RV mais elementar é o mecânico, também chamado de mecânico-hidráulico. Basicamente, é o mesmo mecanismo do RV mecânico para usina hidráulica, diferindo-se somente por não haver a funcionalidade de *droop* transitório. A Figura 41 apresenta o modelo. O *droop* é obtido pelo inverso de K_G , as constantes de tempo T_{RV} e T_{SM} são, respectivamente, as constantes de tempo do relé de velocidade e do servo motor, os parâmetros $\dot{V}C_{OP}$ e $\dot{V}C_{CL}$ definem as máximas taxas de abertura e fechamento da válvula de controle, enquanto VC_{MAX} e VC_{MIN} representam os valores máximos e mínimos de abertura da válvula.

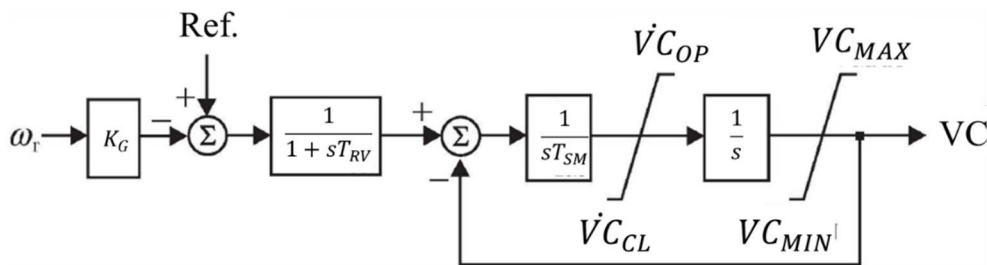


Figura 41 – Modelo de RV mecânico-hidráulico de usinas térmicas (Fonte: *Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines*, [11])

Os RVs eletro-hidráulicos, ao implementar as funções de controle de velocidade através de circuitos eletrônicos, são mais flexíveis que os mecânicos. O valor de fluxo de vapor pode ser usado como sinal de realimentação para melhoria de linearidade de resposta e seu diagrama de blocos é mostrado na Figura 42. O parâmetro K_P assume o valor de 1,0 quando não é feita a realimentação de fluxo de vapor, ao passo que deve ser configurado com o valor de 3,0 quando a realimentação é representada.

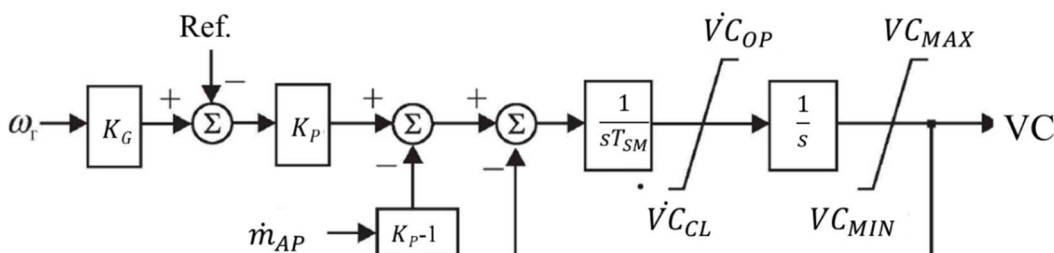


Figura 42 – Modelo de RV eletro-hidráulico de usinas térmicas (Fonte: *Dynamic Models for Turbine-Governors*, [12])

Os RVs digitais implementam, além das funções de controle usuais, funções de proteção contra sobrevelocidade, conhecida como *fast-valving*, de importante representação em estudos nos quais há necessidade de redução rápida de potência.

3.4. Turbinas Eólicas e seus Controles

As turbinas eólicas são responsáveis por converter a energia cinética do vento em energia elétrica e disponibilizá-la no sistema elétrico em que é conectada. Os chamados aerogeradores podem ser de dois tipos: os de velocidade fixa e os de velocidade variável.

Os aerogeradores de velocidade fixa empregam geradores de indução gaiola de esquilo (SCIG – *Squirrel Cage Induction Generator*) e são conectados diretamente à rede elétrica, sem o emprego de conversores de frequência, conforme Figura 43. Operam com velocidade constante e a potência que entregam ao sistema elétrico depende da velocidade do vento. Quanto a participação no controle primário de frequência, esses geradores são, naturalmente e sem emprego de sistemas de controle, sensíveis à variação de frequência possuindo capacidade de resposta inercial semelhante à dos geradores síncronos. Entretanto, sua aplicação é em sítios de menor potência instalada e vem reduzindo com o passar do tempo.

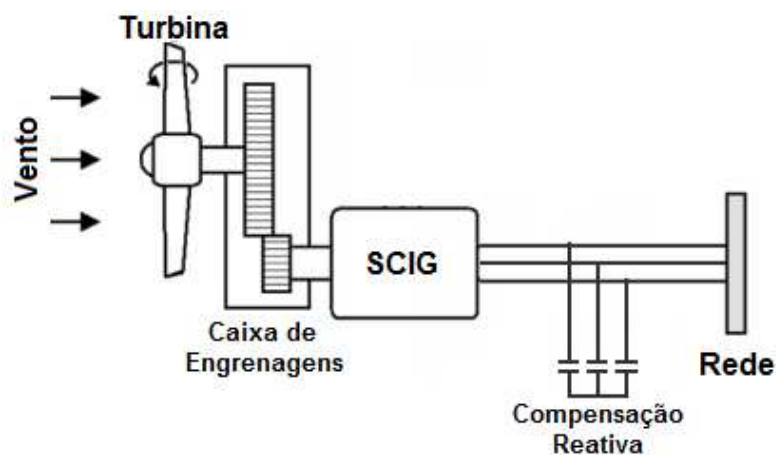


Figura 43 – Esquema de um gerador eólico de velocidade fixa
(Fonte: Energia Eólica, [30])

Os aerogeradores de velocidade variável permitem, graças à variação de velocidade do rotor frente a diferentes velocidades dos ventos, a extração de energia com maiores rendimentos. Os geradores elétricos utilizados nestes aerogeradores podem ser o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG – *Doubly-Fed Induction Generator*) ou o gerador síncrono com ímãs permanentes (PMSG – *Permanent Magnet Synchronous Generator*). Ambos permitem a operação do aerogerador em velocidade variável, mas diferem na sua forma de conexão à rede elétrica.

O estator de DFIG é ligado diretamente à rede enquanto o seu rotor é alimentado através de conversor de frequência bidirecional, garantindo o controle necessário para operação em velocidade variável. Essa configuração, mostrada na Figura 44, é atrativa pelo fato da potência do conversor ser de, aproximadamente, 30% da potência máxima gerada, reduzindo o seu custo [31].

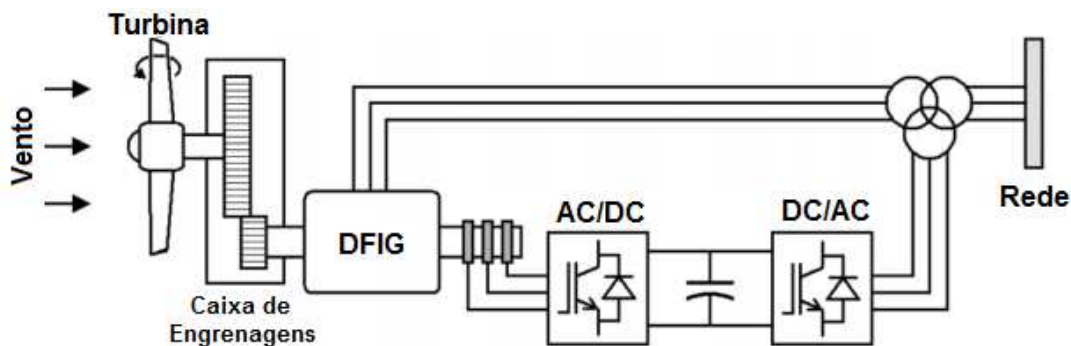


Figura 44 – Esquema de um gerador eólico de velocidade variável com DFIG
(Fonte: Energia Eólica, [30])

Já no PMSG (Figura 45), não há conexão direta com a rede elétrica, e toda a potência despachada ao sistema através do conversor. Por essa razão, o gerador PMSG também é chamado de SGFC (*Synchronous Generator Full Converter*). O conversor, neste caso, é especificado para suportar toda a potência nominal pelo gerador.

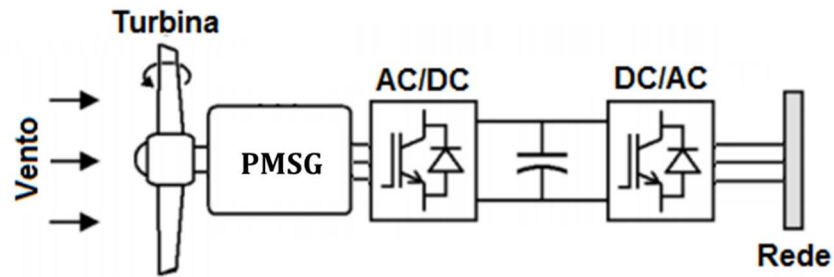


Figura 45 – Esquema de um gerador eólico de velocidade variável com PMSG
(Fonte: Energia Eólica, [30])

A utilização de conversores de frequência para conexão destes geradores à rede elétrica promove o desacoplamento elétrico entre os dois. Nos primeiros geradores de velocidade variável, a potência despachada à rede era, praticamente, insensível à variação de frequência, contribuindo para a redução da inércia e da regulação primária do sistema elétrico. Entretanto, os sistemas de controle dos conversores dos geradores atuais utilizam algoritmos que promovem uma variação da saída de potência do gerador em função da frequência. Desta forma, dois componentes da resposta de um gerador síncrono convencional podem ser emulados: a resposta inercial e a regulação com estatismo (*droop*).

No Brasil, o ONS, em [21], exige que novas centrais geradoras eólicas com potência instalada superior a 10MW emulem a inércia, contribuindo com pelo menos 10% da potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos. Outros órgãos regulamentadores, como o ENTSO-E, NERC e Hydro Quebec também exigem a implementação de, no mínimo, inércia virtual.

A GE (*General Electric*) implementa nos controles dos seus aerogeradores de velocidade variável a inércia virtual, vista previamente, e o APC (*Active Power Control*) [10] visando dotar as plantas da capacidade de participação no controle de frequência, através da variação da potência ativa em função da frequência. Em condições normais de operação, este controle reduz a potência ativa de saída do gerador, pela alteração da velocidade do rotor ou pela alteração do ângulo de *pitch* das pás, promovendo uma margem recuperável de potência ativa. Com isso, trabalha-se em um ponto de operação cuja potência de saída é inferior à máxima que as condições de vento permitem. Na ocorrência de redução de frequência, o controle restabelece as referidas variáveis para os valores ótimos,

aumentando sua potência de saída, de forma rápida e controlada. A contrapartida da implementação deste controle é a constante redução de despacho de potência ativa frente ao disponibilizado pelo vento.

A Figura 46 apresenta o gráfico de saída de potência dos aerogeradores da GE dotados do APC. Os pontos de A a D são disponibilizados para configuração do operador da usina, visando atender o definido pelo órgão regulamentador.

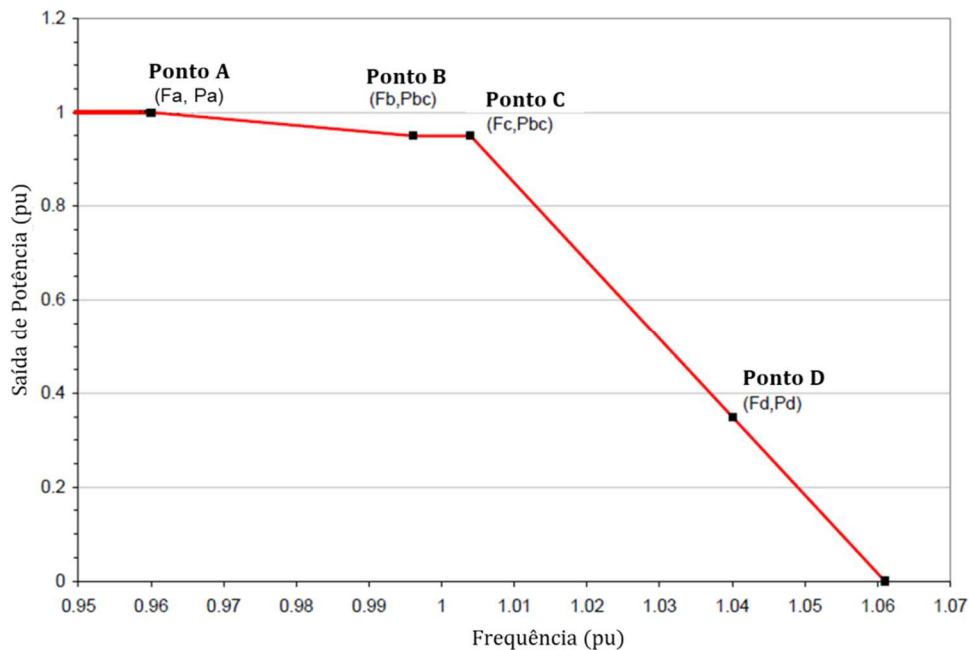


Figura 46 – Curva de configuração do controle APC dos geradores eólicos da GE (Fonte: Modeling of GE Wind Turbine-Generator for Grid Studies, [10])

3.4.1. Modelos de Geradores Eólicos e de seus Controles

Como a grande maioria das plantas de geração eólica de média e alta potência empregam os aerogeradores de velocidade variável, um diagrama de blocos típico dessa tecnologia é apresentado na Figura 47, sendo composto dos seguintes sistemas:

- Modelo aerodinâmico da turbina eólica – calcula o torque da turbina eólica, T_t , em função da velocidade do vento, V_v , e da velocidade angular do rotor, Ω_t ;

- Sistema do ângulo de *pitch* das pás da turbina – modela a dinâmica da mudança do ângulo de *pitch* das pás da turbina em função da referência, β_{ref} ;
- Sistema mecânico – calcula as velocidades angular do gerador e da turbina, Ω_t e ω_m , em função dos torques da turbina e do gerador, T_{em} ;
- Gerador elétrico e conversores – transformam o torque do gerador em corrente em função da tensão da rede elétrica;
- Sistema de controle – calcula o torque do gerador, o ângulo de *pitch* e a referência de potência ativa em função da velocidade do vento e da tensão da rede.

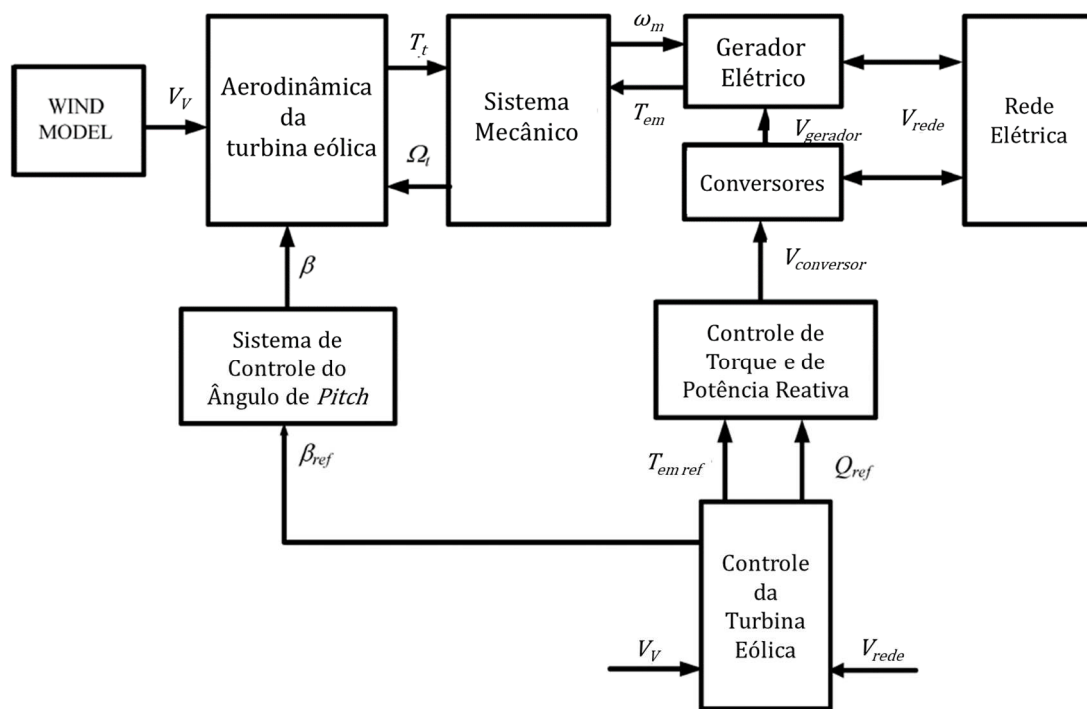


Figura 47 – Diagrama de blocos dos sistemas e controle de um gerador eólico de velocidade variável

(Fonte: *Introduction to a Wind Energy Generation System*, [31])

A forma de implementação dos modelos acima é específica de cada fabricante de aerogerador devido às diferentes características e estratégias de controle que empregam. Neste trabalho, será utilizado o modelo da GE para aerogeradores de velocidade variável onde as funções de inércia virtual e APC são implementadas e podem ser ligadas ou desligadas para fins de comparação de respostas. Este modelo foi detalhado e validado em [31] podendo ser obtido na base de dados de simulação de transitórios eletromecânicos do ONS.

3.5. Aspectos Básicos de Reguladores de Velocidade

Os modelos dos conjuntos reguladores de velocidade/turbinas, apresentados até este ponto, evoluíram para descrever suas características relevantes para estudos de transitórios eletromecânicos, de forma que os resultados das simulações fossem representativos do comportamento do sistema elétrico. Entretanto, não é comum a representação das características de reguladores de velocidade apresentadas a seguir, que podem ser aplicadas a qualquer tipo de usina e que possuem grande influência na resposta da potência elétrica frente a variação de frequência:

- Banda morta (*deadband*);
- Controlador de carga;
- Operação em carga base (*base load*);
- Máximos gradientes de potência;

As três primeiras características influenciam no fator de participação de regulação primária, K_t , definido em (11) e que representa o percentual de unidades geradoras que participam de forma sustentada da regulação primária. Suas representações são consideradas fundamentais para aumento da fidelidade da simulação em [3], [5], [6], [12], [26]].

$$K_t = \frac{S_{GA}}{S_T} \quad (11)$$

Sendo:

S_{GA} – Somatório das potências dos geradores que participam de controle primário de forma sustentada, em MVA;

S_T – Somatório das potências de todos geradores conectados ao sistema, em MVA.

A última característica, o dP/dt , tem grande impacto na resposta das simulações de sistemas fracos e de baixa inércia, conforme apresentado em [15].

3.5.1. Banda Morta

A banda morta é categorizada, geralmente, em não-intencional e intencional [5]. A não-intencional é usada para descrever os efeitos inerentes de um conjunto turbina/regulador de velocidade, como agarramento de válvula, folgas em equipamentos mecânicos e resolução da medição eletrônica de velocidade, que não são ajustáveis e que não podem ser evitados. Já a intencional, é aplicada aos sinais de velocidade ou frequência elétrica dos RVs mais modernos, visando a redução de ações de controle durante pequenas excursões de frequência, prevenindo, dessa forma, desgaste mecânico das turbinas. A forma de implementação da banda morta intencional pode ser de dois tipos [12]:

- Tipo 1 – sem *offset* na saída, no qual a saída é igual à entrada desde que o valor da entrada exceda o valor definido de banda morta, conforme Figura 48 (a);
- Tipo 2 – com *offset* na saída, no qual não há descontinuidade no sinal de saída, conforme Figura 48 (b).

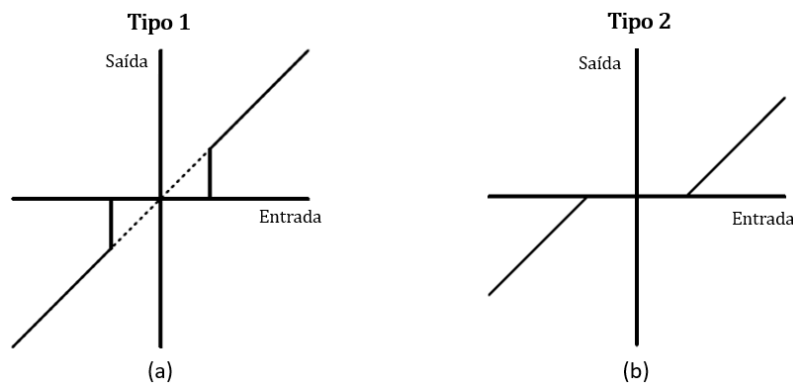


Figura 48 – Tipos de banda morta – (a) Tipo 1, sem *offset*; (b) Tipo 2, com *offset*

A BM⁴ do tipo 1, devido à descontinuidade de sua curva, produz degraus de potência nos pontos de transição que são indesejáveis e podem levar à instabilidade do controle de frequência. Dessa forma, a do tipo 2 é a que deve ser utilizada nos RVs e em seus respectivos modelos.

