

DOUGLAS ANTONIO FIRMINO PELACINI

**ANÁLISE DE PID ROBUSTO COM MINIMIZAÇÃO DA
NORMA H_∞ APLICADO AO PROBLEMA DE CARGA E
FREQUÊNCIA EM USINAS HIDRELÉTRICAS**

CURITIBA

2015

DOUGLAS ANTONIO FIRMINO PELACINI

**ANÁLISE DE PID ROBUSTO COM MINIMIZAÇÃO DA
NORMA H_∞ APLICADO AO PROBLEMA DE CARGA E
FREQUÊNCIA EM USINAS HIDRELÉTRICAS**

Dissertação apresentada como requisito parcial
à obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Elétrica, pelo Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Uni-
versidade Federal do Paraná.

Orientador: Gustavo H. da C. Oliveira

Coorientador: Gideon V. Leandro

CURITIBA

2015

P381a Pelacini, Douglas Antonio Firmino
Análise de PID robusto com minimização da norma H^∞ aplicado ao problema de carga e frequência em usinas hidrelétricas/ Douglas Antonio Firmino Pelacini. – Curitiba, 2015.
[104] f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2015.

Orientador: Gustavo H. da C. Oliveira – Co-orientador: Gideon V. Leandro.

Bibliografia: p. 92-96.

1. Estabilidade. 2. Eletrônica de potência. 3. Controle elétrico - Controle de processos. 4. Teoria de controle. I. Universidade Federal do Paraná. II. Oliveira, Gustavo H. da C.. III. Leandro, Gideon V. . IV. Título.

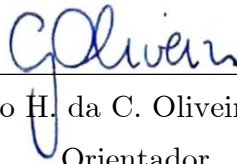
CDD: 629.8312

Termo de Aprovação

DOUGLAS ANTONIO FIRMINO PELACINI

ANÁLISE DE PID ROBUSTO COM MINIMIZAÇÃO DA NORMA H_{∞}
APLICADO AO PROBLEMA DE CARGA E FREQUÊNCIA EM USINAS
HIDRELÉTRICAS

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 07 de agosto de 2015.



Prof. Gustavo H. da C. Oliveira, Dr. (UFPR)
Orientador



Prof. Gideon V. Leandro, Dr. (UFPR)
Coorientador

Banca Examinadora:



Prof. Odilon L. Tortelli, Dr. (UFPR)



Prof. Raphael A. de S. Benedito, Dr. (UTFPR)



Prof. Roberto Z. Freire, Dr. (PUCPR)

Dedicatória

À minha família,

pelo incentivo e apoio concedidos desde o início desta caminhada e pelo amor incondicional demonstrado mesmo com a distância.

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, que na sua infinita graça me deu o dom da vida e permitiu que eu pudesse prosseguir nesta árdua caminhada.

Aos meus pais, José e Márcia, que me apoiaram durante este período e em quem sempre me inspirei, pela simplicidade, honestidade, caráter e acima de tudo, pelo verdadeiro exemplo de vida que são.

Ao meu grande amigo Leandro, com quem por várias vezes exprimia meus sentimentos e por quem tenho a satisfação e imensa honra de ser irmão. Pelos sábios conselhos e pela sua força de vontade em querer vencer.

Aos Professores Dr. Gustavo H. da C. Oliveira e Dr. Gideon V. Leandro, pela orientação, confiança e paciência observados durante este período e pelos conhecimentos adquiridos ao lado destes profissionais.

À Universidade Federal do Paraná, pelo incentivo à pesquisa e pela oportunidade a mim conferida junto ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica.

Aos professores membros da banca examinadora Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr. Odilon Luis Tortelli e Dr. Roberto Zanetti Freire, pelas sugestões e correções que foram de extrema relevância para a continuidade deste trabalho.

À Coordenadoria para Aperfeiçoamento do Ensino Superior (CAPES), pelo apoio financeiro.

À Companhia Energética de Minas Gerais Geração e Transmissão (CEMIG GT), pelo apoio e por fornecer informações técnicas relacionadas à usina do Sistema Interligado Nacional localizada em Minas Gerais.

Aos demais amigos e colegas que de alguma forma, direta ou indireta, contribuíram para a realização deste trabalho.

Epígrafe

”A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê.”

(Arthur Schopenhauer)

Sumário

| | |
|---|-------------|
| Lista de Figuras | x |
| Lista de Tabelas | xiii |
| Lista de Siglas | xiv |
| Lista de Símbolos | xv |
| Resumo | xix |
| Abstract | xx |
| | |
| 1 Introdução | 1 |
| 1.1 Identificação do Problema | 5 |
| 1.2 Métodos e Modelos Aplicados ao Problema de Controle de Carga e Frequência | 7 |
| 1.3 Justificativa | 11 |
| 1.3.1 Problema da Estabilidade Robusta | 12 |
| 1.4 Objetivos e Organização do Trabalho | 14 |
| | |
| 2 Estabilidade e Controle de Carga e Frequência | 16 |
| 2.1 Introdução | 16 |
| 2.2 Modelo para Turbinas Hidráulicas | 18 |
| 2.3 Conceito de Regulação Própria | 21 |
| 2.4 Conceito de Regulação Primária | 22 |
| 2.4.1 Regulador Isócrono | 23 |
| 2.4.2 Regulador com Queda de Velocidade | 26 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 2.4.3 | Regulador com Compensação de Queda Transitória..... | 31 |
| 2.5 | Conceito de Regulação Secundária | 32 |
| 2.6 | Conclusão | 37 |
| 3 | Síntese de um Controlador <i>PID</i> Robusto para o <i>LFC</i> | 38 |
| 3.1 | Introdução..... | 38 |
| 3.2 | Norma H_∞ | 39 |
| 3.3 | Controle de Carga e Frequência..... | 40 |
| 3.4 | Minimização da Norma H_∞ com Restrições de Margem de Fase e Margem de Ganho | 44 |
| 3.4.1 | Método Modificado para um Problema de Otimização com Restrições | 46 |
| 3.5 | Conclusão | 48 |
| 4 | Projeto do Controlador H_∞ | 49 |
| 4.1 | Introdução..... | 49 |
| 4.2 | Desigualdades Matriciais Lineares..... | 50 |
| 4.2.1 | Definição de <i>LMIs</i> | 51 |
| 4.2.2 | Complemento de Schur | 51 |
| 4.3 | Formulação do Problema H_∞ | 52 |
| 4.4 | Controlador H_∞ Utilizado | 53 |
| 4.5 | Controle de Carga e Frequência via H_∞ | 57 |
| 4.6 | Conclusão | 59 |
| 5 | Estudos de Caso | 60 |
| 5.1 | Estudo de Caso I: Usina de Mactaquac | 60 |
| 5.1.1 | Descrição da Estação de Mactaquac | 61 |
| 5.1.2 | Resultados das Simulações para a Estação de Mactaquac | 65 |
| 5.1.2.1 | <i>PID Robusto</i> | 65 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 5.1.2.2 | Controlador H_∞ | 68 |
| 5.2 | Estudo de Caso II: Usina do Sistema Interligado Nacional | 72 |
| 5.2.1 | Descrição da Usina do <i>SIN</i> | 72 |
| 5.2.2 | Resultados das Simulações para a <i>UHE</i> do <i>SIN</i> | 77 |
| 5.2.2.1 | <i>PID Robusto</i> | 78 |
| 5.3 | Análise dos Resultados | 83 |
| 5.4 | Conclusão | 87 |
| 6 | Considerações Finais | 88 |
| 6.1 | Trabalhos Futuros | 91 |
| | Referências | 92 |
| | Apêndice A - Trabalho Publicado | 97 |