Com a adoção da banda morta, a curva de *droop* de um RV é alterada conforme mostrado na Figura 49, onde foi representado um *droop* de 5% com BM de 100 mHz.

⁴ BM – banda morta

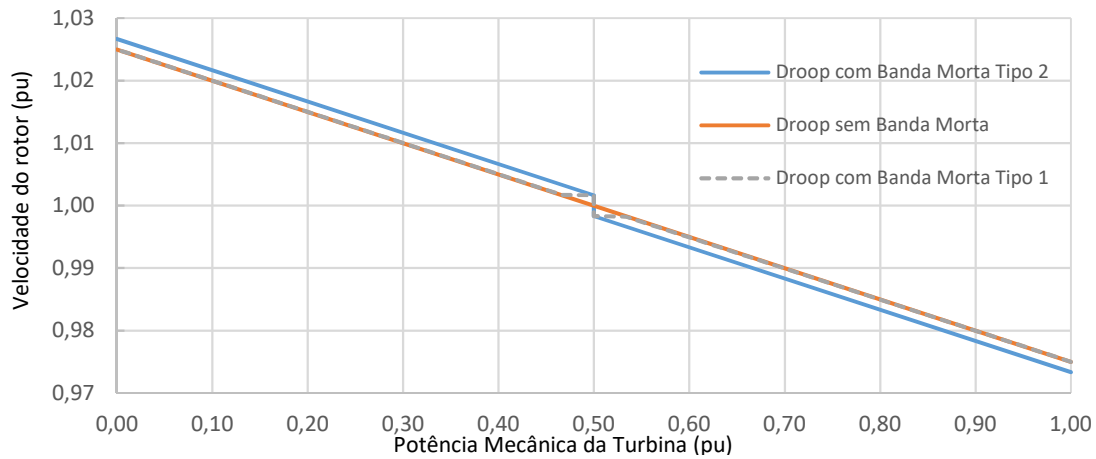


Figura 49 – Curva de droop com a implementação da banda morta

Em um sistema multi-máquinas, com diferentes ajustes de bandas mortas, a curva de *droop* equivalente do sistema é similar à da Figura 50, onde o sistema é composto de 5 geradores de potências iguais a 200MW, com *droop* de 5% e BMs do tipo 2 com ajustes de 50mHz, 100mHz, 150mHz, 200mHz e 250mHz. Como pode ser visto, a curva não é linear até o ponto do máximo valor ajustado de banda morta e, a partir desse valor - 250mHz (0,0042pu), as curvas de *droop* multimáquinas e de *droop* com uma máquina tornam-se paralelas, devido às respostas de todos geradores serem igualmente proporcionais ao desvio de velocidade.

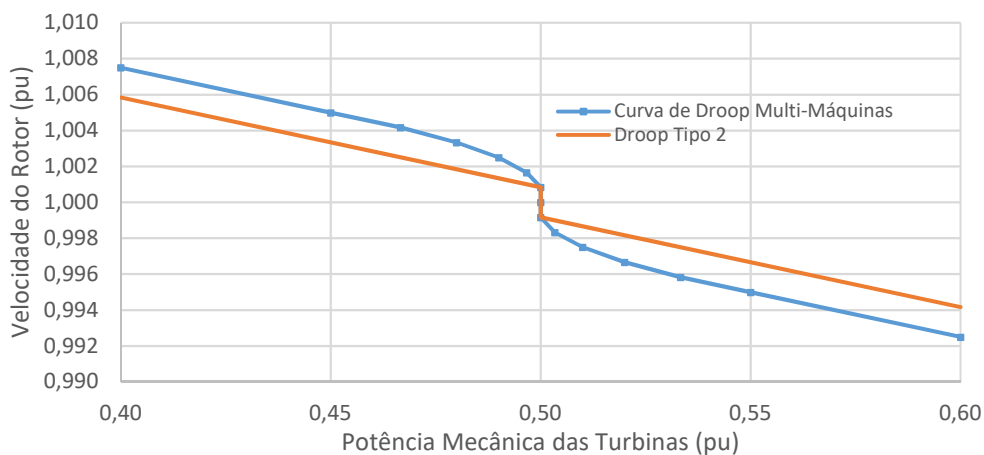


Figura 50 – Curva de droop equivalente de um sistema multimáquinas

Para este mesmo sistema multimáquinas, a resposta combinada dos RVs e turbinas, expressa em MW/0,1Hz é apresentada na Tabela 3. Os valores são fixos em uma faixa de frequência em que não há alteração do número de RVs respondendo à variação de

frequência, visto que os ajustes das bandas mortas são diferentes (50mHz, 100mHz, 150mHz, 200mHz e 250mHz). Como neste exemplo, as bandas mortas dos geradores têm uma diferença de 50mHz, a largura da faixa de frequência assume este valor.

Tabela 3 – Resposta dos reguladores de velocidade com diferentes bandas mortas em sistema multimáquinas

Faixa de Frequência (Hz)	Resposta Combinada dos RVs (MW/0,1Hz)	Número de RVs Respondendo a Δf
59,55 - 59,7	-33,3	5
59,7 - 59,75	-33,3	5
59,75 - 59,8	-26,7	4
59,8 - 59,85	-20,0	3
59,85 - 59,9	-13,3	2
59,9 - 59,95	-6,7	1
59,95 - 60	0	0
60 - 60,05	0	0
60,05 - 60,10	-6,7	1
60,10 - 60,15	-13,3	2
60,15 - 60,20	-20,0	3
60,20 - 60,25	-26,7	4
60,25 - 60,30	-33,3	5
60,30 - 60,45	-33,3	5

O ONS, em [21], estabelece que a banda morta não pode ultrapassar 40mHz e o NERC, em [18], limita o valor em 36mHz. Entretanto, mais da metade dos ajustes de banda morta nos EUA [8] é superior a 100mHz, conforme resumido no gráfico da Figura 51. As médias são representadas pelos pontos laranjas e as medianas pelas linhas horizontais dentro dos retângulos verdes. Os limites superiores e inferiores dos retângulos indicam os valores do primeiro e do terceiro quartil e as linhas verticais os valores máximos e mínimos.

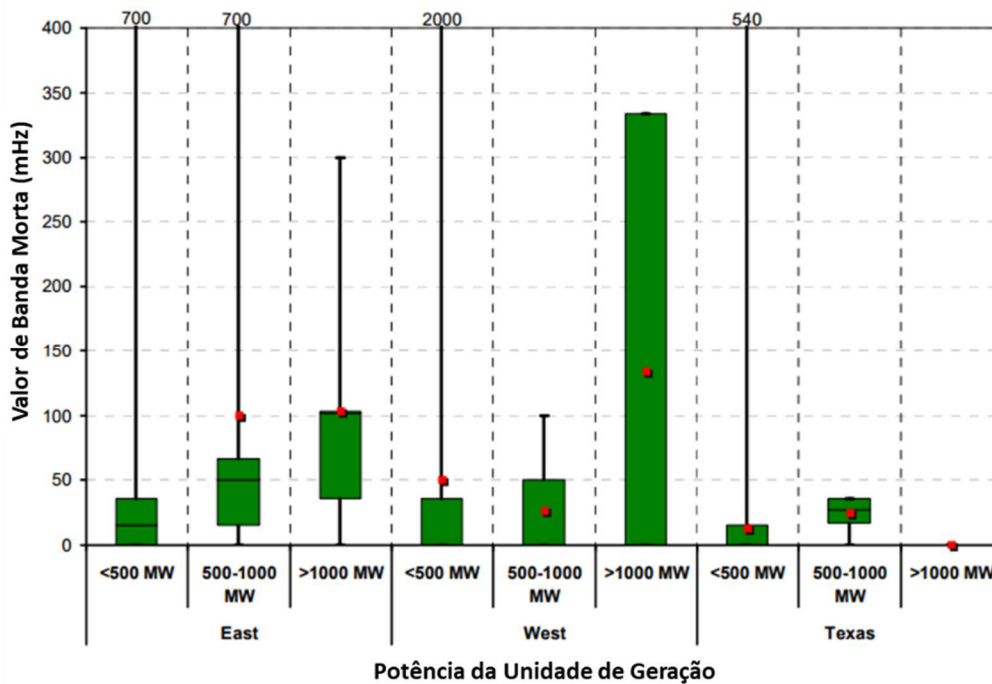


Figura 51 – Valores de banda morta nos reguladores de velocidade dos geradores do sistema elétrico americano
(Fonte: Frequency Response Initiative Report, [8])

Em [5], a incorreta representação das bandas mortas nos modelos de reguladores de velocidade é indicada como um dos principais fatores para incoerências entre respostas de simulações e medições de eventos reais.

A implementação das bandas mortas tipo 1 e tipo 2 no programa para simulação de transitórios eletromecânicos, o ANATEM, foi realizada conforme apresentado nas Figura 53 e Figura 54, respectivamente.

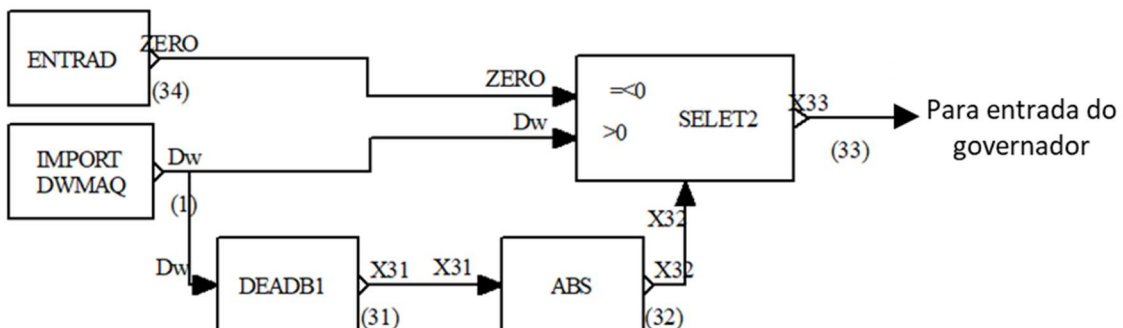


Figura 52 – Implementação da banda morta tipo 1

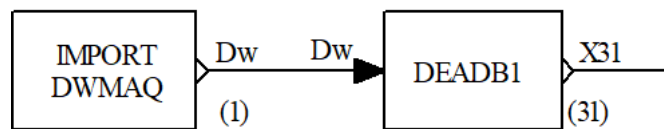


Figura 53 – Implementação da banda morta tipo 2

3.5.2. Controlador de Carga

Estudos realizados nos EUA [6], foram conclusivos em definir a necessidade de revisão e validação dos modelos de RVs frente aos comportamentos observados em análises de ocorrências de desbalanços carga-geração no sistema elétrico. Além do baixo fator de participação no controle de frequência, grande parte dos reguladores de velocidade responde à variação de frequência nos primeiros segundos após a ocorrência, mas, mesmo antes da atuação do CAG, reduz a potência da turbina aos níveis pré-ocorrência.

Na Figura 54 (a), são apresentadas medições de potência elétrica de geradores em um evento de desligamento (*trip*) de uma unidade de geração [6]. Como pode ser observado nos gráficos com os códigos T1 e T2, ocorre redução da potência segundos após a ocorrência, causada pela atuação de uma malha de controle de carga, externa ao controle *droop* e que altera a referência de potência, disponível em reguladores de velocidades de usinas térmicas (usina a vapor, a gás ciclo simples / combinado e nucleares). A ação das malhas de controle de carga é classificada como rápida (código T1) e lenta (código T2), conforme Figura 54 (b) onde a curva AB representa a resposta inercial e a curva BC representa a resposta do RV. Para efeito de comparação, a resposta codificada como T3 é a do RV sem malha de controle de carga.

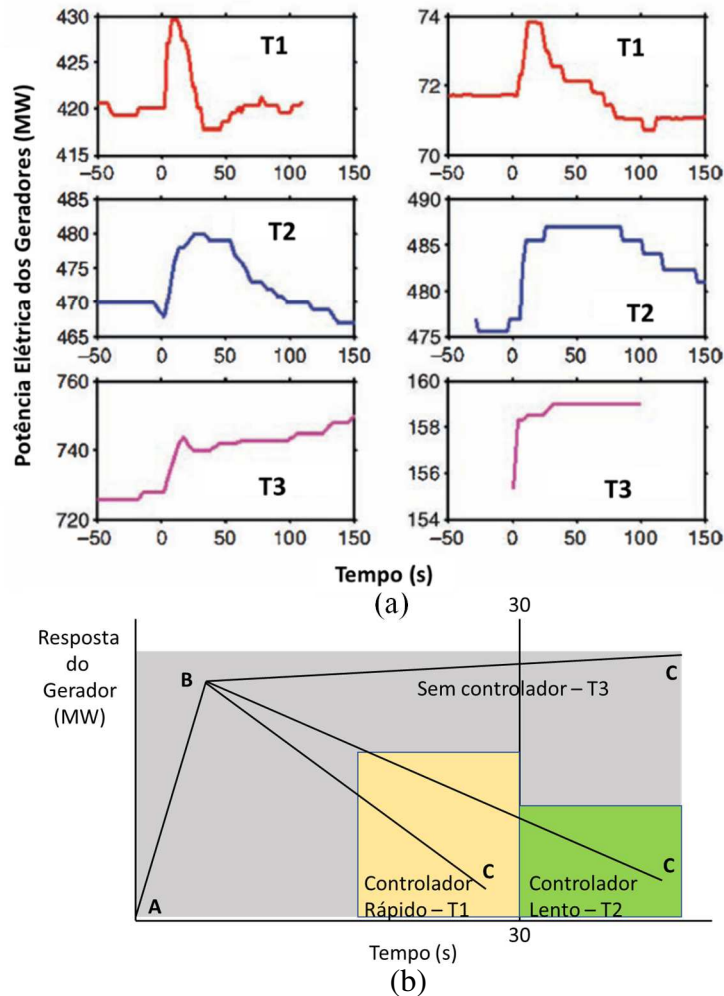


Figura 54 – Comportamento da potência dos geradores – (a) codificação; (b) escala de tempo e componentes da resposta
(Fonte: A New Thermal Governor Modeling Approach in the WECC, [6])

O modelo de controlador de carga LCBF1, apresentado na Figura 55 possibilita a modelagem de unidades com respostas rápida e lenta através da modificação dos parâmetros do controlador PI, K_p e K_i , cujos valores típicos são apresentados na Tabela 4. O parâmetro f_b , o *bias* de frequência, permite a alteração da referência de potência em função da frequência, característica de uma resposta sustentada, mesmo com a utilização de controlador de carga. A saída da malha é ligada ao Pref do RV com *droop*.

Tabela 4 – Parâmetros do controlador de carga para respostas rápida e lenta
(Fonte: Active Power and Frequency Control, [24])

Tipo de Controlador	K_p	K_i
Lento	0	0,001 – 0,003
Rápido	0	0,005 – 0,02

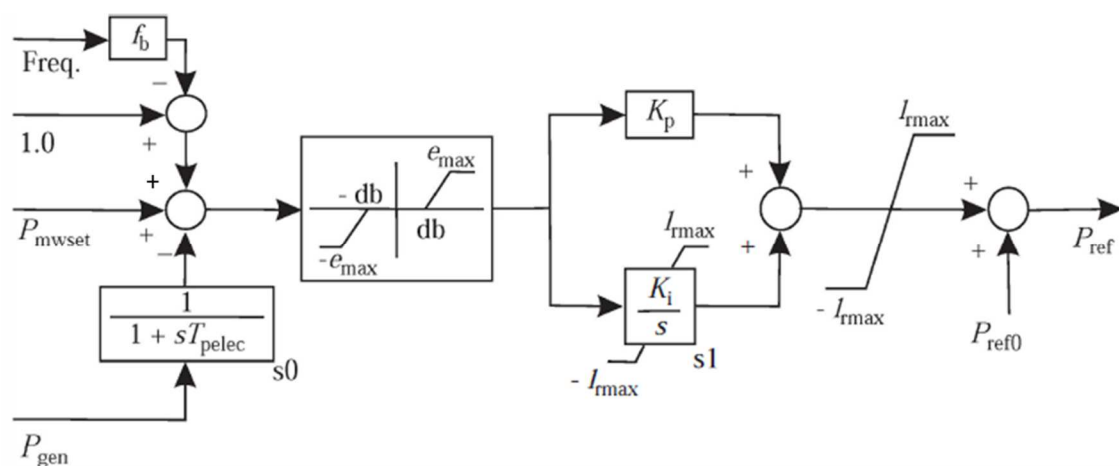


Figura 55 – Modelo do controlador de carga
(Fonte: Active Power and Frequency Control, [24])

Apesar de ser comum a utilização dos controladores de carga em unidades térmicas, seu modelo é genérico e pode ser utilizado em qualquer tipo de turbina, sempre que observado e constatado que o RV é dotado de tal malha de controle.

A implementação no ANATEM é feita conforme Figura 56.

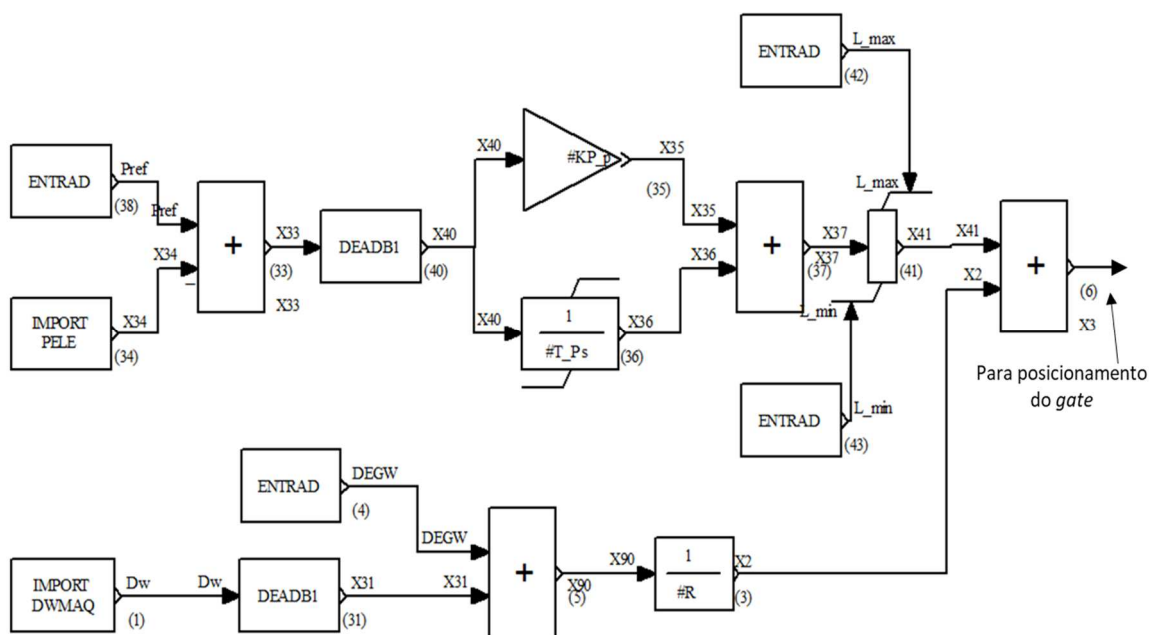


Figura 56 – Implementação da malha do controlador de carga

3.5.3. Operação em carga base (*base load*)

Os RVs das unidades geradoras que não respondem à variação de frequência (operam em carga base) devem ser representados nos estudos de transitórios eletromecânicos visto que contribuem para a resposta primária de frequência somente com a componente inercial, conforme mostrado na Figura 57 (a). Desta forma, auxiliam no aumento do nadir, mas não têm influência na determinação da resposta de frequência do sistema e não contribuem no estabelecimento da nova frequência *quasi-steady-state*, após um evento de desbalanço carga-geração.

Na Figura 57 (b), a curva AB representa a resposta inercial e a curva BC representa a insensibilidade do regulador de velocidade frente à variação de frequência, uma vez que a potência de saída do gerador retorna ao valor pré-ocorrência logo após o transitório da frequência.

Os seguintes recursos podem ser utilizados para modelar o comportamento de insensibilidade à variação de frequência sem alterar significativamente as bases de dados para simulação de transitórios eletromecânicos:

- Utilização de banda morta no sinal de velocidade do rotor com ajuste elevado;
- Definir os valores de limites máximo e mínimo de abertura da válvula de controle com valores iguais ao obtido na inicialização do modelo com os dados oriundos do fluxo de potência;
- Não modelar o regulador de velocidade (atenção se houver proteção de sub ou sobrefrequência no RV).

Desta forma, as seguintes condições operacionais de usinas podem ser modeladas e simuladas com obtenção de respostas coerentes com as respostas reais:

- Usinas operando em carga base;
- Usinas térmicas em operação com parâmetros deslizantes;
- Usinas nucleares;
- Usinas a gás operando no limite da temperatura de exausto.

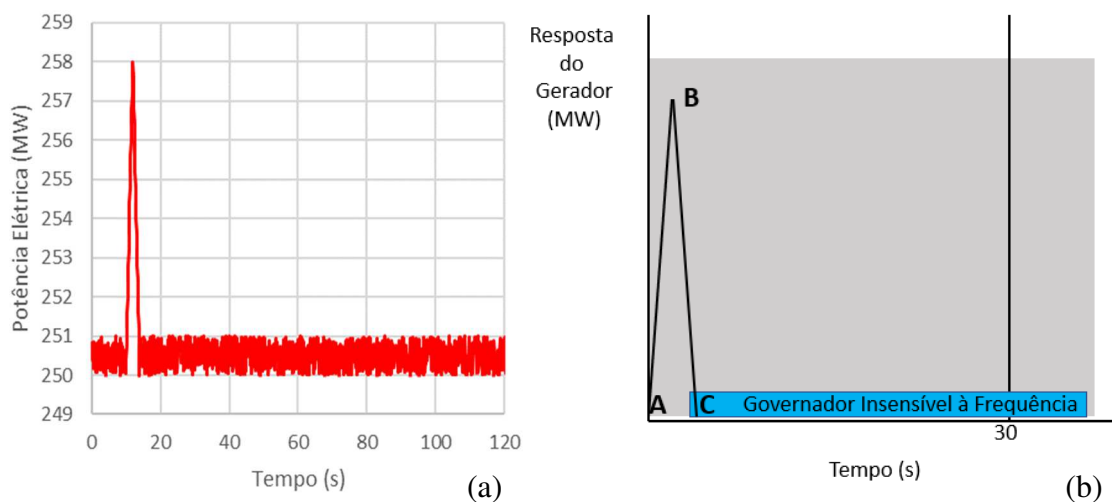


Figura 57 – Comportamento dos geradores insensíveis à variação de frequência – (a) resposta no tempo; (b) escala de tempo e componentes da resposta

A implementação no ANATEM utilizada neste trabalho foi a inserção da banda morta com valor ajustado de 1 pu.

3.5.4. Gradiente de Potência

O processo de aumento da potência mecânica de uma turbina é limitado pelo máximo gradiente de potência, ou máximo dP/dt . Essa condição é definida por restrições de taxa de transferência de energia da fonte primária para a turbina ou pela implementação de limites na taxa de abertura máxima da válvula de controle visando a proteção do conjunto turbina-gerador contra esforços mecânicos além dos definidos no seu projeto.

O gráfico da Figura 58 mostra os limites de dP/dt típicos para usinas hidráulicas, térmicas e nucleares e podem ser utilizados como base para implementação em seus modelos.

A forma de implementação mais usual é através dos parâmetros de limite de velocidade de abertura (VELop) e de fechamento (VELcl) do servo mecanismo de atuação da válvula de controle da turbina.

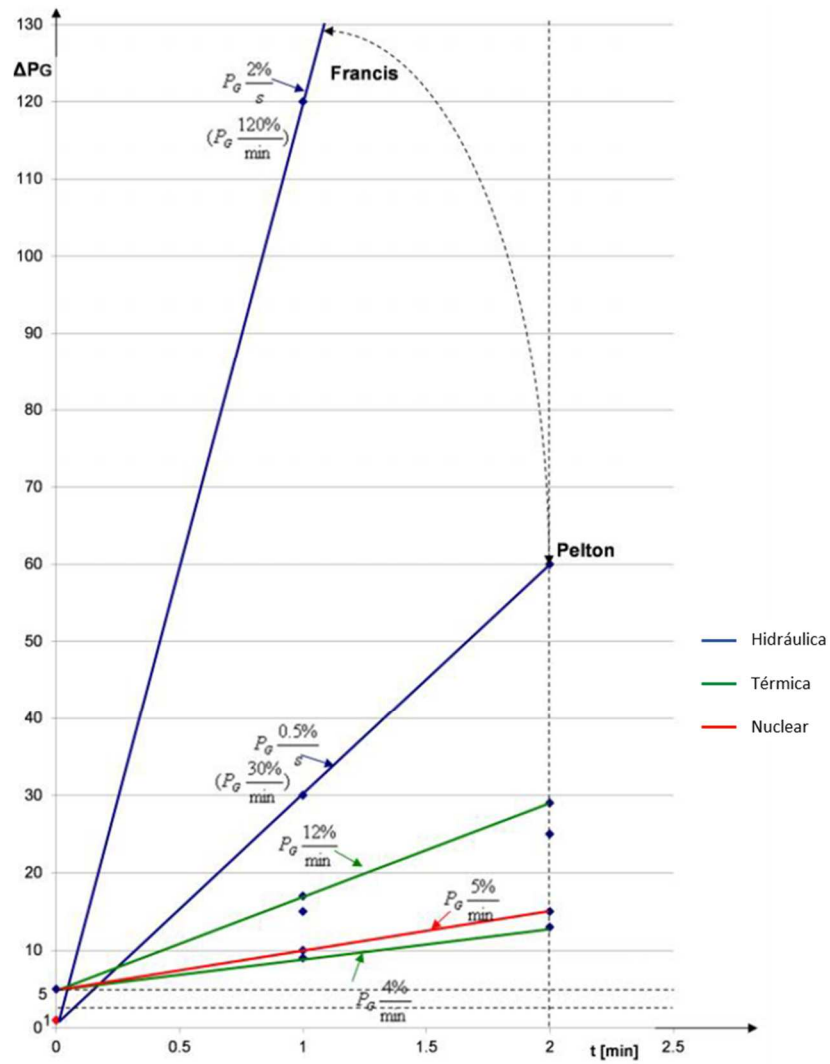


Figura 58 – Valores típicos de gradientes de potência de usinas hidráulicas, térmicas e nucleares
(Fonte: Deterministic frequency deviations, [15])

A implementação no ANATEM foi realizada através do ajuste no limitador do bloco a montante do integrador do servo mecanismo, conforme mostrado na Figura 59.

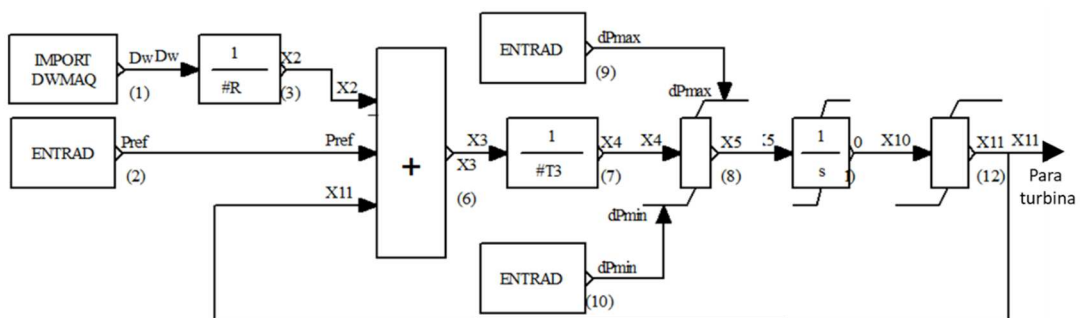


Figura 59 – Implementação do gradiente de potência

CAPÍTULO 4

SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1. Sistema de Testes 1 – 2 Barras

4.1.1. Introdução

O sistema elétrico de testes utilizado na análise preliminar dos aspectos estudados e na validação dos modelos dinâmicos dos conjuntos turbina-gerador é composto por duas barras, dois grupos de geradores e uma carga elétrica (Figura 60). Este simples sistema permite a avaliação isolada das características modeladas evitando o excesso de interação entre diversos fatores que acabam por dificultar a compreensão do comportamento e a análise de sensibilidade.

O gerador ligado à barra 1 será o objeto de estudo, onde os modelos dinâmicos serão implementados e avaliados. A função do gerador da barra 2 e da linha de transmissão é representar o sistema elétrico equivalente.

Os programas computacionais utilizados para a análise estática / fluxo de potência e análise dinâmica não linear foram o ANAREDE e o ANATEM, respectivamente.

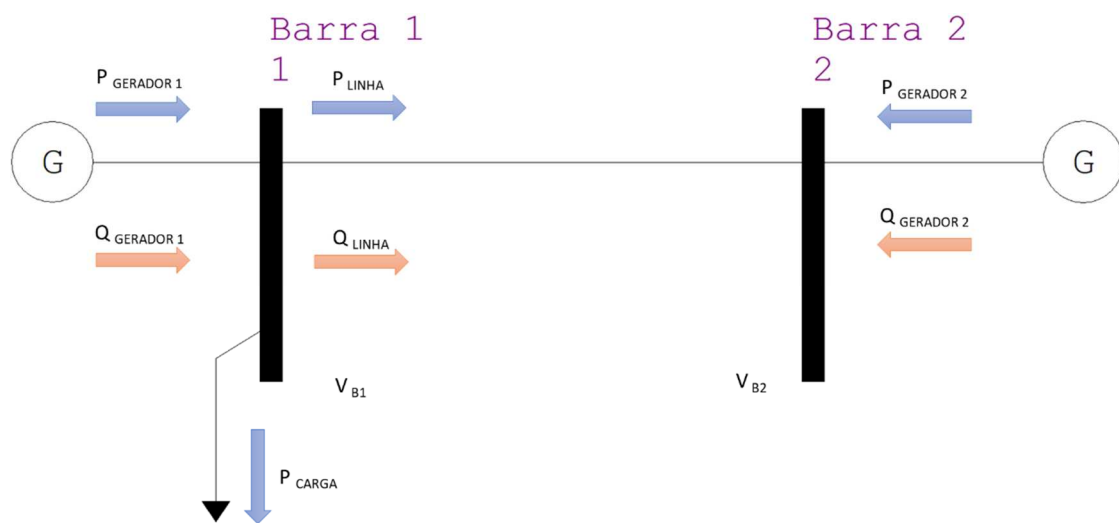


Figura 60 – Sistema elétrico de testes com 2 barras

4.1.2. Modelos Estáticos e Dinâmicos

Com o objetivo de analisar a resposta do gerador 1 para sistemas de maior porte (sistemas fortes) e de menor porte (sistemas fracos), o sistema de 2 barras tem duas variantes, nas quais são alteradas a impedância da linha entre barra 1 e barra 2 (Tabela 6) e a constante de inércia do gerador da barra 2 (Tabela 7).

Os dados das condições de regime permanente são apresentados na Tabela 5 e na Tabela 6.

Tabela 5 – Condições de regime permanente dos sistemas forte e fraco

Sistema	Barra	Tipo	V (p.u.)	Âng (°)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)
Forte	1	PV	1,01	0,00	250,0	170,0	250,0	210,4
	2	Vθ	1,00	0,00	0,0	0,0	0,0	-40,0
Fraco	1	PV	1,01	0,00	250,0	170,0	250,0	175,0
	2	Vθ	1,00	0,00	0,0	0,0	0,0	-5,0

Tabela 6 – Fluxo de potência na linha de transmissão dos sistemas forte e fraco

Sistema	Barra “DE“	Barra “PARA”	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Impedância da Linha (%)
Forte	1	2	0	40,4	2,5
Fraco	1	2	0	5,0	20,0

Os modelos dinâmicos do gerador 1, utilizados como base para implementação das características estudadas, foram os da usina de Jorge Lacerda – Máquinas 3 e 4, disponível na base de dados de simulação de transitórios eletromecânicos, do ONS. Esta usina é uma térmica a vapor, cujo combustível é o carvão mineral. Para atendimento à carga do sistema em análise, foram utilizadas 5 unidades de geração, de modo que as turbinas operem com 75,7% de sua capacidade máxima de potência ativa. Os modelos dinâmicos de regulador de velocidade, regulador de tensão, turbina e regulador de velocidade são implementados no ANATEM através de controles definidos pelo usuário (CDU), enquanto o modelo do gerador é o built-in de máquina síncrona de rotor liso.

O gerador 2 é implementado no arquivo de simulação somente com o modelo dinâmico do gerador, desprovido de regulador de tensão, de regulador de velocidade e de turbina / regulador de velocidade. Assim, nos eventos de *déficit* de geração, este gerador somente contribui com a componente inercial no controle primário de frequência.

Os dados dos modelos dinâmicos do gerador 1 e do gerador 2 (sistema forte e sistema fraco) são apresentados na Tabela 7.

A carga é modelada como função de dois parâmetros: tensão da barra e frequência do sistema:

- Quanto à tensão da barra – a carga é potência constante quando a tensão da barra 1 é igual ou maior que 0,7 pu e impedância constante para tensão abaixo de 0,7 pu. Os eventos simulados não introduzem distúrbio no controle de tensão de forma que as cargas podem ser consideradas somente como de potência constante.
- Quanto à frequência – valor do amortecimento da carga com a frequência é de 1%/Hz, resultando no valor de $D = 2,5\text{MW/Hz}$. A implementação é feita pelo modelo da turbina / regulador de velocidade, onde uma parcela de potência que

varia proporcionalmente com o desvio de frequência é adicionada à potência mecânica da turbina, reproduzindo o efeito de variação da carga.

Tabela 7 – Dados dos geradores da barra 1 e da barra 2

Caraterísticas	Gerador 1	Gerador 2 – Sistema Fraco	Gerador 2 – Sistema Forte
Potência Base da Turbina (MW)	66	Não aplicável	Não aplicável
Potência Base do Gerador (MVA)	75	100	100
Constante de Inércia – H (segundos)	3,833	70	280
Número de Unidades	5	1	1
Constante de Inércia Equivalente na Base de 100 MVA (segundos)	14,37	70	280
Regulador de Velocidade	Sim - CDU	Não	Não
Regulador de Tensão	Sim - CDU	Não	Não
Turbina e RV	Sim - CDU	Não	Não
Estabilizador (PSS)	Não	Não	Não
Modelo Dinâmico do Gerador	Sim – <i>Built-In</i> (MD03)	Sim – <i>Built-In</i> (MD01)	Sim – <i>Built-In</i> (MD01)
<i>Droop</i> Configurado no Modelo	7,576	Não aplicável	Não aplicável
<i>Droop</i> Efetivo ⁵	5,0	Não aplicável	Não aplicável
Carregamento da Turbina	75,7%	Não aplicável	Não aplicável
Reserva Potência Ativa (MW)	80	Não aplicável	Não aplicável

4.1.3. Caso Base

O evento base simulado é o acréscimo de 10% de carga na barra 1, equivalente a 25MW, no tempo de 1 segundo. As métricas utilizadas para análise da resposta são:

- Nadir de frequência, ponto C da resposta da frequência;
- Tempo em que ocorre o nadir de frequência;
- Frequência em que o sistema estabiliza, ponto B da resposta da frequência;
- Relação entre o desvio de frequência do ponto C e o desvio de frequência do ponto B, denominado CB_R ;

⁵ A razão para o *droop* efetivo ser diferente do *droop* configurado no modelo do regulador de velocidade é a existência de conversões de base de potência do gerador elétrico e da turbina.

- Característica natural da área de controle, o β .

A Figura 61 apresenta a frequência e a potência elétrica dos geradores das barras 1 e 2.

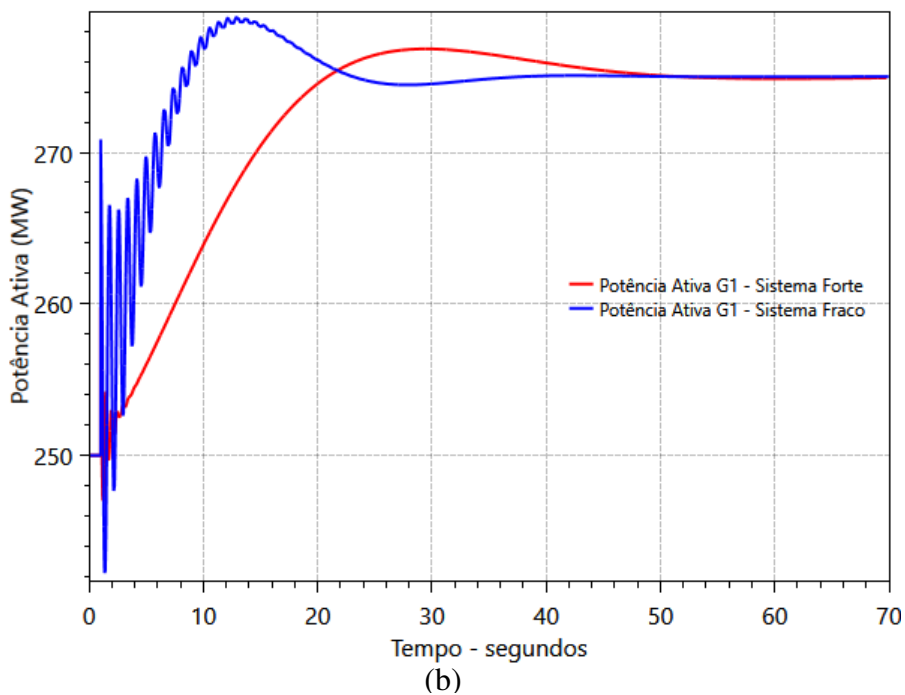
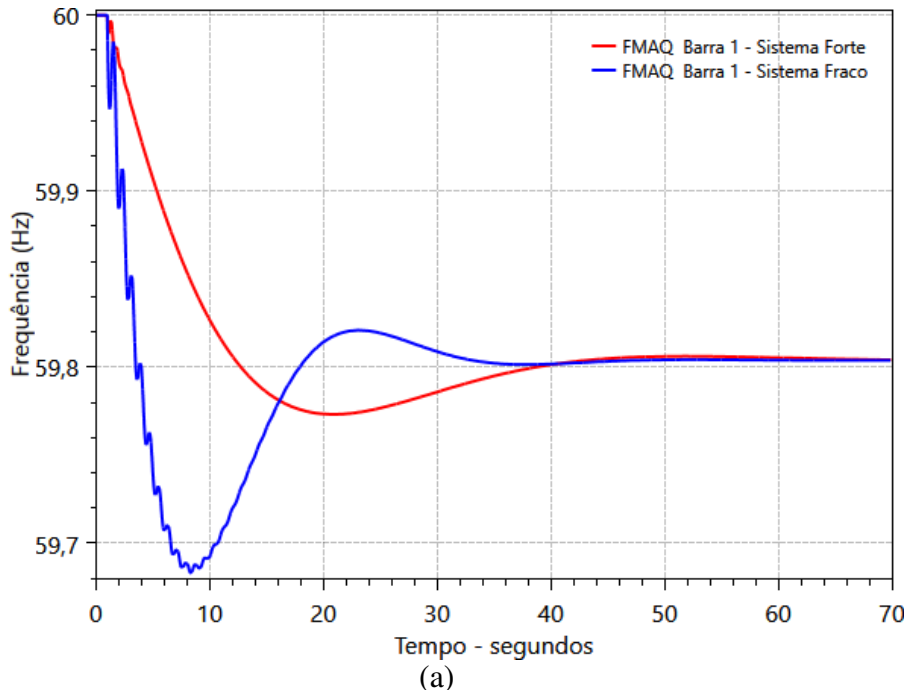


Figura 61 – Caso base para sistemas forte e fraco – (a) frequência; (b) potência ativa

Há uma componente oscilatória, de frequência 1,25Hz, nas respostas de frequência e potência elétrica dos G1 e G2 do sistema fraco que é uma oscilação eletromecânica. Ao

reproduzir o evento no sistema fraco, porém, com a alteração da impedância da linha para 2,5% (valor da impedância da linha do sistema forte) foi observado seu rápido amortecimento, conforme apresentado na Figura 62, sem prejuízo na análise da resposta primária de frequência. A utilização de um estabilizador de sistema de potência (PSS) também poderia amortecer tais oscilações, mas como o objetivo não é a análise da estabilidade a pequenas perturbações, a partir deste ponto, à linha de transmissão do sistema fraco também será atribuído o valor de 2,5%. Dessa forma, sistema fraco e sistema forte são, simplesmente, sistemas de baixa e alta inércia, respectivamente.