Lista de Figuras

| | | |
|-----------|--|----|
| Figura 1 | Classificação dos diferentes tipos de estabilidade de um <i>SEP</i> | 2 |
| Figura 2 | Principais malhas de controle associadas a um <i>SEP</i> | 4 |
| Figura 3 | Modelo simplificado de um <i>SEP</i> sujeito a incertezas. | 13 |
| Figura 4 | Diagrama de blocos que representa um <i>SEP</i> e seu sistema de controle. | 18 |
| Figura 5 | Representação esquemática de uma unidade hidráulica. | 19 |
| Figura 6 | Função de transferência clássica para uma turbina hidráulica. | 20 |
| Figura 7 | Curva de carga \times frequência. | 21 |
| Figura 8 | Diagrama de blocos com amortecimento. | 22 |
| Figura 9 | Diagrama de blocos do sistema de controle com regulação primária. | 23 |
| Figura 10 | Regulador de velocidade isócrona. | 24 |
| Figura 11 | Diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrona. | 25 |
| Figura 12 | Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade isócrona. | 25 |
| Figura 13 | Estrutura física de um regulador com queda de velocidade. | 26 |
| Figura 14 | Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade. | 27 |
| Figura 15 | Regulador com queda de velocidade. | 28 |
| Figura 16 | Característica frequência \times potência. | 29 |
| Figura 17 | Divisão de carga por duas unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo. | 30 |
| Figura 18 | Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade | |

| | | |
|-----------|---|----|
| | com estatismo. | 30 |
| Figura 19 | Regulador com compensação de queda transitória. | 32 |
| Figura 20 | Malha de controle secundário. | 33 |
| Figura 21 | Característica $f \times P$ com regulação secundária. | 34 |
| Figura 22 | Diagrama de blocos com regulação primária, secundária e com controle de intercâmbio. | 35 |
| Figura 23 | Sistema com duas áreas de controle. | 41 |
| Figura 24 | Diagrama de blocos de um <i>SEP</i> interligado com regulação primária. .. | 42 |
| Figura 25 | Diagrama de blocos de um <i>SEP</i> interligado com regulação secundária. | 43 |
| Figura 26 | Representação dinâmica do problema H_∞ | 52 |
| Figura 27 | Modelo simplificado de um <i>SEP</i> sem controlador. | 57 |
| Figura 28 | Modelo simplificado de um <i>SEP</i> com controlador H_∞ | 58 |
| Figura 29 | Modelo do sistema equivalente. | 62 |
| Figura 30 | Modelo do <i>SEP</i> da estação de Mactaquac. | 64 |
| Figura 31 | Desvio de frequência com o controlador <i>PID</i> não robusto considerando a rede <i>N3</i> após a perturbação de carga. | 66 |
| Figura 32 | Desvio de frequência com o controlador <i>PID</i> robusto após a perturbação de carga. | 67 |
| Figura 33 | Comportamento do controlador H_∞ não robusto para rede <i>N3</i> em menor escala de tempo. | 68 |
| Figura 34 | Desvio de frequência com o controlador H_∞ após a perturbação de carga. | 70 |
| Figura 35 | Controlador <i>PID</i> \times H_∞ após a perturbação de carga para o nível de potência <i>T1</i> | 71 |
| Figura 36 | Diagrama de blocos do controle de velocidade. | 72 |
| Figura 37 | Modelo simplificado da <i>UHE</i> do <i>SIN</i> (operação isolada). | 73 |
| Figura 38 | Representação de uma malha hidráulica. | 73 |

| | | |
|-----------|---|----|
| Figura 39 | Estrutura da válvula proporcional. | 74 |
| Figura 40 | Estrutura da válvula distribuidora. | 74 |
| Figura 41 | Estrutura do distribuidor do servo motor. | 75 |
| Figura 42 | Estrutura do conjunto microprocessado. | 75 |
| Figura 43 | Modelo simplificado da <i>UHE</i> do <i>SIN</i> (operação contra barra-infinita). | 77 |
| Figura 44 | Circuito equivalente da <i>UHE</i> conectada a barra-infinita. | 78 |
| Figura 45 | Frequência da máquina com controlador <i>PID</i> não robusto (operação isolada). | 79 |
| Figura 46 | Frequência da máquina com controlador <i>PID</i> robusto (operação isolada). | 80 |
| Figura 47 | Controlador robusto e não robusto para <i>G2V1D1</i> (caso isolado). | 80 |
| Figura 48 | Frequência da máquina com controlador <i>PID</i> não robusto (operação contra barra-infinita). | 82 |
| Figura 49 | Frequência da máquina com controlador <i>PID</i> robusto (operação contra barra-infinita). | 83 |
| Figura 50 | Controlador robusto e não robusto para <i>G2V1D1</i> (caso interligado). .. | 83 |