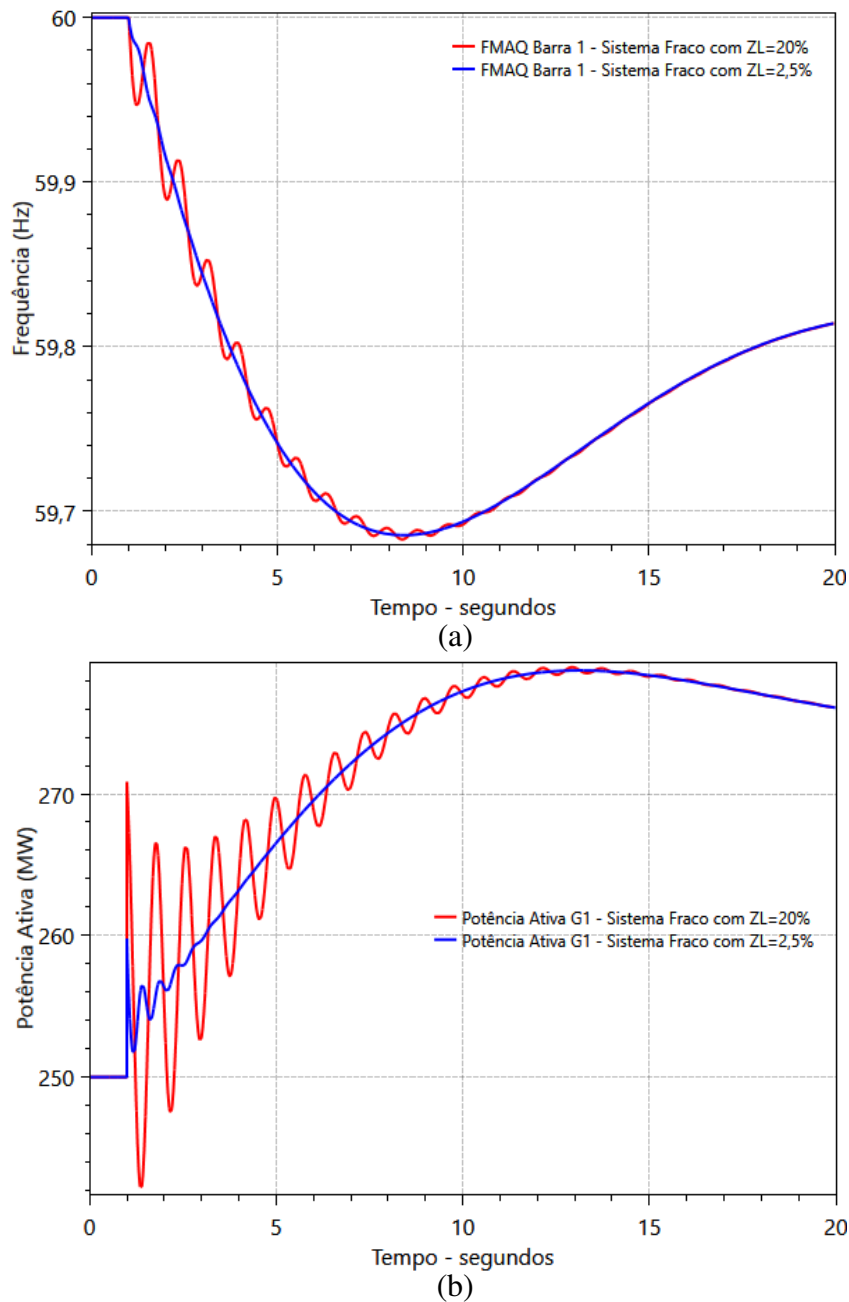


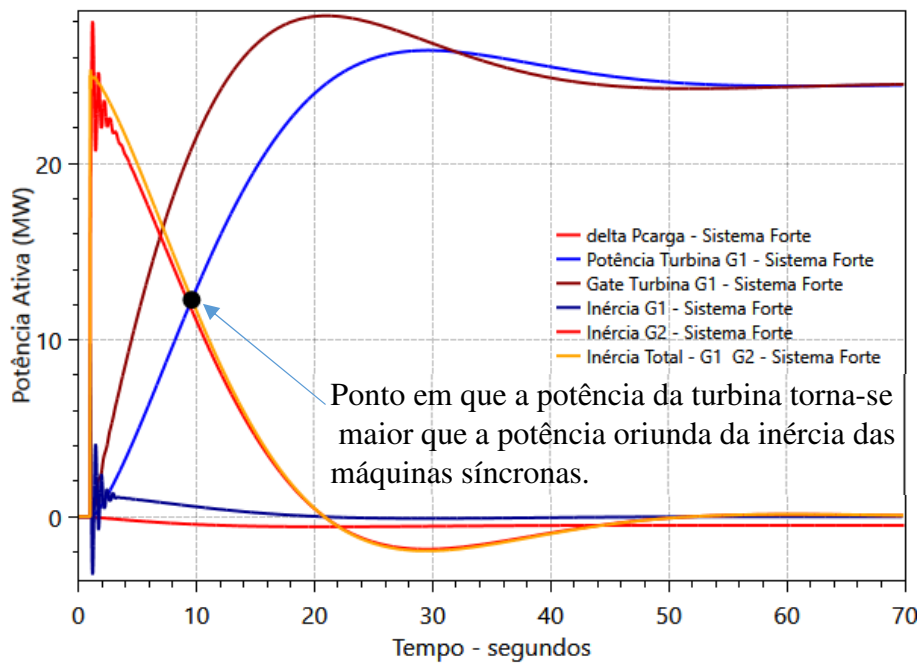
Figura 62 – Resposta sistema fraco alterando Z_L – (a) frequência; (b) potência ativa

Com os dados da simulação, as métricas utilizadas como base para avaliação do sistema são apresentadas na Tabela 8.

Os gráficos com as respostas do RV, da turbina, da carga e da inércia dos geradores são mostrados na Figura 63. A contribuição da turbina, no sistema forte, somente ultrapassa a contribuição da inércia em $t = 9,67s$ ao passo que, no sistema fraco, logo em $t = 4,53s$ já ocorre a mudança da principal fonte de energia. Essa observação reforça a necessidade de RVs e turbinas de resposta rápida em sistemas de baixa inércia.

Tabela 8 – Métricas do caso base

Métrica	Sistema Fraco	Sistema Forte
Ponto B (Hz)	59,80	59,80
Desvio Ponto B (Hz)	0,20	0,20
Tempo Ponto C (s)	8,40	20,90
Ponto C (Hz)	59,69	59,77
Desvio Ponto C (Hz)	0,31	0,23
CB_R	1,61	1,17
β (MW/Hz)	127,6	127,6



(a)

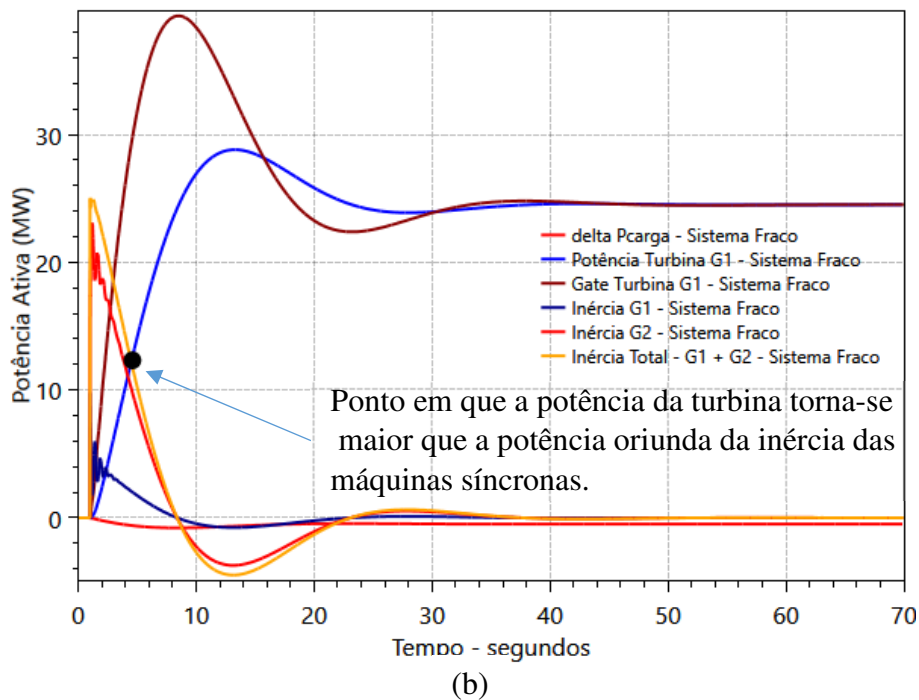
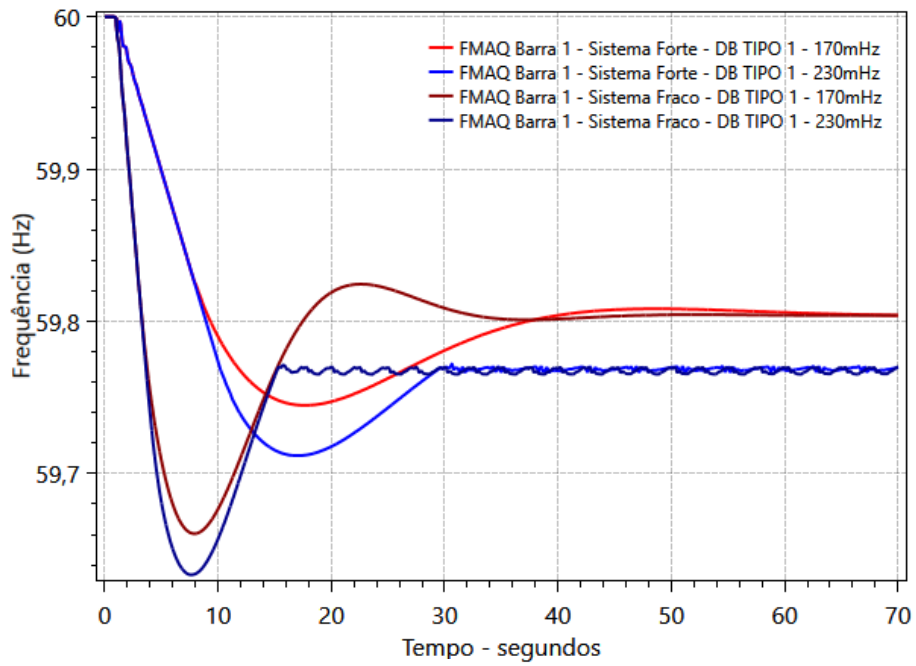


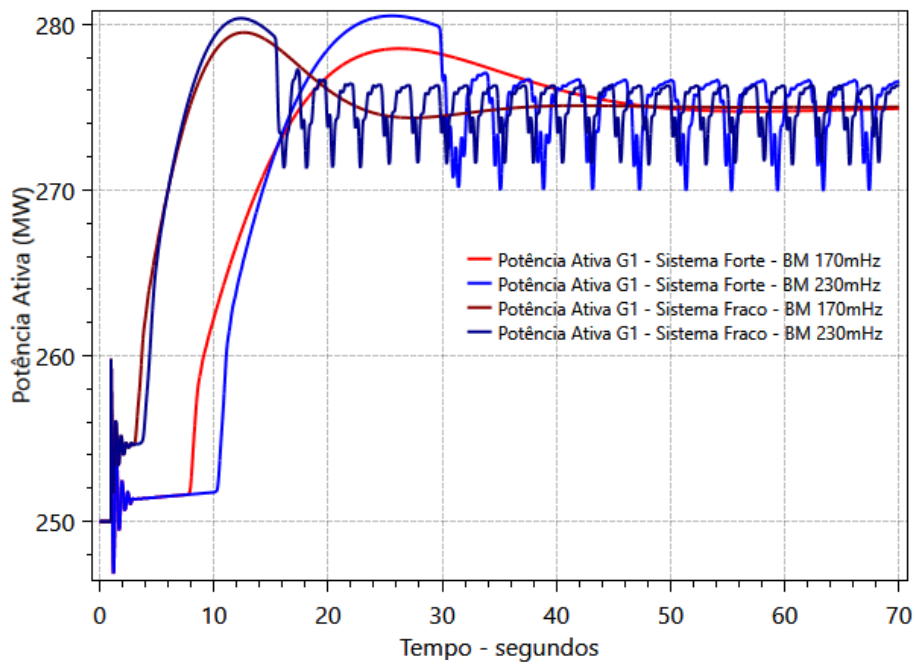
Figura 63 – Componentes da resposta dos geradores e da carga – (a) sistema forte; (b) sistema fraco

4.1.4. Banda Morta

A banda morta de tipo 1, com descontinuidade, foi simulada no sistema teste e, quando ajustada para valores superiores ao “Desvio Ponto B” do caso base (196mHz), resulta em oscilação no controle de velocidade do gerador, refletida na frequência conforme esperado. A Figura 64 apresenta o resultado, comparando as respostas dos sistemas forte e fraco com ajustes de banda morta de 170mHz e 230mHz.



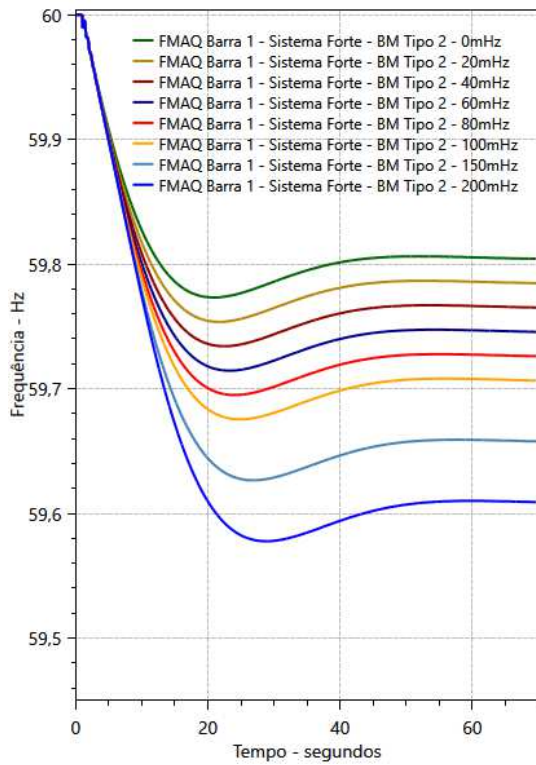
(a)



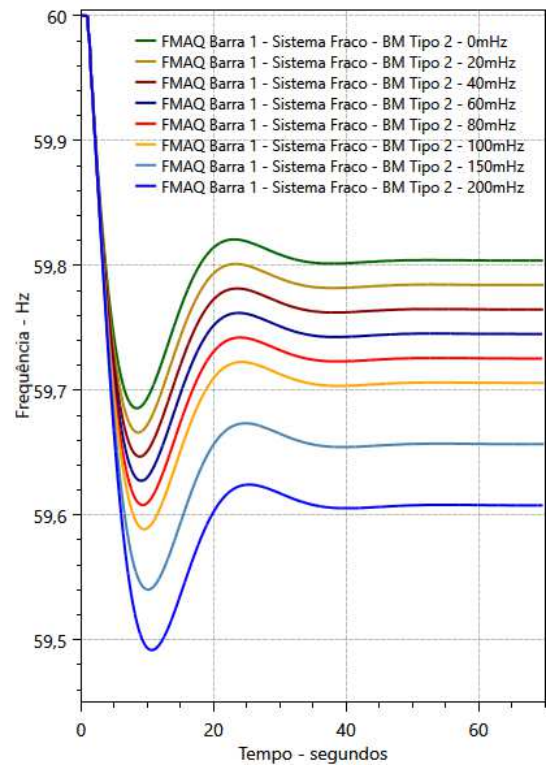
(b)

Figura 64 – Resposta para implementação da banda morta tipo 1 – (a) frequência; (b) potência ativa

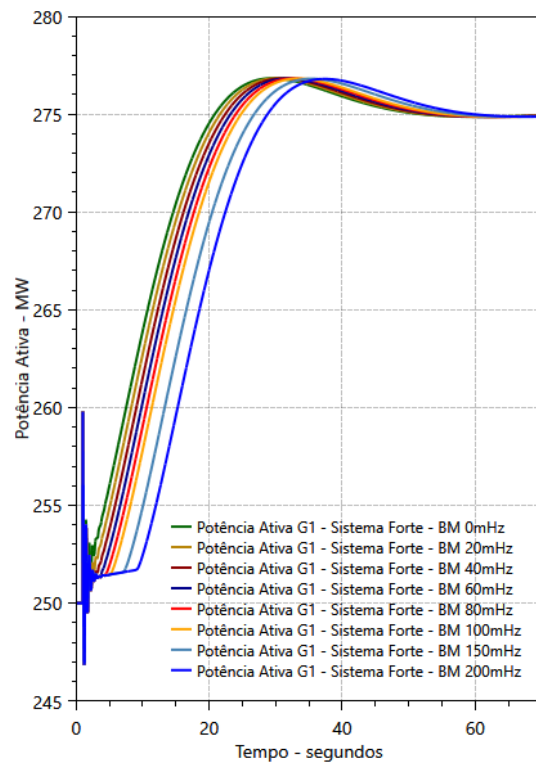
Os resultados da implementação da banda morta de tipo 2, sem descontinuidade, de 0mHz (caso base) a 200mHz e com o mesmo ajuste nos cinco RVs do sistema teste são apresentados na Figura 65.



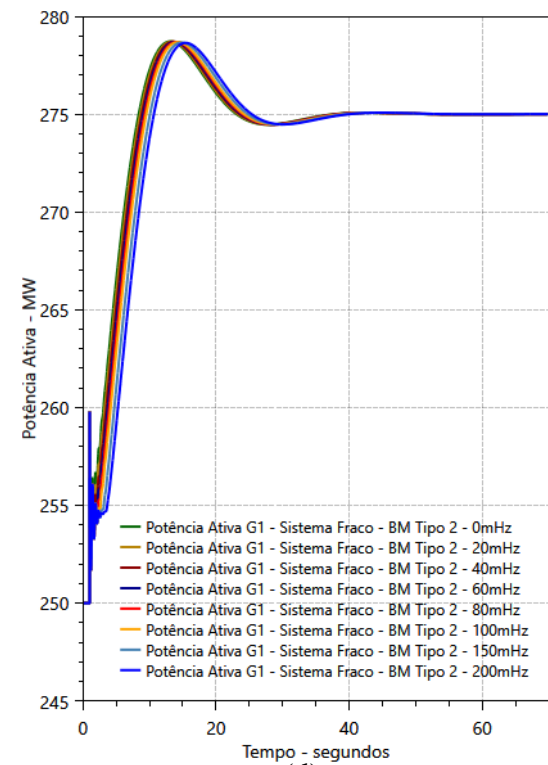
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 65 – Resposta para implementação da banda morta tipo 2 – (a) frequência sistema forte; (b) – frequência sistema fraco; (c) potência ativa sistema forte; (d) potência ativa sistema fraco

Como pode ser observado nos gráficos de frequência e potência do G1 e, também, nos gráficos das métricas (Figura 66), a utilização da banda morta retarda a resposta dos RVs, resultando em valores de nadir de frequência menores, com deslocamento do tempo em que ocorre (maior variação no sistema forte). A frequência do ponto B sofre redução de valor, em relação ao caso base, praticamente igual ao valor da banda morta. O CB_R sofre redução mais acentuada no sistema fraco e o valor de β sofre grande redução com característica não-linear devido ao amortecimento da carga aumentar com o aumento da banda morta (redução da frequência do ponto B).

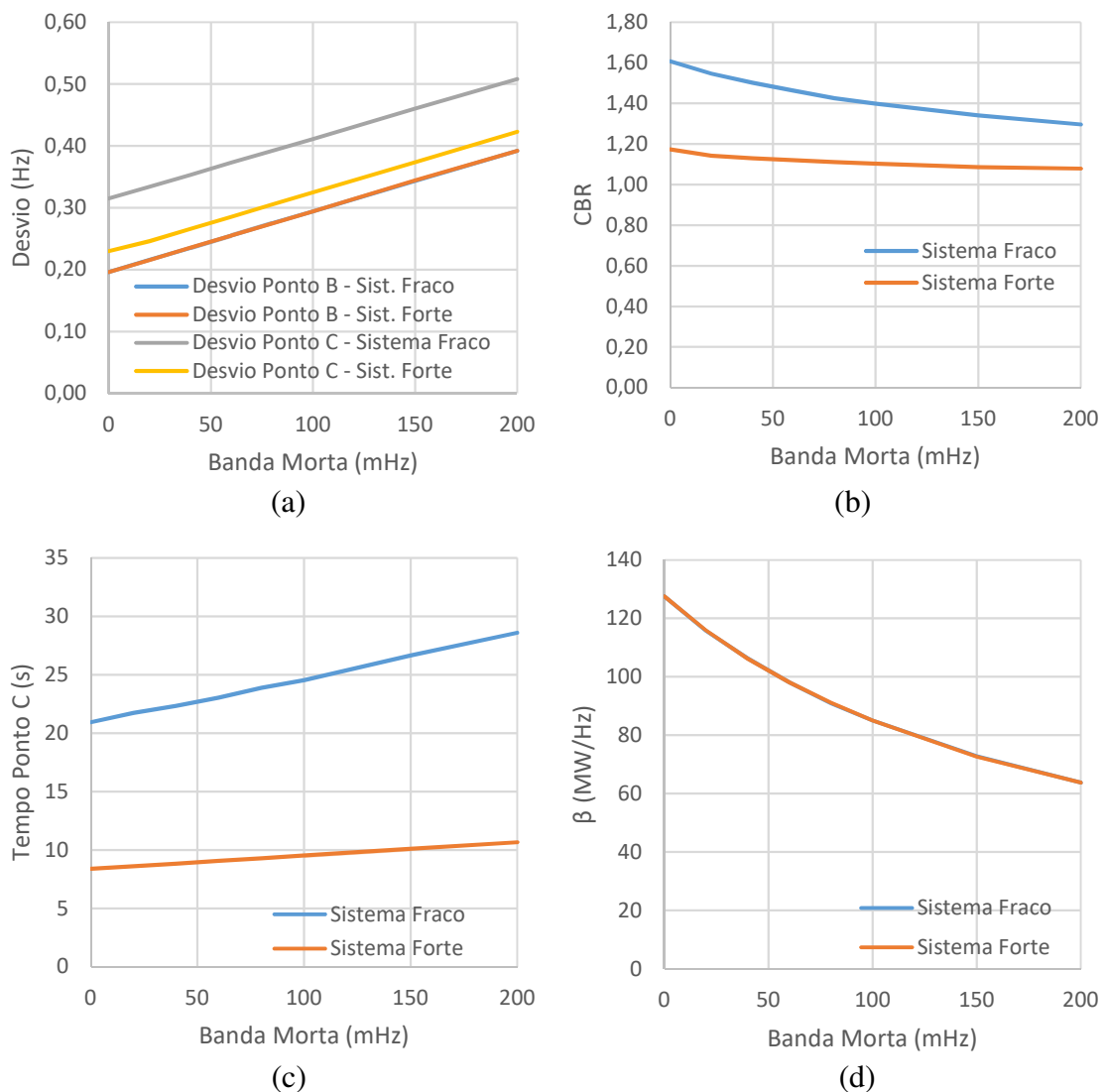


Figura 66 – Métricas do caso banda morta – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CB_R ; (c) Tempo do ponto C; (d) β

Como no sistema teste há cinco geradores na barra 1, o próximo caso de banda morta (Figura 67) considera ajustes diferentes nos cinco geradores, conforme abaixo:

- G1 / 1 – sem banda morta;
- G1 / 2 – 40mHz;
- G1 / 3 – 80mHz;
- G1 / 4 – 120mHz;
- G1 / 5 – 160mHz.

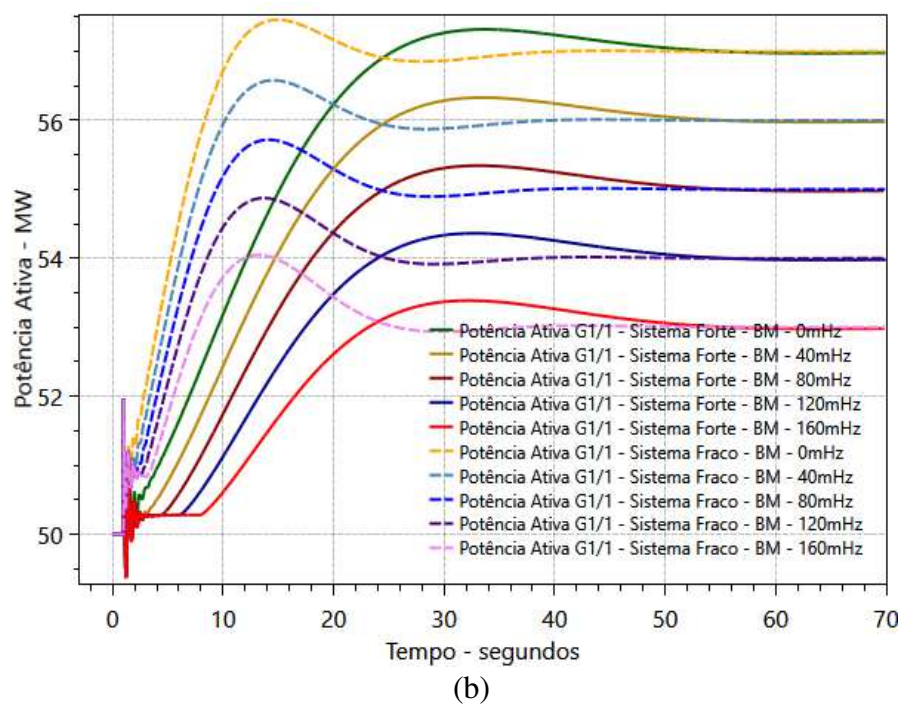
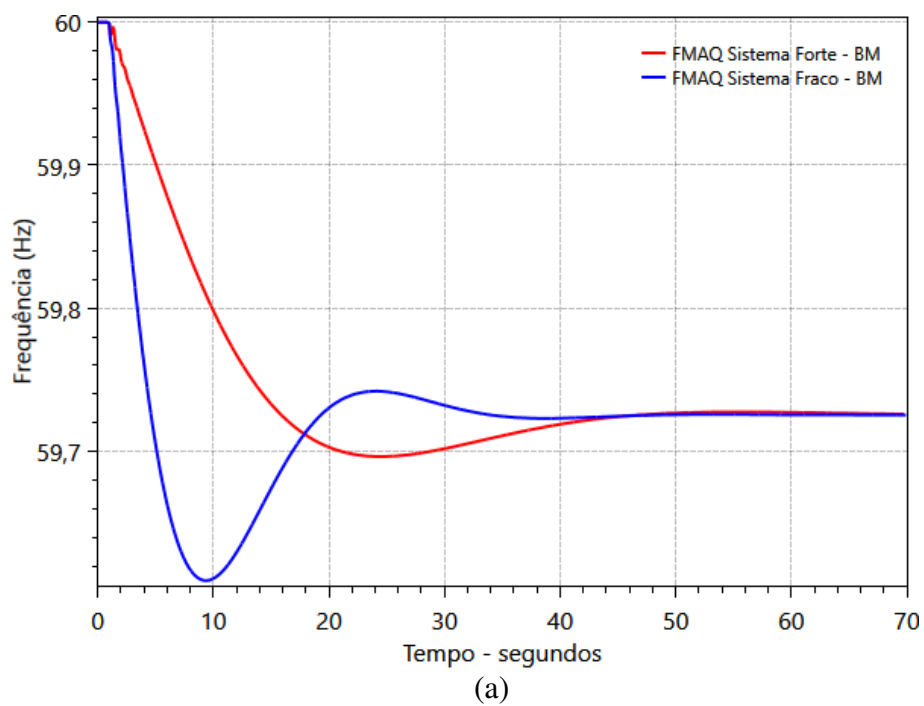


Figura 67 – Resposta para implementação da banda morta tipo 2 multimáquinas – (a) frequência; (b) potência ativa

Os geradores assumem diferentes valores de carga, conforme o ajuste da banda morta. De forma que, quão o maior a banda morta, menor carga assume. Neste caso, o gerador sem banda morta assume 133% mais carga que o gerador com banda morta de 160mHz. As métricas são apresentadas na Tabela 9.

Os desvios dos pontos B e C apresentaram diferença em relação ao caso base de valor praticamente igual à média das bandas mortas (válido porque as potências dos geradores são iguais). O CBR tem maior redução no caso fraco e o β sofre grande redução.

Tabela 9 – Métricas do caso bando morta multimáquinas

Métrica	Fraco Base	Fraco BM	Diferença	Forte Base	Forte BM	Diferença
Ponto B	59,80	59,73	-0,08	59,80	59,73	-0,08
Desvio Ponto B (Hz)	0,20	0,27	0,08	0,20	0,27	0,08
Tempo Ponto C (s)	8,40	9,36	0,96	20,90	24,51	3,61
Ponto C (Hz)	59,69	59,61	-0,08	59,77	59,70	-0,07
Desvio Ponto C (Hz)	0,31	0,39	0,08	0,23	0,30	0,07
CB _R	1,61	1,42	-0,19	1,17	1,11	-0,07
β (MW/Hz)	127,55	90,91	-36,64	127,55	90,91	-36,64

4.1.5. Gradiente de Potência – dP/dt

Os resultados apresentados na Figura 68 são referentes a variações no dP/dt de 5%/min a 100%/min comum aos cinco grupos de geradores da barra 1, para os sistemas forte e fraco. Pode-se observar a importância do dP/dt, principalmente, em sistemas fracos, onde o dP/dt de 25%/min já torna o sistema instável para o evento simulado. Para efeito de comparação, no sistema forte, o valor de dP/dt que levou o sistema à instabilidade foi de 5%/min.

As métricas são apresentadas em forma de gráfico (Figura 69) onde o caso base é igual ao caso dP/dt 100%/min. A redução do dP/dt tem efeito similar à redução de inércia para o nadir de frequência e para o CBR. O evento torna-se mais longo, conforme observado nos gráficos e no aumento do tempo do ponto C. Turbinas com alto dP/dt e resposta rápida podem compensar a baixa inércia de sistemas fracos. Não há qualquer influência no β .

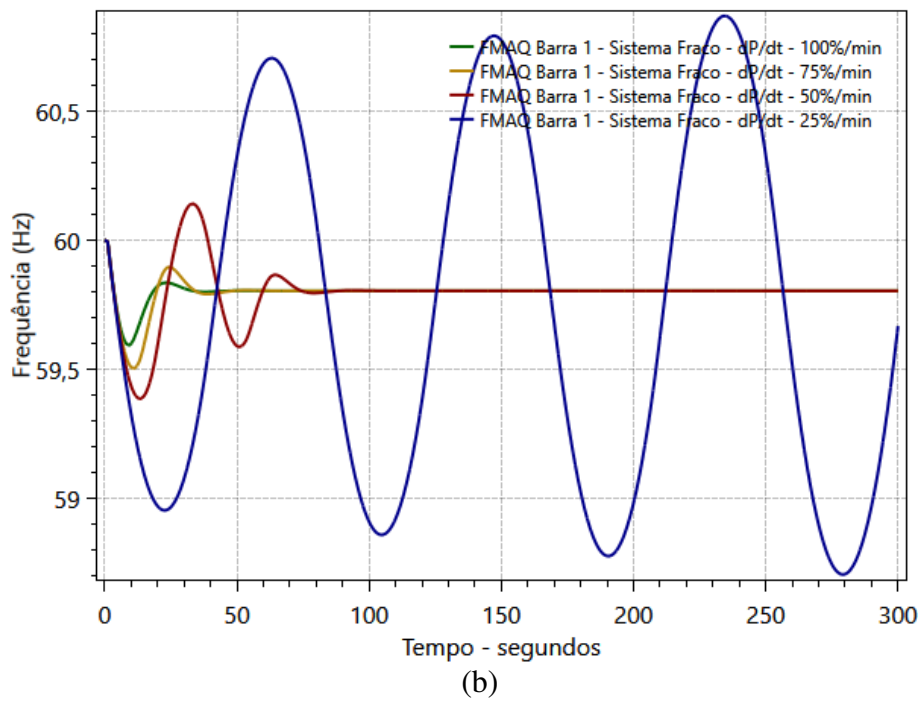
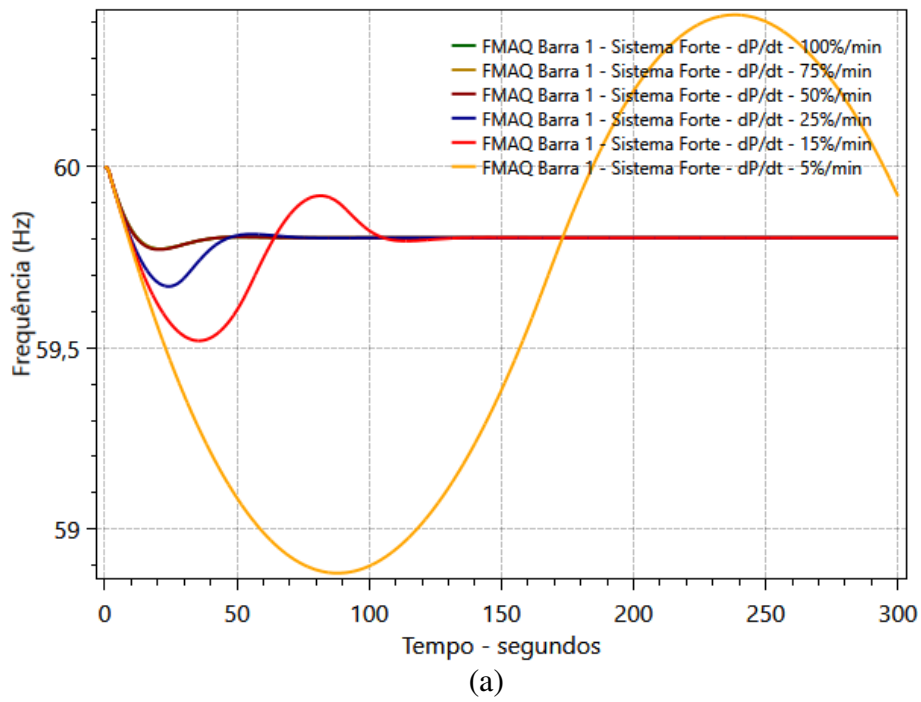


Figura 68 - Resposta para implementação do dP/dt – (a) sistema forte; (b) sistema fraco

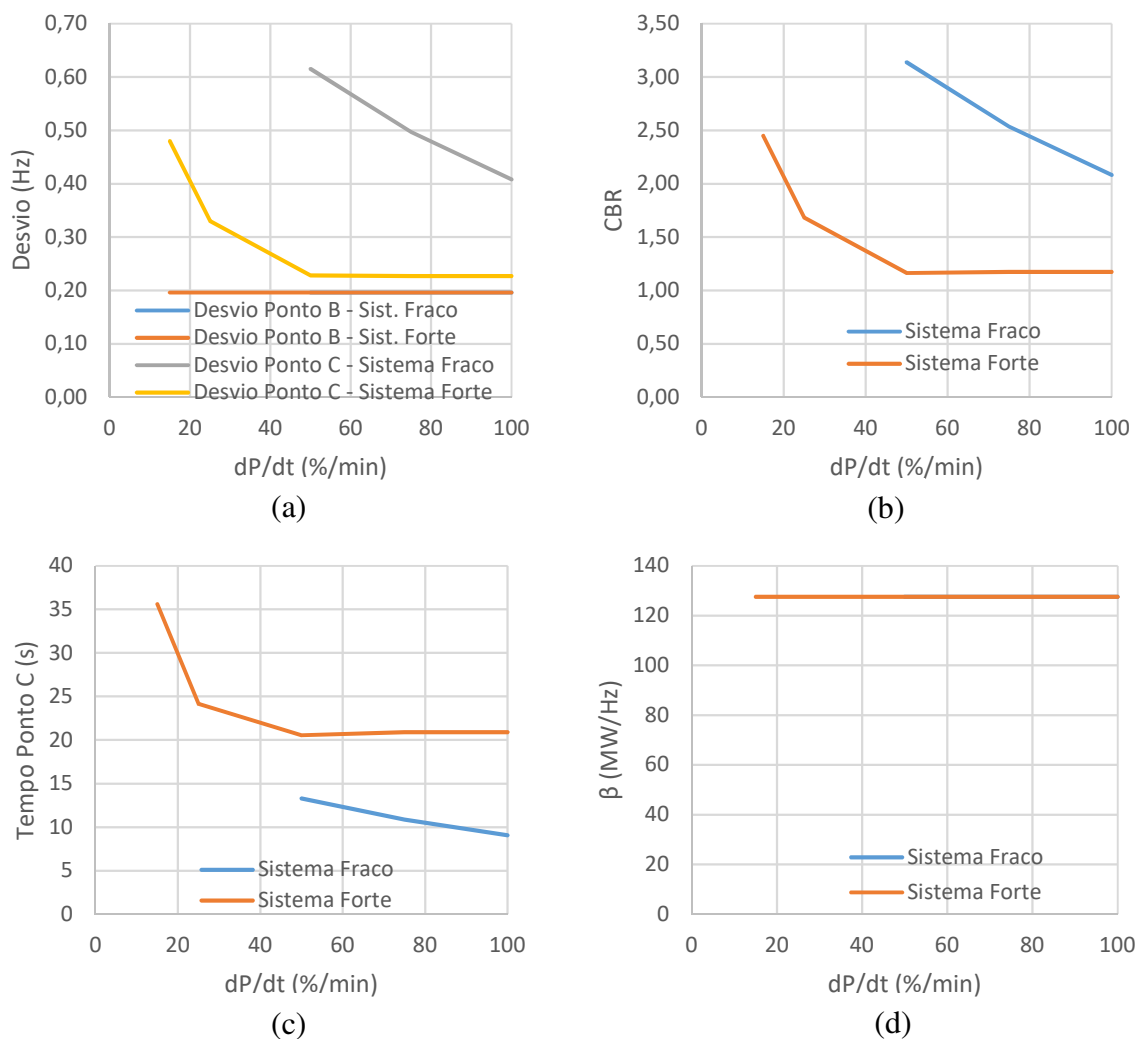


Figura 69 - Métricas do caso dP/dt – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CBR ; (c) Tempo do ponto C; (d) β

4.1.6. Controlador de Carga

Os resultados apresentados na Figura 70 são referentes à implementação do controlador de carga em uma, duas e três máquinas dos cinco grupos geradores da barra 1, para os sistemas forte e fraco (número maior de unidades com controlador não permite regulação). Pode-se observar que a utilização e representação de controladores de carga altera o formato da curva de frequência, que fica com a forma de L. Em consequência, o nadir de frequência (ponto C) passa a ser o próprio ponto B.

As métricas são apresentadas na Figura 71, onde o caso base é igual ao número de controladores de carga igual a zero. O desvio do ponto B independe dos tipos de sistema

e de controlador de carga, variando somente em função do número de controladores aplicados. O desvio do ponto C depende apenas do tipo de sistema e não do tipo de controlador de carga, porém, quando o número de máquinas com controlador de carga é maior ou igual a dois, essa métrica torna-se igual para todos casos. O CB_R caminha na direção do valor de 1 com o aumento do número de máquinas com o controlador, independentemente de ser rápido ou lento, conforme esperado pelos valores de desvio do ponto C. O tempo do ponto C aumenta para o tempo de simulação destes casos (300 s), típico da curva em forma de L. O β sofre redução severa em função somente do número de máquinas com o controlador aplicado, proporcional e linear com o Kt.