Lista de Tabelas

| | | |
|----------|---|----|
| Tabela 1 | Parâmetros para cada tipo de rede de Mactaquac. | 63 |
| Tabela 2 | Parâmetros da turbina de Mactaquac. | 64 |
| Tabela 3 | Parâmetros da turbina de Mactaquac. | 64 |
| Tabela 4 | <i>MF</i> e <i>MG</i> com controlador não robusto para Mactaquac. | 66 |
| Tabela 5 | <i>MF</i> e <i>MG</i> com controlador robusto para Mactaquac | 84 |
| Tabela 6 | <i>MF</i> e <i>MG</i> com controlador robusto para a <i>UHE</i> do <i>SIN</i> (operação isolada) | 85 |
| Tabela 7 | <i>MF</i> e <i>MG</i> com controlador robusto para a <i>UHE</i> do <i>SIN</i> (operação interligada) | 85 |

Lista de Siglas

| | |
|-------------|--|
| <i>SEP</i> | <i>Sistema Elétrico de Potência</i> |
| <i>RAT</i> | <i>Regulador Automático de Tensão</i> |
| <i>PSS</i> | <i>Power System Stabilizer - Estabilizadores do Sistema de Potência</i> |
| <i>CST</i> | <i>Controle Secundário de Tensão</i> |
| <i>RAV</i> | <i>Regulador Automático de Velocidade</i> |
| <i>LFC</i> | <i>Load Frequency Control - Controle de Carga e Frequência</i> |
| <i>PID</i> | <i>Proporcional-Integral-Derivativo</i> |
| <i>LMI</i> | <i>Linear Matrix Inequality - Desigualdades Matriciais Lineares</i> |
| <i>PI</i> | <i>Proporcional-Integral</i> |
| <i>GA</i> | <i>Genetic Algorithm - Algoritmo Genético</i> |
| <i>BFOA</i> | <i>Bacterial Foraging Optimization Algorithm</i> |
| <i>ONS</i> | <i>Operador Nacional do Sistema</i> |
| <i>ACE</i> | <i>Area Control Error - Erro de Controle de Área</i> |
| <i>SISO</i> | <i>Single Input Single Output - Única Entrada Única Saída</i> |
| <i>MIMO</i> | <i>Multi Input Multi Output - Múltiplas Entradas Múltiplas Saídas</i> |
| <i>QFT</i> | <i>Quantitative Feedback Theory - Teoria Quantitativa da Realimentação</i> |
| <i>UHE</i> | <i>Usina Hidrelétrica</i> |
| <i>SIN</i> | <i>Sistema Interligado Nacional</i> |

Lista de Símbolos

| | |
|--------------|--|
| P | <i>Potência Ativa</i> |
| Q | <i>Potência Reativa</i> |
| f | <i>Frequência da Tensão nas Barras</i> |
| V | <i>Magnitude da Tensão nas Barras</i> |
| d | <i>Distúrbio ou Perturbação</i> |
| H | <i>Altura de Água do Reservatório</i> |
| U | <i>Velocidade da Água no Conduto Forçado</i> |
| L | <i>Comprimento do Conduto Forçado</i> |
| G | <i>Abertura da Válvula do Distribuidor</i> |
| P_m | <i>Potência Mecânica da Turbina</i> |
| K_u, K_p | <i>Constantes de Proporcionalidade</i> |
| ΔA | <i>Variação da Posição da Válvula da Turbina</i> |
| ΔP_m | <i>Variação da Potência Mecânica na Saída da Turbina</i> |
| T_ω | <i>Contante de Tempo da Turbina</i> |
| a_g | <i>Aceleração da Gravidade</i> |
| D | <i>Coefficiente de Amortecimento</i> |
| ΔP_D | <i>Variação da Carga Sensível à Frequência</i> |
| ΔF | <i>Variação da Frequência do Sistema</i> |

| | |
|-----------------|---|
| ΔP_L | <i>Variação da Carga não Sensível à Frequência</i> |
| M | <i>Constante de Inércia da Máquina</i> |
| R | <i>Característica Estática ou Estatismo</i> |
| f_v | <i>Frequência à Vazio</i> |
| f_c | <i>Frequência à Plena Carga</i> |
| f_n | <i>Frequência Nominal</i> |
| r | <i>Estatismo Transitório</i> |
| T_r | <i>Constante de Tempo do Amortecedor Hidráulico</i> |
| α | <i>Fator de Participação</i> |
| β | <i>Ajuste de Frequência de Área</i> |
| ΔT | <i>Variação do Intercâmbio</i> |
| sup_ω | <i>Valor Supremo da Matriz</i> |
| λ | <i>Maior Autovalor</i> |
| X_{12} | <i>Reatância da Linha de Transmissão entre as Áreas 1 e 2</i> |
| P_{12} | <i>Fluxo de Potência entre Áreas 1 e 2</i> |
| ΔP_{12} | <i>Variação do Fluxo de Potência entre Áreas 1 e 2</i> |
| T | <i>Torque de Sincronização</i> |
| E_1 | <i>Tensão do Gerador da Área 1</i> |
| E_2 | <i>Tensão do Sistema Equivalente da Área 2</i> |
| δ_1 | <i>Ângulo do Rotor Referente ao Gerador da Área 1</i> |
| δ_2 | <i>Ângulo do Rotor Referente ao Sistema Equivalente da Área 2</i> |

| | |
|--------------|---|
| p_{n_s} | <i>Função de Penalidade para a Estabilidade Nominal</i> |
| k | <i>Ponto de Operação</i> |
| p_m | <i>Função de Penalidade para a Margem de Fase</i> |
| g_m | <i>Função de Penalidade para a Margem de Ganho</i> |
| ϕ_k | <i>Margem de Fase Calculada</i> |
| m_k | <i>Margem de Ganho Calculada</i> |
| ϕ_d | <i>Margem de Fase Desejada</i> |
| m_d | <i>Margem de Ganho Desejada</i> |
| N | <i>Número de Pontos de Operação</i> |
| ω_1 | <i>Valor Mínimo de Frequência</i> |
| ω_2 | <i>Valor Máximo de Frequência</i> |
| K | <i>Ganho Proporcional</i> |
| K_i | <i>Ganho Integral</i> |
| K_d | <i>Ganho Derivativo</i> |
| γ | <i>Função Objetivo Linear</i> |
| \mathbf{w} | <i>Vetor de Entradas Exógenas</i> |
| \mathbf{u} | <i>Vetor de Controle</i> |
| \mathbf{z} | <i>Vetor de Sinais a Ser Controlado</i> |
| \mathbf{y} | <i>Vetor de Sinais Enviado ao Controlador</i> |
| α | <i>Incertezas Paramétricas</i> |
| X_1, X_2 | <i>Multiplicadores Constantes da Matriz de Lyapunov</i> |

| | |
|-------|---|
| ξ | <i>Variável Escalar</i> |
| A | <i>Matriz Dinâmica do Sistema</i> |
| C | <i>Matriz de Saída do Sistema</i> |
| D | <i>Matriz de Transmissão Direta</i> |
| B_1 | <i>Matriz de Entrada Vista da Perturbação para a Saída</i> |
| B_2 | <i>Matriz de Entrada Vista do Controle para a Saída</i> |
| B | <i>Relação de Potencial Parcial e Total de Geração para Mactaquac</i> |
| R_g | <i>Estatismo do Sistema Equivalente de Mactaquac</i> |
| T_G | <i>Constante de Tempo do Sistema Equivalente de Mactaquac</i> |
| T_s | <i>Constante de Inércia do Sistema Equivalente de Mactaquac</i> |
| D_s | <i>Constante de Amortecimento do Sistema Equivalente de Mactaquac</i> |
| n | <i>Frequência da Máquina de Mactaquac</i> |
| n_s | <i>Frequência do Sistema Equivalente de Mactaquac</i> |
| G_0 | <i>Capacidade de Geração de Energia</i> |
| V_1 | <i>Válvula Distribuidora da UHE Abrindo</i> |
| V_2 | <i>Válvula Distribuidora da UHE Fechando</i> |
| D_1 | <i>Distribuidor da UHE Abrindo</i> |
| D_2 | <i>Distribuidor da UHE Fechando</i> |
| G_1 | <i>10% da Capacidade de Geração da UHE</i> |
| G_2 | <i>50% da Capacidade de Geração da UHE</i> |
| G_3 | <i>100% da Capacidade de Geração da UHE</i> |

Resumo

A estabilidade de um Sistema Elétrico de Potência pode ser entendida como a propriedade deste sistema em se manter num estado de equilíbrio operativo após sofrer algum tipo de distúrbio ou perturbação. Um dos problemas associados com a estabilidade e o controle na geração de energia em um sistema elétrico de potência é o Controle de Carga e Frequência. Devido aos diferentes pontos de operação associados com as diferentes configurações do sistema e aos diferentes modelos do sistema de geração associados a estas configurações, projetos de controladores robustos são uma necessidade cada vez maiores neste cenário. Por isso, este trabalho propõe o estudo comparativo entre técnicas de controle robusto aplicados ao problema de carga e frequência de usinas hidrelétricas. O trabalho leva em consideração o modelo de duas unidades geradoras de energia elétrica, a primeira localizada em New Brunswick (Canadá) e que tem sido foco de bastante interesse para o problema do controle de carga e frequência. A segunda localizada em Minas Gerais (Brasil) e que possibilita, através de modelos reais da planta, a verificação da aplicabilidade dos controladores projetados. Inicialmente é proposto um controlador Proporcional-Integral-Derivativo que garanta estabilidade e desempenho robustos com base em restrições de margem de fase e margem de ganho de cada configuração dos Sistemas Elétricos de Potência em estudo. Posteriormente é proposto um controlador H_∞ utilizando extensões do teorema da estabilidade quadrática. Para a primeira unidade geradora, é feita a comparação dos resultados obtidos entre o controlador Proporcional-Integral-Derivativo e o controlador H_∞ . Para a segunda unidade geradora, é feita a análise da atuação do controle Proporcional-Integral-Derivativo em dois cenários: quando o sistema elétrico de potência opera à vazia (operação isolada) e quando ele se conecta a um sistema de maior porte (operação interligada).

Palavras-chave: Estabilidade; Sistema Elétrico de Potência; Perturbação; Controle de Carga e Frequência; Controle Robusto; Proporcional-Integral-Derivativo, H_∞ .

Abstract

The stability of an Electric Power System can be understood as the property of this system maintain an operating steady state after suffering some kind of disorder or disturbance. One of the problems associated with stability and control in power generation in a electric power system is the Load Frequency Control. Due to the different operating points associated with different system configurations and different models of the generation system associated with these configurations, controllers robust designs are a growing need in this context. Therefore, this paper proposes a comparative study of robust control techniques applied to the problem of load frequency control of hydroelectric plants. The work takes into account the model of two generating unit of electricity, the first located in New Brunswick (Canada), which has been the focus of considerable interest to the problem of load frequency control. The second located in Minas Gerais (Brazil), which allows through real models of the plant, checking the applicability of the designed controllers. Initially a Proportional-Integral-Derivative controller is proposed that ensures stability and robust performance based on phase margin and gain margin constraints for each configuration of Electric Power Systems in study. Later it proposes a controller H_∞ using extensions of quadratic stability theorem. For the first generating unit is made to compare the results between the Proportional-Integral-Derivative controller and the controller H_∞ . For the second generating unit is made the analysis of performance of the Proportional-Integral-Derivative control in two scenarios: when the electric power system operates in empty (isolated operation) and when it connects with a larger system (inter-connected operation).

Key-words: Stability; Electric Power System; Disturbance; Load Frequency Control; Robust Control; Proportional-Integral-Derivative; H_∞ .

1 Introdução

A estabilidade de um Sistema Elétrico de Potência (*SEP*) pode ser entendida como a propriedade deste sistema de energia em recuperar seu estado de equilíbrio operativo, dada uma condição de operação inicial, após ter sido submetido a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema limitada de modo que todo o sistema permaneça intacto (KUNDUR et al., 2004). Um dos grandes desafios dos *SEPs* é operar de forma adequada mesmo na presença constante de variações de carga e outras perturbações ao longo do tempo.