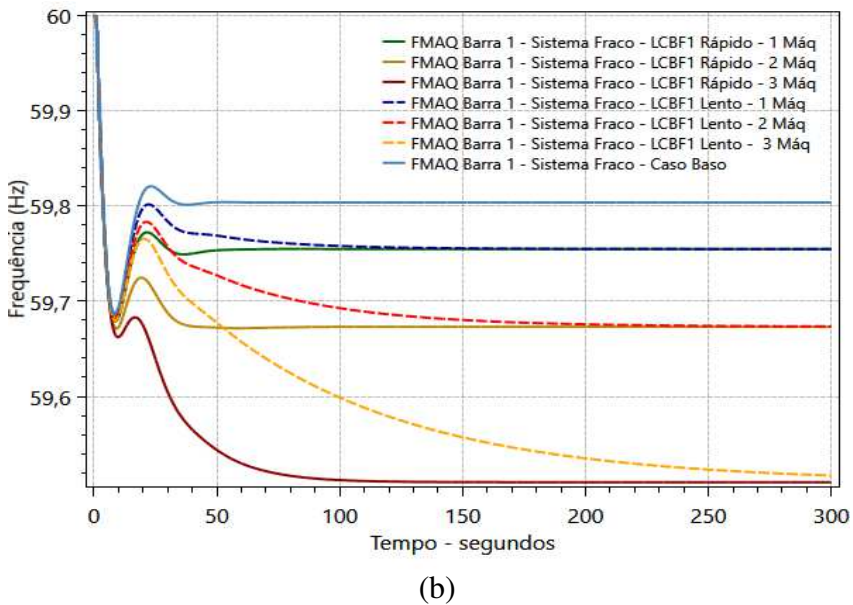
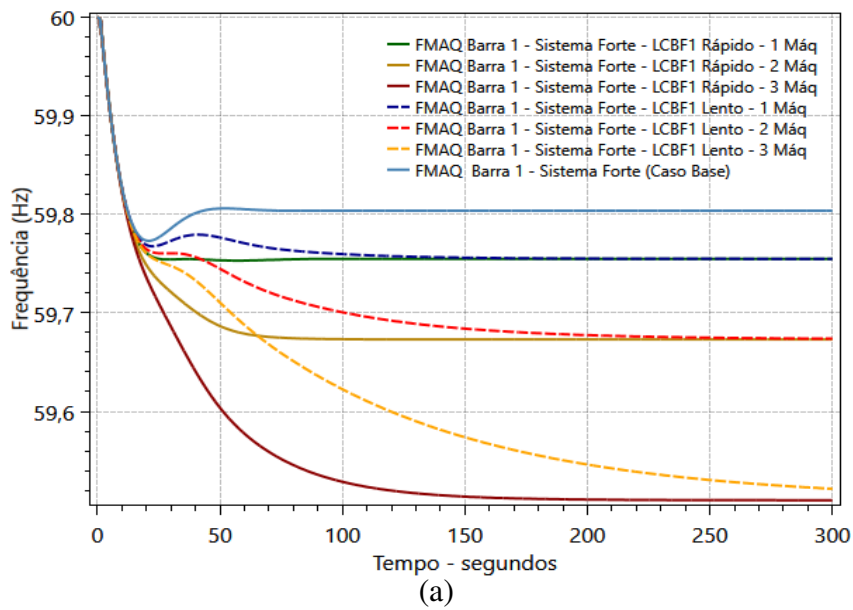


Figura 70 - Resposta para implementação do controlador de carga – (a) sistema forte; (b) sistema fraco

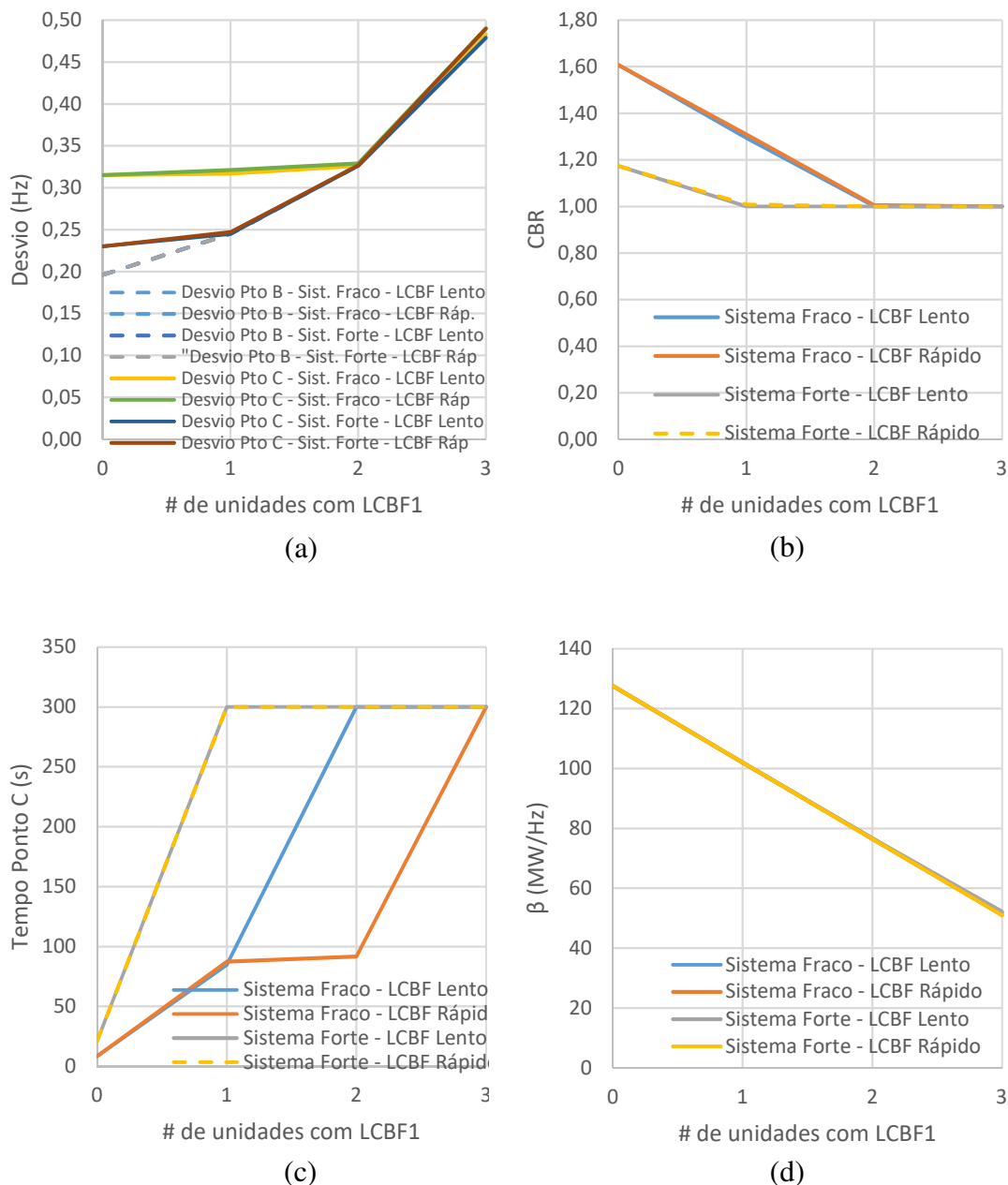
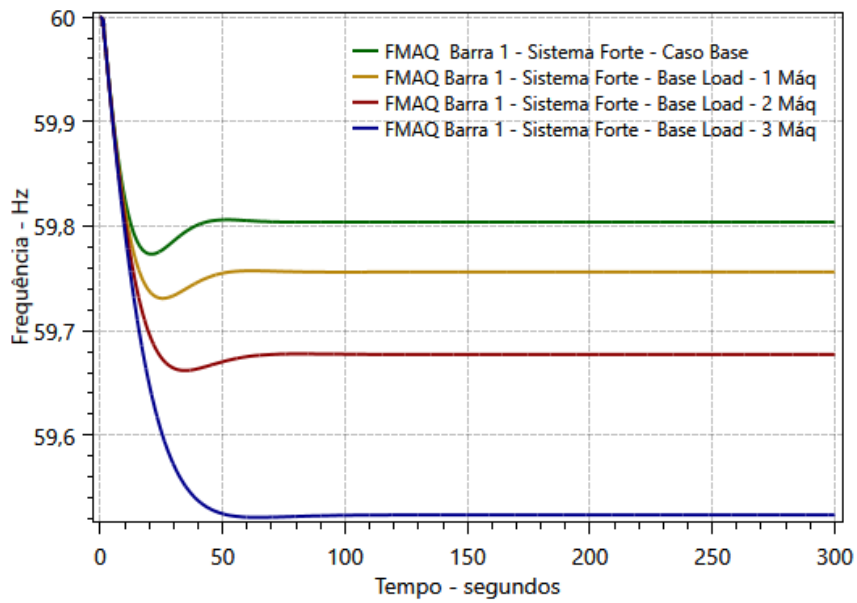


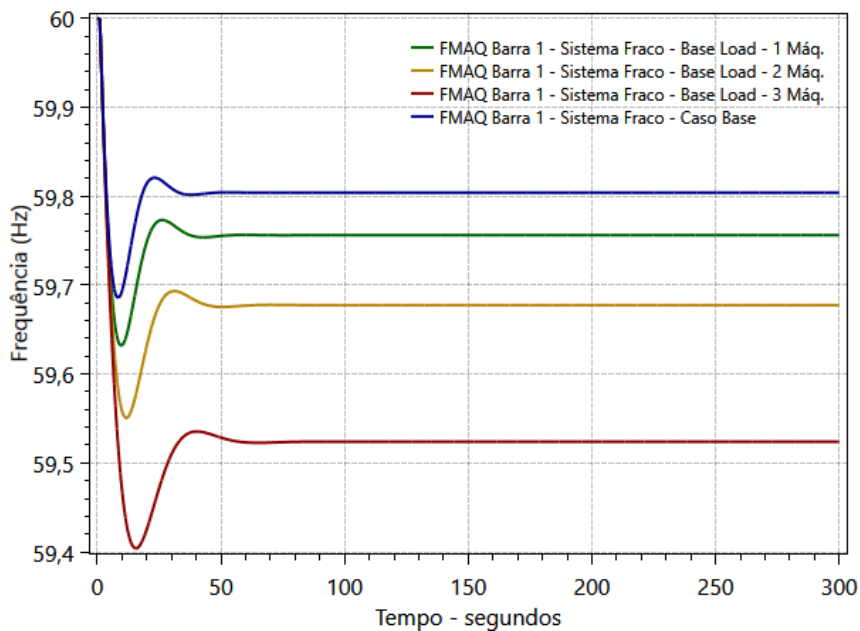
Figura 71 - Métricas do caso controlador de carga – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CBR ; (c) Tempo do ponto C; (d) β

4.1.7. Base Load

Os resultados apresentados na Figura 72 são referentes à implementação do *base load* em uma, duas e três máquinas dos cinco grupos geradores da barra 1, para os sistemas forte e fraco. Pode-se observar que a utilização e representação de unidades de geração em *base load* altera o formato da curva de frequência somente do sistema forte, que fica com a forma de L, porém, menos pronunciada que nos casos de controlador de carga.



(a)



(b)

Figura 72 - Resposta para implementação do base load – (a) sistema forte; (b) sistema fraco

As métricas são apresentadas na Figura 73, onde o caso base é igual ao número de unidades em *base load* igual a zero. O desvio do ponto B independe dos tipos de sistema, variando somente em função do número de unidades em *base load*. O desvio do ponto C tem valores mais severos que os casos análogos de controladores de carga, sofrendo variação em função do tipo de sistema. No sistema forte, aproxima-se rapidamente do desvio do ponto B com o aumento no número de unidades em *base load*, resultando em CB_R com valor próximo a 1. O tempo do ponto C aumenta com maior intensidade no

sistema forte, típico da curva em forma de L. O β sofre redução severa em função somente do número de máquinas em *base load* e tem valores iguais aos dos casos de controladores de carga.

Comparativamente, é mais severo que os casos com controladores de carga por não haver a contribuição inicial que auxilia em não permitir o afundamento da frequência com maior intensidade.

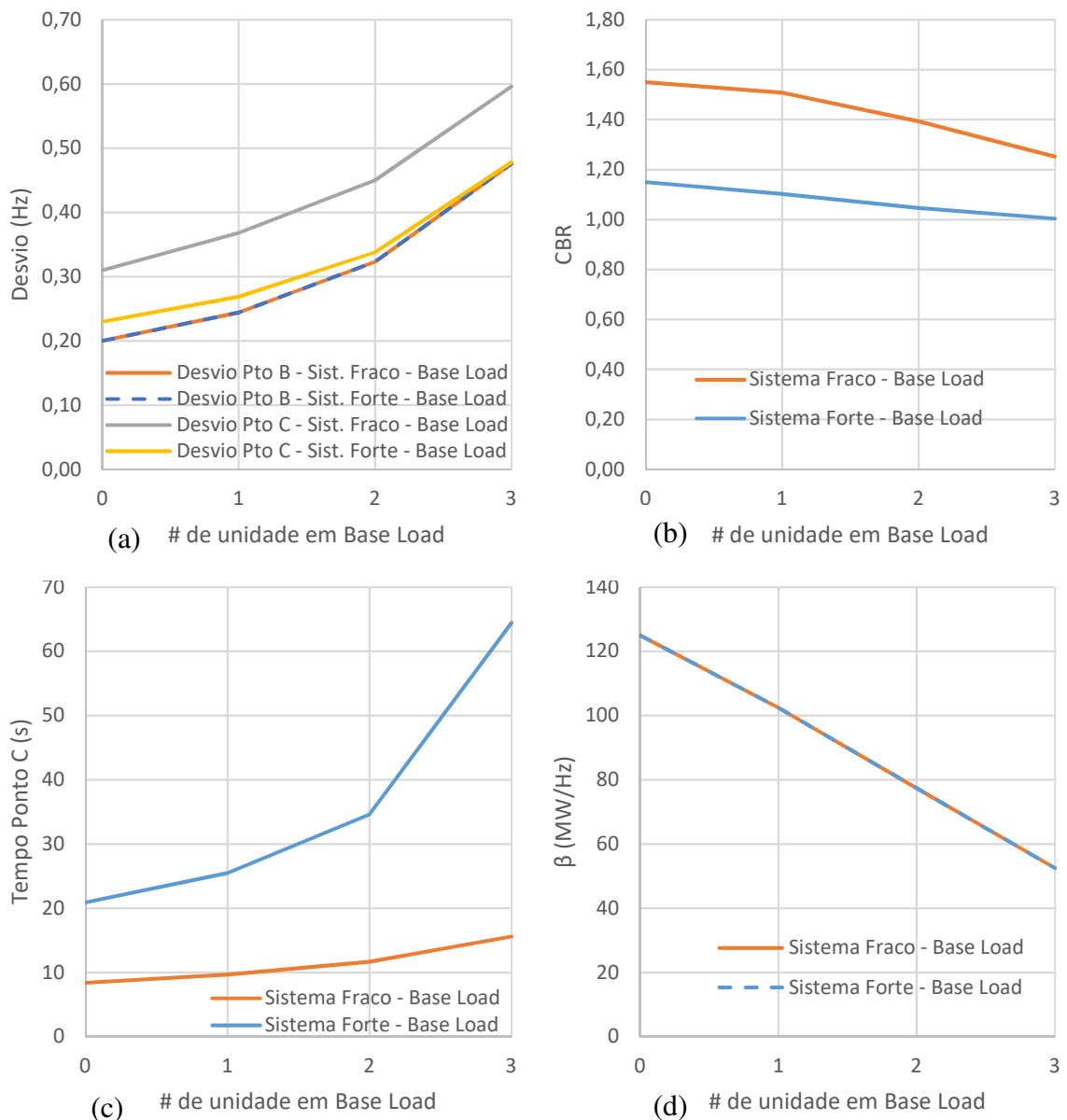


Figura 73 - Métricas do caso controlador de carga – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CB_R ; (c) Tempo do ponto C; (d) β

4.1.8. Efeito da Queda de Pressão e Controle Coordenado de Pressão

Os resultados apresentados na Figura 74 são referentes à implementação da dinâmica da caldeira e do controle coordenado de pressão em uma, duas e três máquinas dos cinco grupos geradores da barra 1, para os sistemas forte e fraco. Pode-se observar que estes efeitos têm maior influência a partir de 25 segundos após a ocorrência, quando a pressão da caldeira tem redução significativa na produção de potência pela turbina.

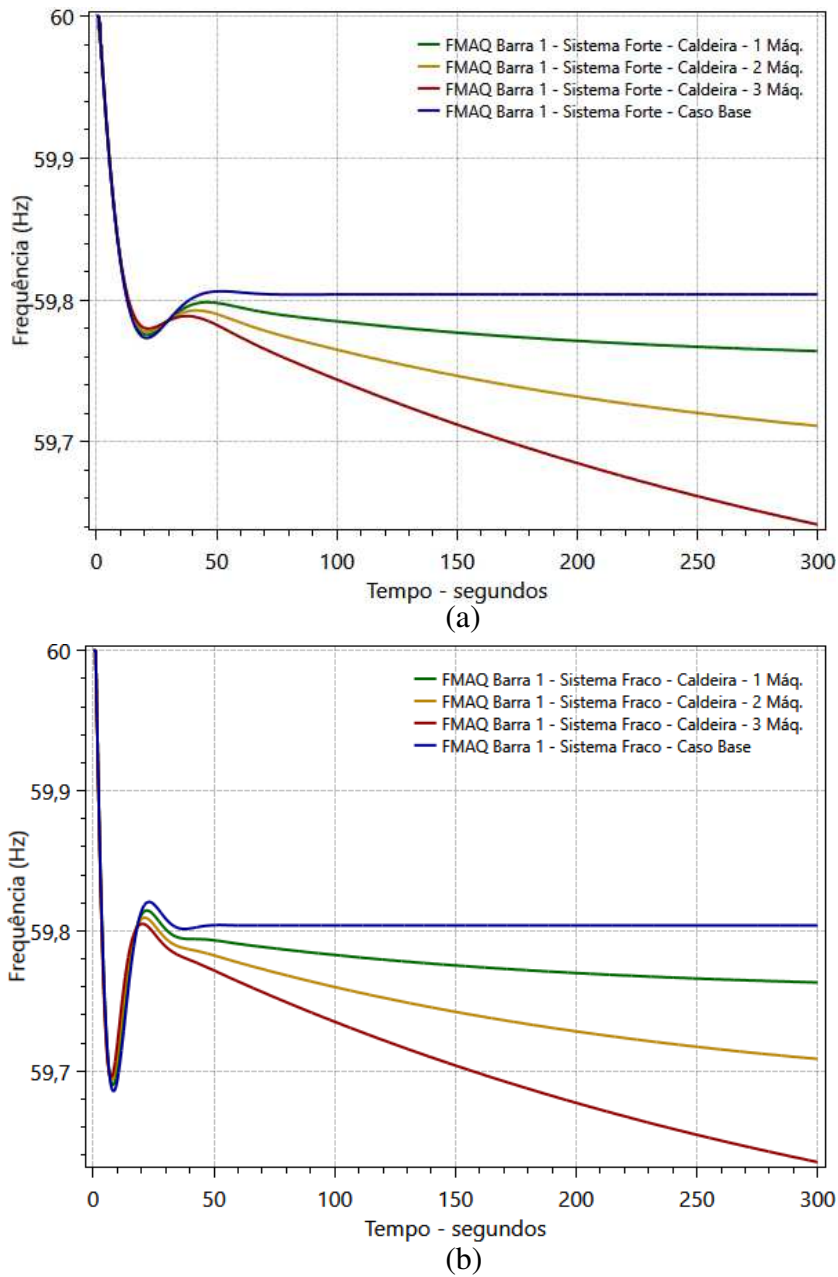


Figura 74 - Resposta para implementação da dinâmica da caldeira – (a) sistema forte; (b) sistema fraco