Apesar da estabilidade de um *SEP* ser um problema único, não é conveniente ou até mesmo viável estudá-la de forma única. Várias questões relacionadas com a estabilidade que acontecem num *SEP* são influenciadas por diferentes fatores. No estudo destes problemas, a identificação dos fatores essenciais que influenciam a estabilidade do sistema e a formação de métodos que melhoram a segurança da operação são melhores entendidas se as diversas formas de estabilidade forem classificadas em diferentes categorias.

O tamanho, a natureza física, a estrutura dinâmica e o período de tempo destas perturbações são fatores importantes para se classificar o fenômeno da estabilidade em *SEP*. A distinção entre estes fenômenos é relevante pois permite entender as causas subjacentes do problema, a fim de desenvolver procedimentos de construção e de funcionamento adequados.

Neste contexto, o estudo da estabilidade de um *SEP* divide-se em três grandes classes conforme apresentado na Figura 1. Estas classes surgiram e se tornaram importantes para o controle de um *SEP* em consequência da grande demanda de energia requerida pelos consumidores e da necessidade cada vez maior da interligação do sistema.

Durante a operação de um *SEP*, diferentes fenômenos que comprometem sua estabilidade são verificados. Estes fenômenos se diferenciam pela natureza física, pela dimensão e pelo intervalo de tempo em que ocorrem, conforme é observado na Figura 1. Por isso, eles influenciam diretamente no controle de um *SEP* contribuindo para que

o sistema não retome seu equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação (BEVRANI, 2009).

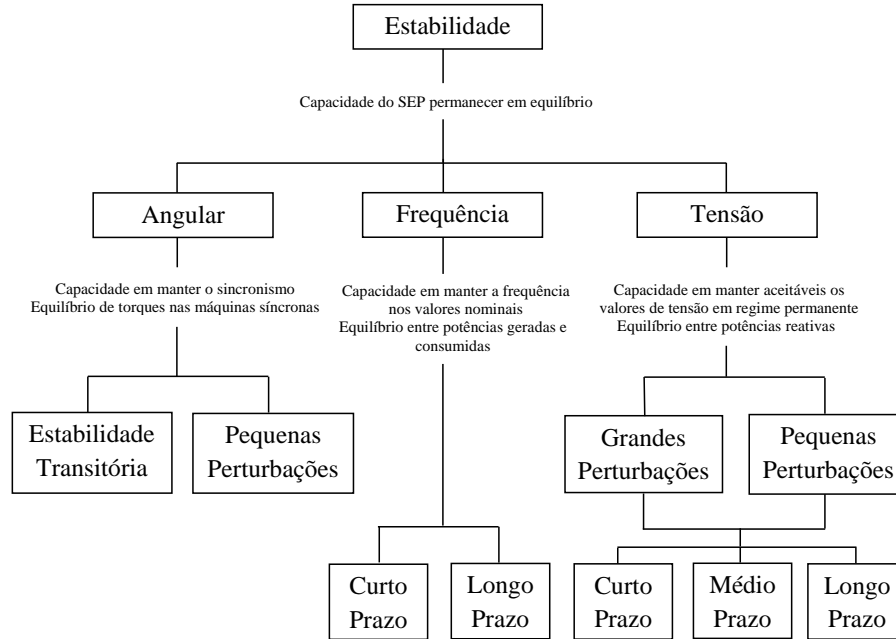


Figura 1: Classificação dos diferentes tipos de estabilidade de um *SEP*.

Fonte: Adaptado de (KUNDUR et al., 2004)

A estabilidade angular é a capacidade das máquinas síncronas do *SEP* de se manter em sincronismo após a ocorrência de uma perturbação. Ela depende da habilidade para manter ou restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico para cada máquina síncrona do sistema. A instabilidade pode ocorrer na forma de um crescimento das oscilações de ângulo de rotor para alguns dos geradores síncronos, levando a uma perda de sincronismo destes com o restante dos geradores.

A estabilidade de tensão refere-se à capacidade do *SEP* de manter as tensões constantes em todos os barramentos após a ocorrência de uma perturbação, dadas as condições iniciais de funcionamento. Ela depende da capacidade para manter ou restabelecer o equilíbrio entre a demanda e a carga fornecida pelo sistema.

A estabilidade de frequência refere-se à capacidade do *SEP* de manter a frequência após a ocorrência de um distúrbio ou perturbação, resultando num desequilíbrio entre a produção e a carga. Dependerá da capacidade do sistema para manter ou restaurar o equilíbrio entre a geração e a carga.

Quanto a dimensão da perturbação, elas podem ser grandes ou pequenas. As pequenas perturbações ocorrem continuamente no sistema devido a pequenas variações de carga e geração. Uma perturbação é considerada suficientemente pequena se não houver considerável perda de precisão quando se analisa o fenômeno através de um modelo linearizado, ou em outras palavras, quando o ponto de operação do sistema não é alterado significativamente (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008). As grandes perturbações são observadas quando ocorrem curto-circuitos trifásicos ou saídas de linhas de transmissão. A resposta do sistema para tais perturbações envolve grandes variações dos ângulos dos rotores dos geradores, fluxos de potência, valor das tensões, e outras variáveis.

De acordo com o intervalo de tempo após uma perturbação, Kundur (1994) define estes intervalos como: *i*) curto prazo, com intervalos de tempo entre 0 a 10 segundos; *ii*) médio prazo, com intervalos de tempo entre 10 segundos a 5 minutos e *iii*) longo prazo, com intervalos de tempo entre 5 minutos a 10 minutos.

No contexto do presente trabalho, o problema do controle em *SEPs* pode ser facilitado pela aplicação da propriedade de desacoplamento entre os pares de variáveis: Potência Ativa (P), Potência Reativa (Q), Frequência da Tensão nas Barras (f) e Magnitude da Tensão nas Barras (V) (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008). Ou seja, os fluxos de potência ativa e potência reativa em um *SEP* podem ser considerados independentes um do outro e influenciados por diferentes ações de controle (KUNDUR, 1994).

Embora variações em P possam afetar V e mudanças em Q possam influenciar f , dentro da faixa normal de operação, estes efeitos cruzados são apenas marginais. Assim, controlando-se o torque entregue pelas máquinas primárias aos geradores, controla-se essencialmente a potência ativa e conseqüentemente a frequência. Da mesma forma, através de variações apropriadas da excitação de campo dos geradores controla-se a potência reativa e conseqüentemente a tensão terminal da máquina.

Os controladores associados aos geradores também são importantes na manutenção da estabilidade para pequenas perturbações (estabilidade em regime permanente) e para grandes perturbações (estabilidade transitória). O controle de tensão é mais efetivo para o amortecimento das oscilações dos rotores das máquinas a curto prazo (KUNDUR, 1994). Isto porque o controle de velocidade/frequência é mais lento que o de tensão, pois as dinâmicas da hidráulica e das grandes máquinas envolvidas são mais lentas. Na Figura 2 são identificadas as principais malhas de controle de um *SEP*.

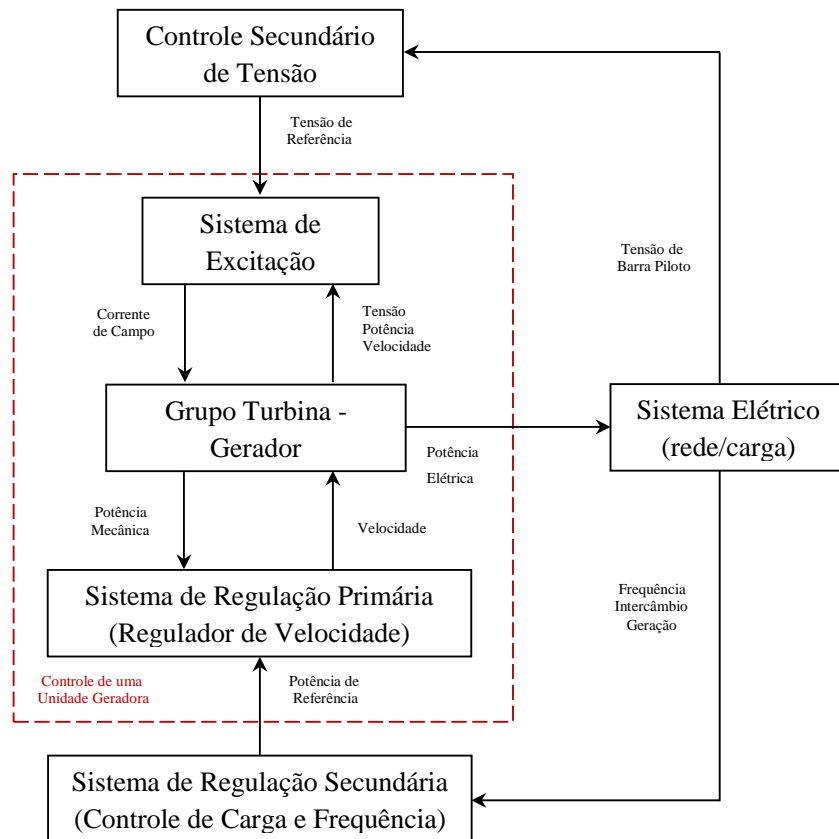


Figura 2: Principais malhas de controle associadas a um SEP.

Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2004)

Conforme Figura 2, o controle do sistema de excitação consiste, basicamente, da atuação do Regulador Automático de Tensão (*RAT*). Esse controle procura manter a tensão terminal da máquina igual ao valor de referência definido ou por controles de nível mais elevados. O sistema de excitação, através de Estabilizadores de Sistema de Potência (*PSS - Power System Stabilizer*), ainda auxilia no amortecimento das oscilações do rotor da máquina quando ocorre perturbações no sistema. Esta última função resulta do fato de que a tensão de campo do gerador afeta significativamente o torque de amortecimento da máquina.

O Controle Secundário de Tensão (*CST*) consiste de uma malha de controle mais externa que regula a tensão do lado da transmissão através de barras chamadas barras piloto. Isso é feito através do ajuste das tensões de referência do *RAT*.

O controle do sistema de regulação primária consiste, basicamente, da atuação do Regulador Automático de Velocidade (*RAV*). Esse controle monitora a velocidade do eixo do conjunto turbina-gerador e controla o torque mecânico da turbina de modo a fazer com que a potência elétrica gerada pela unidade se adapte às variações de carga.

Como a atuação do controle primário de velocidade normalmente resulta em desvios de frequência, é necessário contar com a atuação de um outro sistema de controle para restabelecer a frequência ao seu valor nominal. Este sistema é chamado de Sistema de Regulação Secundária ou Controle de Carga e Frequência (*LFC - Load Frequency Control*). No caso de sistemas interligados, este controle secundário tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre regiões vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente programados. O objetivo do *LFC* em um *SEP* é manter a frequência de cada área dentro dos limites de tolerância e assegurar alto nível na qualidade de energia diante de um distúrbio ou perturbação.

1.1 Identificação do Problema

Nos *SEPs*, as unidades geradoras compreendem os equipamentos conectados ao sistema capazes de transformar vários tipos de energia em energia elétrica. As cargas correspondem à potência elétrica demandada pelos consumidores, as quais variam aleatoriamente dentro de intervalos cíclicos diários, semanais e sazonais. Como a energia elétrica não pode ser armazenada, há a necessidade de que esta seja gerada no instante em que seja requerida pela carga.

Devido às grandes mudanças nestes sistemas interligados, tanto em tamanho quanto em complexidade, o fenômeno da instabilidade de frequência é analisado neste trabalho, uma vez que uma alteração na demanda de potência num ponto da rede é refletida para todo o restante do sistema, alterando, dessa forma, a frequência deste sistema. Sendo assim, é importante ressaltar que para a operação satisfatória de um *SEP*, sua frequência deve permanecer sempre constante, do ponto de vista do problema de controle.

Segundo Bevrani (2009), a frequência do sistema fornece um índice útil para indicar a geração do sistema e o desequilíbrio de carga. Dada uma condição inicial, a busca por uma frequência constante e igual ao seu valor nominal é importante pois ela é um indicador de que o balanço de potência ativa está sendo adequadamente cumprido, isto é, a potência ativa fornecida pelos geradores do sistema é igual à potência ativa solicitada pelas cargas e dissipada pelo sistema de transmissão. Assim, para que os níveis operacionais de frequência sejam mantidos próximos ao valor nominal, um constante restabelecimento do equilíbrio entre carga e geração deve ser realizado. Para lidar com este problema, o *LFC* em *SEPs* tem se tornado cada dia mais importante (PANDEY; MOHANTY; KISHOR, 2013).