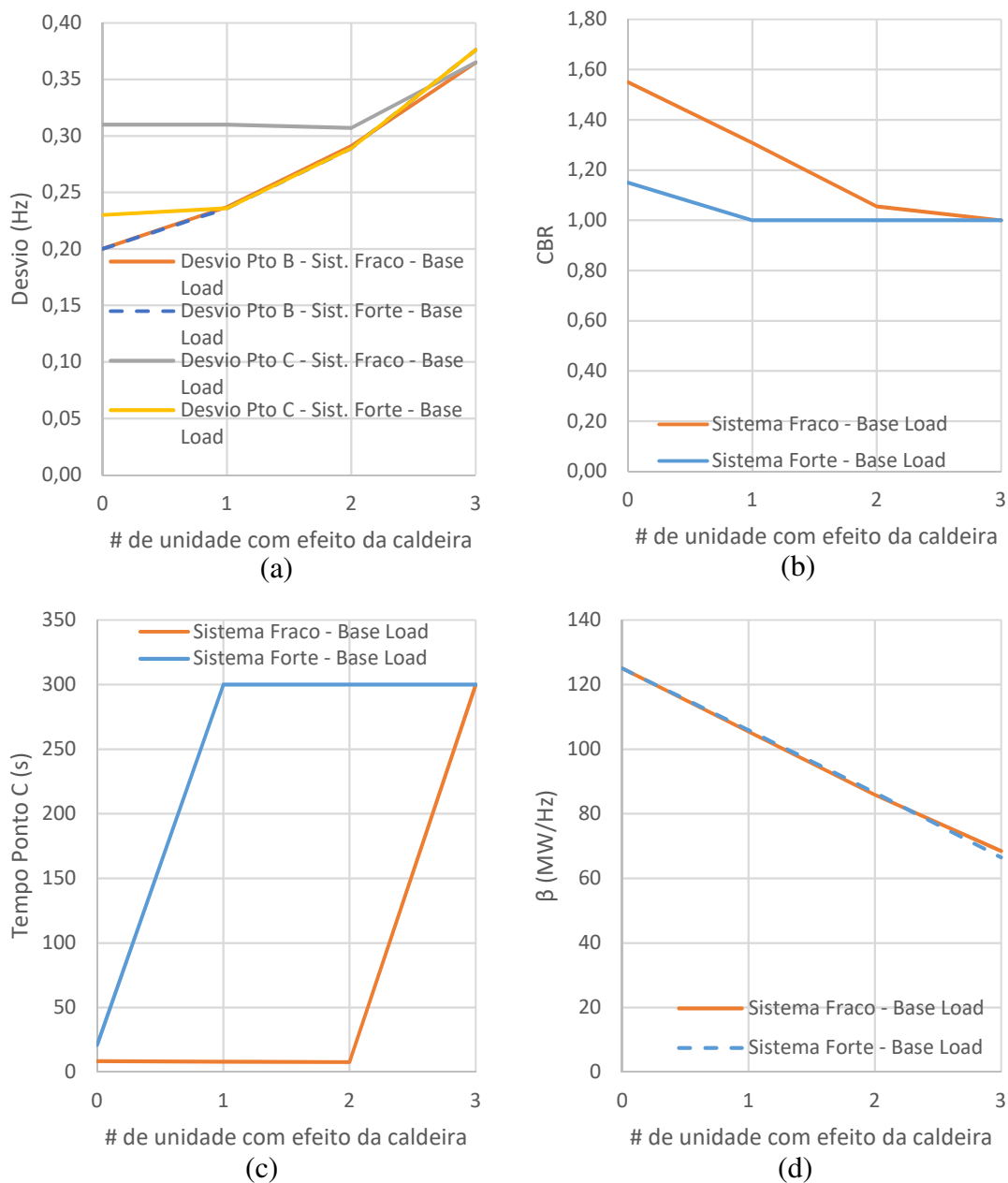


Figura 75 - Métricas do caso dinâmica da caldeira – (a) Desvio dos pontos B e C; (b) CBR; (c) Tempo do ponto C; (d) β

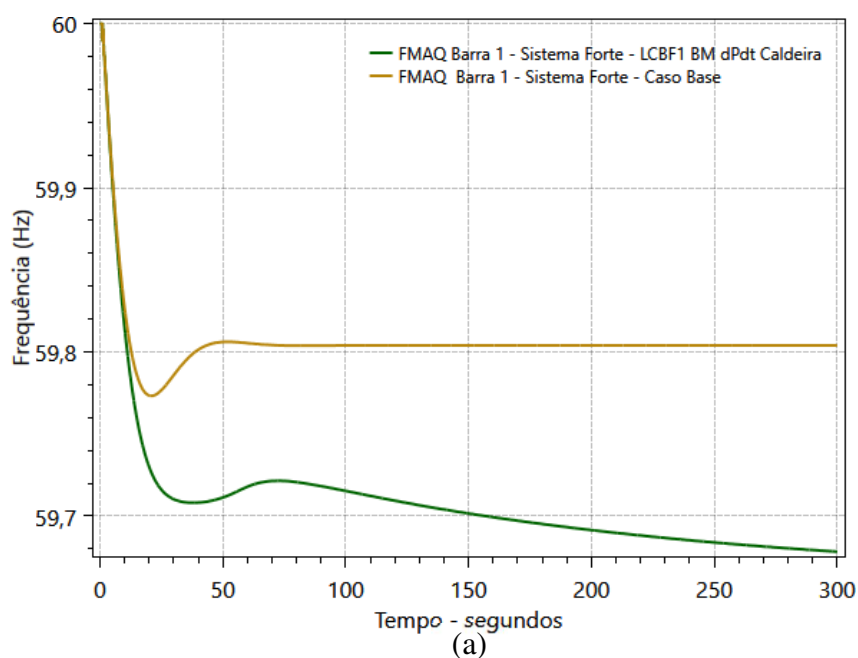
As métricas são apresentadas na Figura 75, onde o caso base é igual ao número de unidades com representação da caldeira igual a zero. O desvio do ponto B é menor que os obtidos pela implementação do controlador de carga e *base load*, independente dos tipos de sistema e varia somente em função do número de unidades com caldeira. O desvio do ponto C, para sistemas fracos, só sofre alteração em relação ao caso base quando o número de unidades com caldeira é superior a 2. Nos sistemas fortes, o ponto C reduz em relação

ao caso base com qualquer número de unidades com caldeira e, como nestes sistemas o CB_R é próximo a 1 e o efeito da caldeira ocorre a partir de 25 segundos, o ponto C acaba tornando-se o ponto B. O CB_R caminha na direção do valor de 1 com o aumento do número de máquinas com caldeira. O tempo do ponto C aumenta com maior intensidade no sistema forte, típico da curva em forma de L. O β sofre redução com menor severidade em relação ao controlador de carga / *base load* na escala de tempo da simulação. A resposta do controle de combustível da caldeira (não modelado) deve restabelecer o β para os valores do caso base. De modo geral, a representação da dinâmica da caldeira tem maior influência na estabilidade a longo prazo.

4.1.9. Efeitos Combinados

Com objetivo de analisar a aplicação conjunta dos aspectos, em quatro dos cinco grupos geradores da barra 1 foi modelado um aspecto simulado anteriormente. Os resultados para os sistemas forte e fraco são apresentados na Figura 76 e as métricas são apresentadas na Tabela 1. A configuração foi realizada da seguinte forma:

- Grupo 1 – Controlador de carga rápido;
- Grupo 2 – Banda morta de 40mHz;
- Grupo 3 – dP/dt de 12%/min;
- Grupo 4 – Efeito da queda de pressão e controle coordenado de pressão;
- Grupo 5 – Gerador do caso base.



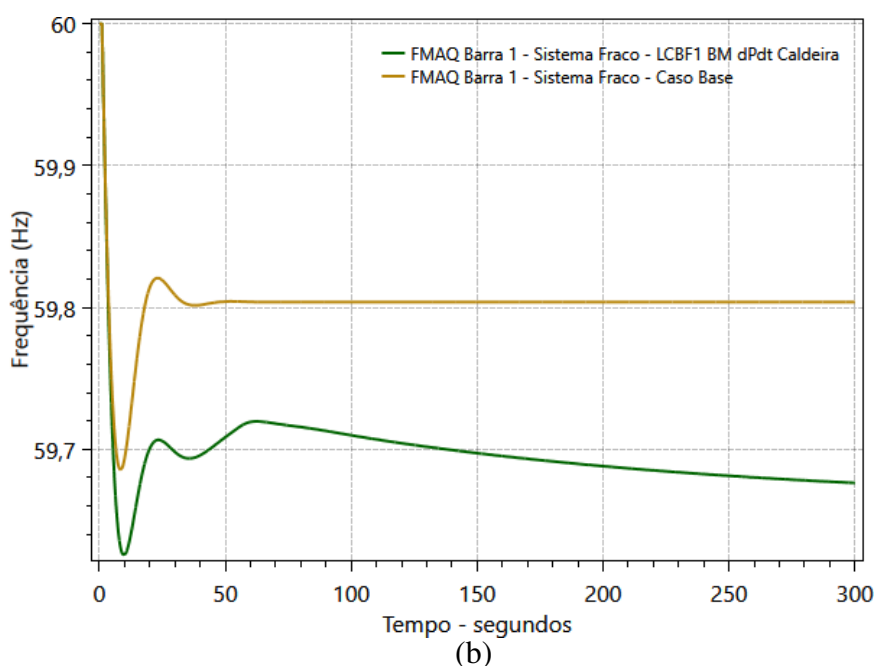


Figura 76 - Resposta para implementação da dinâmica da caldeira – (a) sistema forte; (b) sistema fraco

Tabela 10 – Comparação das métricas do caso combinado em relação ao caso base

Métrica	Sistema Fraco	Desvio em Relação ao Caso Base Fraco		Sistema Forte	Desvio em Relação ao Caso Base Forte	
		Absoluto	%		Absoluto	%
Ponto B (Hz)	59,80	-0,12	0%	59,80	-0,12	0%
Desvio Ponto B (Hz)	0,20	0,12	62%	0,20	0,12	61%
Tempo Ponto C (s)	8,40	1,32	16%	20,90	279,10	1335%
Ponto C (Hz)	59,69	-0,06	0%	59,77	-0,09	0%
Desvio Ponto C (Hz)	0,31	0,06	21%	0,23	0,09	40%
CB_R	1,61	-0,39	-25%	1,17	-0,15	-13%
β (MW/Hz)	127,6	-47,84	-38%	127,6	-47,36	-38%

Conforme pode ser observado na tabela de métricas, a representação dos aspectos tem influência considerável na resposta da frequência na simulação de eventos com déficit de geração, chegando a diferenças no desvio dos pontos B e C da ordem de 62% e 40%, respectivamente, em relação ao caso base.

4.2. Sistema de Testes 2 – 14 Barras

4.2.1. Introdução

O segundo sistema elétrico utilizado para testes é uma variação do IEEE 14-BUS System, que representou parte do sistema elétrico americano em meados do século XX. As modificações realizadas no modelo original IEEE 14-BUS foram nas cargas, com o intuito de aumentar o número de geradores utilizados e possibilitando, dessa forma, o emprego da modelagem dos aspectos estudados. Impedâncias de linhas, número de barras, de linhas, de transformadores e de compensadores síncronos foram mantidos sem alterações. Este sistema é apresentado na Figura 77.

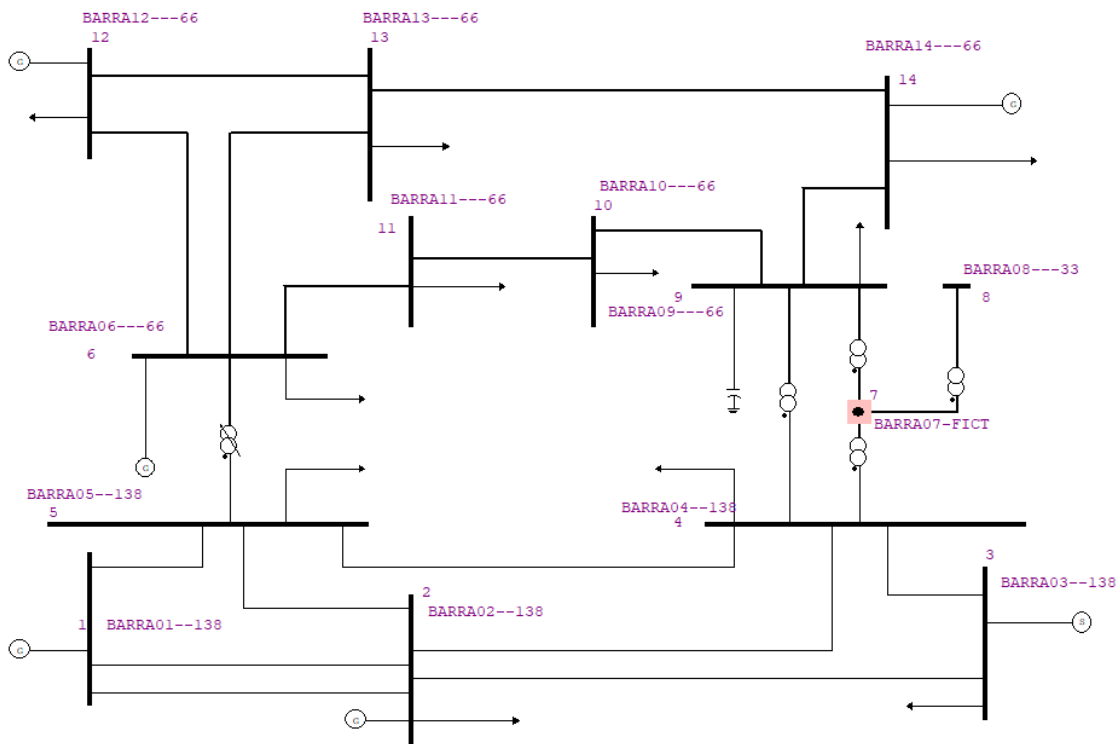


Figura 77 – Sistema elétrico de testes com 14 barras (modificação do IEEE 14-Bus)

4.2.2. Modelos Estáticos e Dinâmicos

De forma a avaliar o impacto da modelagem dos aspectos de reguladores de velocidade e turbinas em sistemas elétricos de diferentes características, foram definidas duas condições de fluxo de potência, que reproduzem de maneira simplificada as composições das matrizes energéticas atuais (energia elétrica) do Brasil e da Europa. A condição do

Brasil será denominada de condição 1, enquanto a da Europa será a condição 2. A Tabela 11 apresenta a distribuição do despacho de potência conforme a fonte primária.

Tabela 11 – Composição das matrizes energéticas da condição 1 e condição 2

Fonte Primária	Brasil	Europa
Térmica	24%	51%
Hidráulica	72%	25%
Eólica	4%	24%

As tensões das barras, os despachos dos geradores e os valores das cargas são apresentados, para os dois casos, na Tabela 12. A geração total de potência ativa é de 494,2MW na condição 1 e de 495,6MW na condição 2.

Tabela 12 - Condições de regime permanente da condição 1 (Brasil)

Barra	Tipo	V (p.u.)	Âng (°)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)
1	V θ	1,05	0	0	0	74,19	3,26
2	PV	1,04	-0,81	21,7	12,7	80	26,7
3	PV	1,01	-7,22	94,2	19	0	26,8
4	PQ	1,02	-3,49	47,8	-3,9	0	0
5	PQ	1,02	-2,25	7,6	4	0	0
6	PV	1,05	-0,25	180	-26	200	-39,7
7	PQ	1,03	-3,15	0	0	0	0
8	PQ	1,03	-3,15	0	0	0	0
9	PQ	1,03	-2,97	29,5	16,6	0	0
10	PQ	1,03	-2,79	9,08	5,9	0	0
11	PQ	1,03	-1,67	3,5	1,8	0	0
12	PV	1,04	1,43	6,15	1,6	20	-12,2
13	PQ	1,04	0,20	13,5	5,8	0	0
14	PV	1,07	1,86	74,9	18	120	21,2

Tabela 13 - Condições de regime permanente das condições 2 (Europa)

Barra	Tipo	V (p.u.)	Âng (°)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)
1	Vθ	1,05	0	0	0	44,4	10,7
2	PV	1,04	-0,47	21,7	12,7	80	23,3
3	PV	1,01	-6,45	94,2	19	0	26,5
4	PQ	1,02	-2,35	47,8	-3,9	0	0
5	PQ	1,02	-1,07	7,6	4	0	0
6	PV	1,05	3,31	180	-26	200	-22,1
7	PQ	1,04	8,15	6,15	1,6	52	-30
8	PQ	1,03	4,45	13,5	5,8	0	0
9	PQ	1,03	-1,32	0	0	0	0
10	PQ	1,03	-1,32	0	0	0	0
11	PQ	1,03	-0,78	29,5	16,6	0	0
12	PV	1,02	-0,35	9,3	5,9	0	0
13	PQ	1,03	1,33	3,5	1,8	0	0
14	PV	1,06	4,92	74,9	25	120	30

No caso base das condições 1 e 2, são utilizados modelos dinâmicos dos RVs e turbinas sem o emprego dos aspectos estudados, servindo como referência para comparação. Para os geradores de termelétricas, são utilizados os modelos da usina de Jorge Lacerda – Máquinas 3 e 4. Para os geradores de hidrelétricas, os modelos são os da usina de Funil. Para os geradores eólicos são utilizados os modelos da GE com os controles WI⁶ e APC desligados. A Tabela 14 apresenta as principais informações sobre os modelos utilizados e o resumo do sistema. Os geradores operam, no máximo, com 90% de carregamento, possibilitando a participação no controle primário de frequência.

A modelagem das cargas é igual à utilizada no sistema de 2 barras, variando em função da frequência e da tensão na barra (modelo ZIP). Assim como ocorreu no sistema de testes 1, os eventos simulados não impõem grandes distúrbios de tensão no sistema elétrico de forma que é possível considerar que a parcela dependente da tensão é, em sua totalidade, de potência constante.

⁶ WI – wind inertia (nome dado pela GE para a implementação do controle de inércia virtual)

Tabela 14 – Dados dos geradores das condições 1 e 2

Caraterísticas	Condição 1 Caso Base	Condição 2 Caso Base
Gerador 1 – Tipo / # unidades	Hidrelétrica / 2	Termelétrica / 1
Gerador 2 – Tipo / # unidades	Hidrelétrica / 2	Eólica / 60
Gerador 6 – Tipo / # unidades	Hidrelétrica / 4	Térmica / 4
Gerador 12 – Tipo / # unidades	Eólica / 18	Eólica / 35
Gerador 14 – Tipo / # unidades	Térmica / 2	Hidrelétrica / 2
Inércia Total do Sistema (s, na base 100MVA)	27,7	17,9
Geração Síncrona Disponível (MW)	724	478
Geração Eólica (MW)	20	280
Geração em <i>Droop</i> (MW)	724	478
Reserva de Geração em <i>Droop</i> (MW)	249,8	106,8
Kt (fator de participação no controle primário)	0,97	0,63

4.2.3. Caso Base

O evento base simulado é o acréscimo de 15% de carga nas barras 2 e 14, equivalente a 3,26MW e 11,24MW, respectivamente. O total de aumento de carga de 14,50MW representa 3% da carga inicial do sistema e é aplicado no tempo de 1 segundo. As mesmas métricas do sistema de 2 barras são utilizadas para análise das respostas com inclusão somente do fator de participação no controle de frequência, Kt.

O comportamento da frequência para as duas condições é mostrado na Figura 78 e as métricas de referência estão na Tabela 15.

Tabela 15 – Métricas do caso base para condições 1 e 2

Métrica	Condição 1	Condição 2
Ponto B (Hz)	59,94	59,92
Desvio Ponto B (Hz)	0,06	0,08
Tempo Ponto C (s)	4,56	3,35
Ponto C (Hz)	59,69	59,74
Desvio Ponto C (Hz)	0,31	0,26
CB _R	5,59	3,15
β (MW/Hz)	258,93	176,83
Kt	0,97	0,63

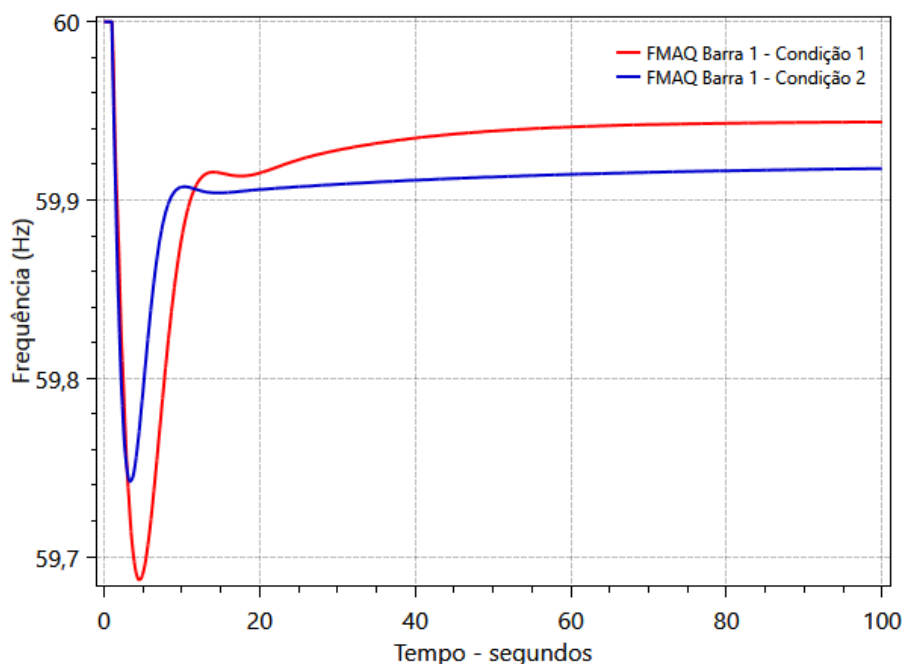


Figura 78 – Resposta da frequência do caso base para condições 1 e 2

Apesar do sistema da condição 1 possuir inércia e fator de participação superiores ao da condição 2, sua frequência do ponto C foi inferior. A razão para tal ocorrência é a composição da matriz, com predominância de usinas térmicas que têm velocidade de resposta da potência mecânica, frente ao desvio de frequência, maior que as hidráulicas. Na Tabela 16, pode ser observado esse fenômeno, com o cálculo da potência mecânica das diferentes turbinas nos primeiros segundos após o evento, em comparação com o valor final. Pode-se observar que, até 8 segundos, o aumento de potência mecânica das usinas térmicas é superior ao das usinas hidráulicas.