Para manter este equilíbrio entre geração e carga, os *LFCs* atuam diretamente sobre os geradores. Se as cargas do sistema crescem e a potência gerada não aumenta, o saldo de potência necessário para alimentar as cargas é obtido da energia cinética armazenada nas massas girantes das unidades dos geradores, que em consequência sofrem redução de sua velocidade, acarretando em um decréscimo de frequência.

Em proporções maiores, fenômenos como este se repetem quando ocorrem grandes perturbações, tais como a saída súbita de um gerador, curto-circuito em linhas de transmissão ou uma grande variação da carga em um intervalo curto de tempo. Por isso, esses controladores manipulam a potência gerada contribuindo para que toda energia produzida esteja sendo imediatamente consumida, assegurando dessa forma as características constantes de frequência garantindo a alimentação das cargas sem que a qualidade e a continuidade de energia sejam afetadas.

Devido ao elevado grau de interligação dos *SEPs* que tornam-se cada dia mais complexos, a operação e o controle destes sistemas precisam de confiabilidade e de segurança. Atualmente, estes *SEPs* contam com controladores sintonizados de maneira simples e fácil (BEVRANI, 2009). Isso significa que os parâmetros destes sistemas normalmente são sintonizado com base em experiências e métodos clássicos, sendo incapazes de fornecer bom desempenho dinâmico em uma ampla gama de condições de funcionamento e vários cenários de carga.

Normalmente estes controladores clássicos são projetados com parâmetros fixos por meio de técnicas lineares convencionais. Nesse tipo de projeto são utilizados modelos matemáticos lineares obtidos por meio de técnicas de linearização aplicadas a modelos não-lineares representativos do *SEP*.

Pela natureza não-linear dos *SEPs*, esses controladores têm dificuldade em apresentar um bom desempenho uniforme em todas as condições operacionais, uma vez que seus parâmetros são sintonizados durante a fase de projeto para uma condição operacional conhecida, satisfazendo muito bem os critérios de desempenho naquela condição onde o modelo linear do sistema de potência foi obtido.

Diante disto, como os *SEPs* possuem parâmetros que são variantes no tempo em função do ponto de operação, faz-se necessário garantir sua estabilidade robusta, isto é, o controle deve garantir estabilidade para um conjunto de incertezas existentes frente às mudanças dos parâmetros (BEVRANI, 2009). Por esse motivo, os controladores robustos têm se mostrado de particular interesse em aplicações para *SEPs*.

Portanto, o procedimento de síntese do *LFC* deve ser flexível o suficiente para incluir restrições e as incertezas no processo do modelo da planta (robustez). Assim, estes controles robustos desempenham um papel importante na segurança do sistema e na sua operação confiável. No controle de frequência robusto o controle deve fornecer minimização adequadas sobre os desvios de frequência do *SEP* e satisfazer todas as condições operacionais e as possíveis configurações do sistema. Na seção seguinte serão apresentados métodos abordados na literatura para o projeto de controladores aplicados ao problema do *LFC*, ressaltando a importância da síntese de controladores que sejam robustos.

1.2 Métodos e Modelos Aplicados ao Problema de Controle de Carga e Frequência

Uma variação de frequência ocorre, principalmente, quando há alguma variação na carga do sistema. Então, acrescentando ou diminuindo carga no sistema provoca-se um aumento ou diminuição da corrente solicitada aos geradores, acarretando em um aumento ou uma diminuição do conjugado eletromecânico da máquina geradora.

Para sobrepor o conjugado eletromecânico é necessário que a fonte primária de energia seja aumentada ou diminuída fazendo com que a máquina geradora volte a ter a mesma velocidade que tinha antes do desbalanceamento. De certa forma, um desbalanceamento de potência pode ser mensurado pelo desvio da frequência e então realimentado para equilibrar novamente o sistema.

Sendo assim, quando um *SEP* é submetido a qualquer perturbação, o seu ponto de operação nominal se altera. Como resultado ocorre o desvio de frequência, o qual é restabelecido pelo controle de carga e frequência. Por isso, este problema tem sido abordado por vários pesquisadores no sentido de sempre garantir o restabelecimento do valor de frequência de um *SEP* diante de mudanças ou variações que ele possa sofrer.

Para tanto, exploram-se diferentes técnicas e metodologias, tais como o controle ótimo, o controle adaptativo, controle Proporcional-Integral-Derivativo (*PID*), controle robusto e controle inteligente. Em Pandey, Mohanty e Kishor (2013) é apresentado uma extensa revisão na literatura sobre o problema do controle de carga e frequência nos sistemas elétricos de potência. Vários modelos de configuração destes *SEPs* e diferentes técnicas de controle são abordados neste trabalho, inclusive técnicas de controle robusto para unidades hidráulicas, que é o alvo do presente trabalho.

Malik e Zeng (1995) propuseram o desenvolvimento de um controlador robusto baseado na técnica de controle adaptativo e aplicaram em uma unidade de geração de energia hidrelétrica. O desenvolvimento deste algoritmo para o controlador adaptativo robusto combina a técnica de controle por mudança de polo e o método de concepção do controlador através de um espaço de parâmetros que considera todas as combinações do modelo da planta.

Ohba e Ohnishi (2007) propuseram um método de concepção do controlador de carga e frequência utilizando um *PID* robusto também levando em consideração o espaço de parâmetro, devido às incertezas presentes nos sistemas de potência. Como a teoria de controle H_∞ pode lidar com muitos problemas de estabilidade e desempenho robustos, para a concepção deste controlador, a estabilidade e desempenho robustos eram impostos pelas funções de sensibilidade que devem satisfazer um determinado critério.

Em Wang, Zhou e Wen (1993) um *LFC* robusto baseado na abordagem da equação Riccati é proposto para um sistema de alimentação considerando as incertezas e a restrição da taxa de geração. Para o projeto deste controlador, não foram considerados os parâmetros reais da planta, mas foram estabelecidos limites para que os parâmetros pudessem variar com o tempo. O controlador garantia que o sistema formado por estas variações fosse assintoticamente estável para todas as incertezas admissíveis originadas com as variações dos parâmetros. Controladores robustos baseados na abordagem da equação de Riccati são ainda abordados em Moorthi e Aggarwal (1974), Geromel e Peres (1985) e Lim, Wang e Zhou (1996).