Tabela 16 – Velocidade de resposta dos RVs e turbinas

	Usina	Valor Inicial	1 segundo		5 segundos		8 segundos	
			P (MW)	% P _{Final}	P (MW)	% P _{Final}	P (MW)	% P _{Final}
Cond. 1	Térmica	120,00	121,83	38,02	128,59	179,04	127,82	162,94
	Hidráulica	354,00	354,87	7,25	364,00	83,33	364,30	85,83
	Eólica	20,00	20,00	100,00	20,00	100,00	20,00	100,00
	Total	494,00	496,70	-	512,59	-	512,12	-
Cond. 2	Térmica	251,00	256,80	54,21	266,40	143,93	264,20	123,36
	Hidráulica	120,00	120,20	5,26	121,88	49,47	121,65	43,42
	Eólica	124,00	124,40	100,00	124,40	100,00	124,40	100,00
	Total	495,00	501,40	-	512,68	-	510,25	-

4.2.4. Condição 1 Modificada

No sistema da condição 1 foram implementadas as seguintes modificações:

- Usinas hidráulicas: do total de oito unidades, em quatro foram modelados a banda morta tipo 2 com ajuste de 40mHz, em uma foi modelada o *base load* e em outra unidade o dP/dt de 9%/min. Duas unidades permaneceram sem alteração;
- Usinas térmicas: do total de duas unidades, em uma foi modelado o controlador de carga rápido e na outra a caldeira com controle de pressão coordenado;
- Usinas eólica: com e sem controles WI e APC ligados.

O fator de participação dos geradores no controle de frequência reduz de 0,97 (caso base) para 0,82 (caso modificação e eólica com WI e APC) e para 0,78 (caso modificado e eólica sem WI e sem APC). O comportamento da frequência e as métricas para o mesmo evento do caso base são apresentados na Figura 79 e na Tabela 17. Mesmo com somente uma pequena parcela de geração eólica, a rápida resposta dos controles APC e WI destas usinas permite o aumento do nadir para um valor bem próximo ao do caso base. A redução do β e do CB_R são significativas em ambos casos (com e sem APC e WI nas usinas eólicas), conforme esperado pela redução do fator de participação.

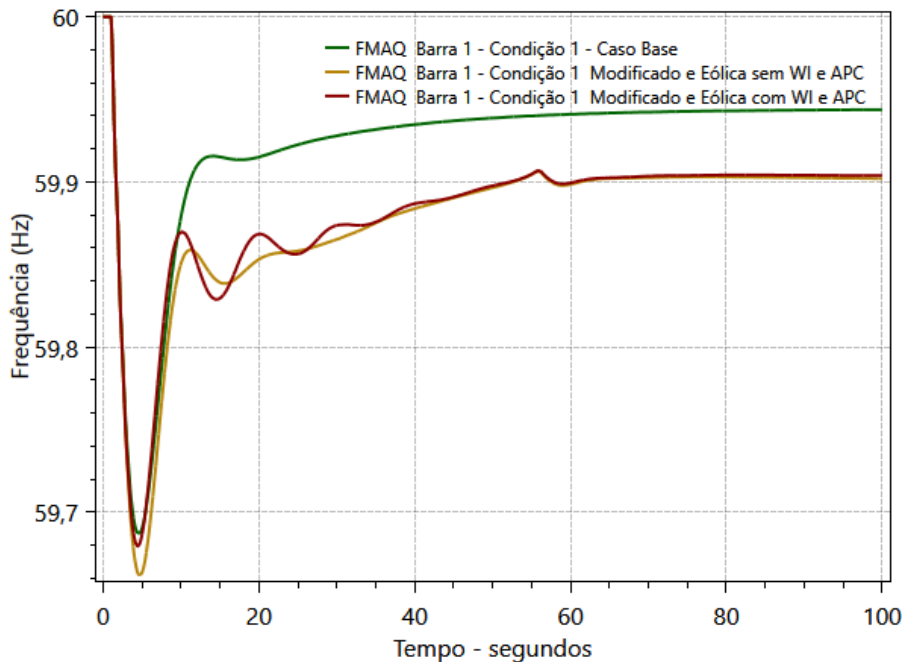


Figura 79 – Resposta da frequência da condição 1 modificada

Tabela 17 – Métricas da condição 1 modificada

Métrica	Cond. 1 Base	Cond 1 – Modif. e Eólica sem APC/WI		Cond 1 – Modif. e Eólica com APC/WI	
		Desvio Absoluto	Desvio %	Desvio Absoluto	Desvio %
Ponto B (Hz)	59,94	-0,04	0%	-0,04	0%
Desvio Ponto B (Hz)	0,06	0,04	79%	0,04	70%
Tempo Ponto C (s)	4,56	0,12	3%	-0,14	-3%
Ponto C (Hz)	59,69	-0,02	0%	-0,01	0%
Desvio Ponto C (Hz)	0,31	0,02	8%	0,01	2%
CB _R	5,59	-2,21	-40%	-2,22	-40%
β (MW/Hz)	258,93	-113,93	-44%	-106,30	-41%
Kt	0,97	-0,15	-15%	-0,19	-20%

4.2.5. Condição 2 Modificada

No sistema da condição 2 foram implementadas as seguintes modificações:

- Usinas hidráulicas: do total de duas unidades, em uma foi modelado o dP/dt de 9%/min e na outra não houve modificação
- Usinas térmicas: do total de cinco unidades, em duas foi modelado o controlador de carga rápido, em uma a caldeira com controle coordenado de pressão e na última a banda morta com ajuste de 40mHz;
- Usinas eólica: com e sem controles WI e APC ligados.

Esta condição, com maior participação de usinas térmicas, tem maior sensibilidade à modelagem dos aspectos estudados. Pode-se verificar a grande variação nas respostas para os três casos selecionados, ao analisar os gráficos da Figura 80 e a Tabela 18. O desvio do ponto B chega a sofrer aumento de 211% em comparação ao seu valor do caso base ao modelar os aspectos anteriormente descritos. O formato da curva de frequência sobre alteração, aproximando-se da curva L, conforme redução do CB_R. O β segue a redução do ponto B, com recuperação à medida que as eólicas participam do controle primário. O ponto C segue o mesmo comportamento da condição 1, na qual a entrada de eólicas com WI e APC neutraliza a modelagem dos aspectos nas usinas térmicas e hidráulicas.

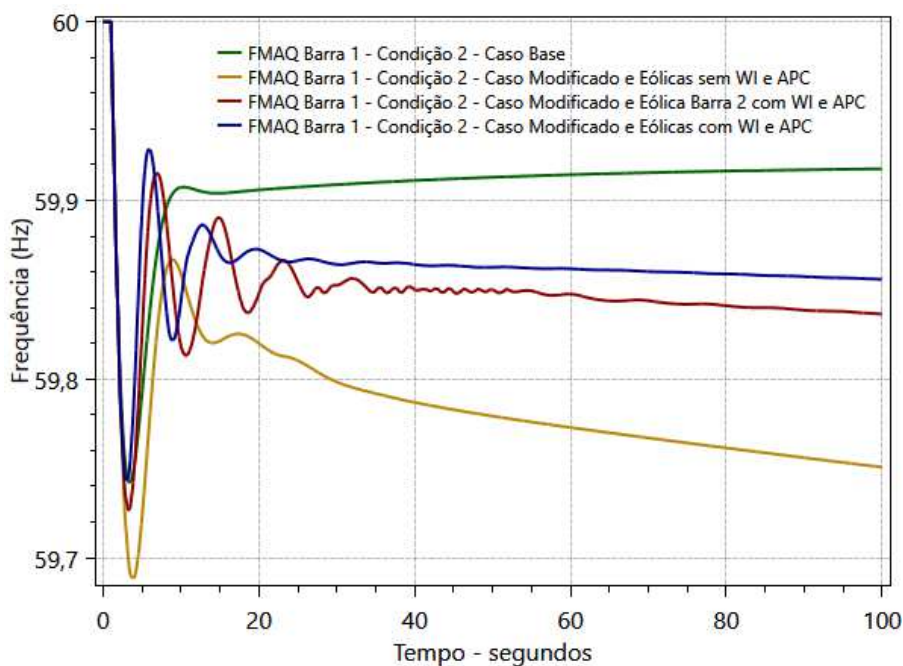


Figura 80 - Resposta da frequência da condição 2 modificada

Tabela 18 – Métricas da condição 2 modificada

Métrica	Cond. 2 Base	Cond. 2 Modif. (Eólica s/ APC e s/ WI)		Cond. 2 Modif. (Eólica barra 2 c/ APC e c/ WI)		Cond. 2 Modif. (Eólicas c/ APC e c/ WI)	
		Desvio	Desvio %	Desvio	Desvio %	Desvio	Desvio %
Ponto B (Hz)	59,92	-0,17	0%	-0,08	0%	-0,06	0%
Desvio Ponto B (Hz)	0,08	0,17	211%	0,08	105%	0,06	80%
Tempo Ponto C (s)	3,35	0,51	15%	-0,04	-1%	-0,43	-13%
Ponto C (Hz)	59,74	-0,05	0%	-0,01	0%	0,00	0%
Desvio Ponto C (Hz)	0,26	0,05	20%	0,01	5%	0,00	-1%
CB _R	3,25	-2,00	-61%	-1,58	-49%	-1,47	-45%
β (MW/Hz)	181,25	-123,02	-68%	-92,84	-51%	-80,56	-44%
K _t	0,63	-0,29	-46%	-0,23	-36%	-0,16	-25%

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1. Conclusões

A fidelidade das respostas obtidas nos estudos de transitórios eletromecânicos é função, principalmente, da qualidade da representação estática dos componentes do sistema elétrico, da correta definição do ponto de operação e da utilização de modelos dinâmicos adequados dos equipamentos eletromecânicos das usinas de geração elétrica, sendo as últimas, o foco deste trabalho.

A definição de um modelo eletromecânico adequado é resultado da ponderação entre a necessidade de modelagem de características mais representativas dos equipamentos dinâmicos / usinas de geração e os benefícios de se manter os modelos mais compactos e simples. O aumento da complexidade dos modelos dificulta a obtenção e sintonia de seus parâmetros, além de elevar o custo computacional e a possibilidade de erros de convergência durante as simulações. Assim, definidos os objetivos e limites,

normalmente estreitos, de aplicação dos modelos, são avaliados os aspectos que apresentam mais ganhos do que perdas, quando modelados.

A modelagem da banda morta, do gradiente de potência, do *base load* e do controlador de carga têm implementação simples e pode-se observar, através das simulações e da análise de sensibilidade, que os impactos nos resultados são significativos de forma que seu emprego é plenamente justificado. O gradiente de potência é uma característica importante em sistemas de baixa inércia e, quando é esperado ilhamento de sistema com grande participação de geração renovável não-síncrona, sua modelagem torna-se fundamental para analisar corretamente o comportamento do sistema.

A representação da dinâmica da caldeira e de seus controles também apresentou resultados significativos em simulações dinâmicas de longa duração, porém, sua implementação e a sintonia de seus parâmetros são mais complexas e demandam ensaios exaustivos ou simulações mais abrangentes que, via de regra, não são realizados em usinas que já estão em operação. Em casos de projetos e desenvolvimentos de novas unidades é uma opção a ser avaliada caso a validação do modelo seja critério do agente regulamentador ou do operador do sistema para a conexão da usina ao sistema elétrico.

O aumento da participação das energias renováveis não-síncronas, em especial da energia eólica com emprego de aerogeradores de velocidade variável, justifica os ganhos obtidos na modelagem dos controles que variam a potência ativa de saída em função da frequência, sejam eles de caráter transitórios (inércia virtual) ou sustentado (no caso em estudo, o APC, da GE). Os ganhos foram observados nas simulações e nas tabelas com as métricas dos casos do sistema de 14 barras. Entretanto, houve problemas de convergência em algumas simulações utilizando o modelo dinâmico do aerogerador da GE, principalmente quando experimentadas maiores excursões de tensão e frequência da barra em que estavam conectados, o que evidencia a importância do compromisso entre complexidade do modelo e a fidelidade de resposta.

Além de modelar os aspectos estudados, ficou evidenciada a importância da validação dos modelos eletromecânicos para que os resultados dos estudos sejam robustos o suficiente para sustentar a operação confiável do sistema elétrico e subsidiar ações de

planejamento de expansão e reforço do sistema elétrico frente as mudanças esperadas na composição da matriz energética.

5.2. Trabalhos Futuros

Durante o desenvolvimento deste trabalho, algumas questões e aspectos não foram explorados e outros itens foram levantados como oportunidade de continuação, mesmo que não estreitamente ligado ao tema. Assim, os itens abaixo são a proposição para trabalhos futuros:

- Pesquisar métodos para sintonia dos parâmetros dos modelos eletromecânicos;
- Realizar levantamento, através de consulta aos agentes de geração, de quais são os modos de operação e quais dos aspectos estudados são empregados nas usinas do sistema elétrico brasileiro;
- A partir do item anterior, simular eventos no sistema elétrico brasileiro com a implementação destes aspectos nos modelos dos geradores para avaliar o impacto. Comparar a resposta com eventos reais de desbalanço do equilíbrio carga-geração;
- Avaliar o impacto do *retrofit* de reguladores de velocidade, com utilização de sistemas de resposta mais rápida, no controle de frequência e na estabilidade transitória de sistemas de alta e baixa inércia. Avaliar se a realização de um programa de substituição de reguladores de velocidade lentos é viável;
- Investigar opções para que os aerogeradores não operem constantemente com carga reduzida para prover resposta primária de frequência e como essas opções são ser modeladas;
- Investigar modelos eletromecânicos para usinas térmicas à gás, ciclo Brayton ou combinado.

REFERÊNCIAS

[1] *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2017.

[2] *International Energy Outlook 2017*, U.S. Energy Information Administration, Washington, DC, USA, 2017.

[3] KOU, G., TILL, M., BILKE, T., “et al.”, “Primary Frequency Response Adequacy Study on the U.S. Eastern Interconnection Under High-Wind Penetration Conditions”, *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, v. 2, n. 4, pp. 125-134, Dez. 2015.

[4] WANG, Y., DELILLE, G., BAYEM, H., “et al.”, “High Wind Power Penetration in Isolated Power System – Assessment of Wind Inertial and Primary Frequency Responses”, *IEEE Transaction on Power Systems*, v. 28, n. 3, pp 2412-2420, Ago. 2013.

[5] KOU, G., MARKHAM, P., HADLEY, S., “et al.”, “Impact of Governor Deadband on Frequency Response of the U.S. Eastern Interconnection”, *IEEE Transaction on Smart Grid*, v. 7, n. 3, pp. 1368-1377, Mai. 2016.

[6] PEREIRA, L., UNDRILL, J., DAVIES, D., “et al.”, “A New Thermal Governor Modeling Approach in the WECC”, *IEEE Transaction on Power Systems*, v. 18, n. 2, pp. 819-829, Mai. 2013.

[7] PATTERSON, S., “Importance of Hydro Generation Response Resulting from the New Thermal Modeling – and Required Hydro Modeling Improvements”, IEEE, 2004.

[8] *Frequency Response Initiative Report*, North American Electric Reliability Corporation (NERC), Georgia, USA, 2012. Disponível em: <http://www.nerc.com/docs/pc/FRI_Report_10-30-12_Master_w-appendices.pdf>. Acesso em: 18/07/2017.

[9] ALLEN, E. H., INGLESON, J. W., SCHULZ, R. P., “Monitored Unit and System Governing Response to Large Frequency Changes Following Loss of Generation in Normal Operation System”, IEEE, 2007.

[10] *Modeling of GE Wind Turbine-Generator for Grid Studies – Version 4.5*, GE Energy, Schenectady, New York, USA, 2010. Disponível em : <https://www.researchgate.net/publication/267218696_Modeling_of_GE_Wind_Turbine-Generators_for_Grid_Studies_Prepared_by>. Acesso em: 30/04/2017.

[11] *Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies*, IEEE Committee Report, IEEE, 1972.

[12] POURBEIK, P., BOYER, R., CHAN, K., “et al.”, *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*, Task Force on Turbine-Governor Modeling, IEEE Power & Energy Society, IEEE, Jan. 2013.

[13] MELLO, F. P., “Boiler Models for System Dynamic Performance Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n.1, pp. 66-74, Fev. 1991.

[14] LORA, E. E. S., NASCIMENTO, M. A. R., *Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação*, 1 ed. Editora Interciência, 2004.

[15] *Deterministic Frequency Deviations – Root Causes and Proposals for Potential Solutions*, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Bélgica, 2011. Disponível em: <https://www.eurelectric.org/media/26970/frequency_deviations_final_february_2012-2012-030-0186-01-e.pdf>. Acesso em: 05/08/2017.

[16] *Frequency Response Standard Background Document*, North American Electric Reliability Corporation (NERC), Georgia, USA, 2012. Disponível em: <
http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20200712%20Frequency%20Response%20DL/Bal-003-1-Background_Document-Clean-2013_FILING.pdf>. Acesso em: 18/07/2017.

[17] *Procedimento de Rede – Submódulo 10.6 – Controle de Geração*. Operador Nacional do Sistema (ONS), Rev. 2016.12.

[18] *NERC BAL-003 – Frequency Response and Frequency Bias Setting*, North American Electric Reliability Corporation (NERC), Georgia, USA, 2012.

[19] *Continental Europe Operation Handbook – P1 : Load-Frequency Control and Performance*, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Bélgica, 2017. Disponível em: <
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf>. Acesso em: 29/07/2017.

[20] *Continental Europe Operation Handbook – Appendix 1 : Load-Frequency Control and Performance*, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Bélgica, 2017. Disponível em: <
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf>. Acesso em: 29/07/2017.

[21] *Procedimento de Rede – Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão*. Operador Nacional do Sistema (ONS), Rev. 2016.12.

[22] VIEIRA, X. F., *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automática de Geração*. Rio de Janeiro, Campus Eletrobrás, 1984.

[23] INGLESÓN, J., ALLEN, E., “Tracking the Eastern Interconnection Frequency Governing Characteristic”, IEEE, 2010.

[24] PEREIRA, L., “Active Power and Frequency Control”. In: Eremia, M., Shahidehpour, M., *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability and Control*, 1 ed., chapter 6, New Jersey, USA, John Wiley & Sons, 2013.

[25] NERC BAL-027-1 – *Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Function*, North American Electric Reliability Corporation (NERC), Georgia, USA, 2014.

[26] KUNDUR, P., *Power System Stability and Control*. 1 ed. McGraw-Hill, 1994.

[27] *Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies*, Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, IEEE, 1992.

[28] GUSTAFSSON, M., *Improved Governing of Kaplan Turbine Hydropower Plants Operating Island Grids*, Dissertação de M. Sc., KTH Vetenskap Och Konst, Stockholm, Suécia, 2013.

[29] SHAHIDEHPOUR, M., EREMIA, M., TOMA, “Modeling the Main Components of the Classical Power Plants”. In: Eremia, M., Shahidehpour, M., *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability and Control*, 1 ed., chapter 3, New Jersey, USA, John Wiley & Sons, 2013.

[30] LOPEZ, R. A., *Energia Eólica*. 2 ed., São Paulo, Brasil,, Artiber Editora, 2012.

[31] ABAD, G., LÓPEZ, J., RODRIGUES, M. A., “et al.”, “Introduction to a Wind Energy Generation System”, In: Mohamed, E., *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*, 1 ed., chapter 1, New Jersey, USA, IEEE Press, 2011.