Uma nova estratégia de controle robusto descentralizado baseado na técnica de controle misto H_2/H_∞ para o problema do *LFC* em um *SEP* com três áreas de controle é proposto em Shayanfar e Shayeghi (2005) e Shayeghi (2008). Ainda, no que diz respeito ao controle descentralizado, em Ngamroo, Tippayachai e Sanchai (2006) é apresentado o projeto de um controlador robusto descentralizado considerando incertezas do sistema também para três áreas de controle do sistema interligado.

Rerkpreedapong, Hasanovic e Feliachi (2003) propuseram duas metodologias para o projeto de controladores robustos para o problema do *LFC*. A primeira é baseada no projeto de controle H_∞ utilizando Desigualdades Matriciais Lineares (*LMI - Linear Matrix Inequality*) e a segunda é o projeto de um controle Proporcional-Integral (*PI*) onde os parâmetros ótimos do controlador são obtidos por otimização via Algoritmo Genético (*GA - Genetic Algorithm*).

Em Mandour, Ali e Lotfy (2010) são apresentados três controladores de carga e frequência robustos. O primeiro é baseado no projeto do H_∞ a fim de garantir robustez ao sistema diante de incertezas. O segundo controlador é um modelo reduzido deste controlador H_∞ no intuito de tornar menos complexo e possibilitar a aplicação prática. Finalmente o terceiro controlador, é o projeto de um controlador *PID* onde os parâmetros dos ganhos são obtidos por otimização via Algoritmo Genético.

Doolla e Bhatti (2006) apresentaram uma nova técnica para o *LFC* de uma pequena central hidroelétrica. Este método consiste no controle de potência de entrada da usina utilizando controles on/off. A água que flui através do conduto forçado é redirecionada em tubos menores contendo dois ou três motores equipados com válvulas operadas. A abertura ou fechamento dessas válvulas é feita por meio desse controle on/off, sendo que para investigar o desempenho do sistema, são considerados vários casos de um sistema típico, variando a capacidade de geração a analisando a eficiência do controlador diante de uma perturbação.

Em Kusic et al. (1988) o controle é feito de forma que a potência de cada gerador seja controlada por um *LFC* através de retroalimentação em torno do regulador do conjunto turbina-gerador, assegurando que o nível de potência desejada seja atingida. O *LFC* estabelece uma referência ou uma potência desejada para um gerador e compara a saída medida com este valor, enviando uma ação corretiva para o regulador através de unidades terminais remotas, as quais convertem o aumento ou redução de potência para atuar sobre relés e conseqüentemente controlar a abertura ou fechamento da comporta. Diferentes pontos de funcionamento são considerados pela variação na capacidade de geração para o projeto deste controlador. A principal contribuição deste sistema de controle é atribuir a geração de energia para cada unidade geradora individual e regular cada área de controle, cumprindo o intercâmbio desejado, alternado o consumo de água entre as unidades geradoras e garantindo a regulação da frequência do sistema.

Ryu et al. (2002) apresentaram um controle integral estendido para o regulador de velocidade no intuito de amortecer as oscilações do sistema de energia, as quais podem ocorrer principalmente quando a energia cinética em excesso é armazenada no gerador durante o período de falha. A ideia fundamental deste controle integral estendido é utilizar um fator de decaimento para reduzir os efeitos do erro no passado, isso porque o desempenho deste controlador depende diretamente do fator de decaimento. Neste estudo, o fator de decaimento é dado sob a forma de uma função de decaimento exponencial. Além disso, o tempo inicial para integração de erro do desvio de frequência pode ser aplicado a

qualquer gerador simultaneamente, enquanto que no *PI* convencional não. Este controlador também proporcionava um bom desempenho sob a presença das singularidades do regulador de velocidade (tais como limite de posição das válvulas e restrição da taxa de geração), quando comparado ao *PI* convencional. Para efeito de simulação, considera-se um sistema multimáquina com duas áreas de controle sujeito a variações de carga.

Golbon e Khodabakhshian (2004) modificaram e aplicaram para *SEPs* o método originalmente proposto por Poulin e Pomerleau (1997). Golbon e Khodabakhshian (2004) apresentaram o projeto de um controlador *PID* para uma única máquina utilizando uma especificação máxima do pico de ressonância para ajustar os parâmetros do controlador.

Por sua vez, Khodabakhshian e Edrisi (2008) expandiram o trabalho inicialmente proposto por Golbon e Khodabakhshian (2004) para um sistema multimáquinas. A estratégia de controle era baseada na especificação do máximo pico de ressonância apoiada pela carta de Nichols. Este controlador era robusto e seu desempenho dinâmico foi considerado desejável quando os parâmetros do sistema variavam, quando comparado a um controlador *PI* convencional.

Natarajan (2005) apresentou o projeto e a análise de um controlador *PID* para um gerador e um regulador de turbina hidráulica usando uma técnica de resposta em frequência. A abordagem utiliza os dados dos modelos do sistema interligado em seus diversos modos de operação por meio da concepção de um único controlador *PID* para garantir a estabilidade e desempenho robustos do *SEP* em relação à gama de operações.

Em Khodabakhshian e Hooshmand (2010) também é apresentado o projeto de um controlador *PID* robusto para turbinas hidrelétricas. O método é baseado principalmente em uma especificação de um máximo pico de ressonância amparado pela carta de Nichols. A curva da resposta em frequência de malha aberta é tangente a uma elipse especificada e isso faz com que o método seja eficaz para controlar a sobre-elevação, a estabilidade e a dinâmica do *SEP*.

Ali e Abd-Elazim (2013) propuseram um novo algoritmo de otimização inspirados na natureza e conhecido como *BFOA* (*Bacterial Foraging Optimization Algorithm*) para a concepção ideal de um controlador *PID* para o controle de carga e frequência não linear a fim de amortecer as oscilações do sistema de energia. O projeto deste controlador foi formulado como um problema de otimização e o *BFOA* foi empregado para procurar parâmetros ótimos do controlador.

Husek (2014) propôs um projeto do controlador *PID* robusto para o regulador de uma turbina hidráulica com base em especificações de margem de sensibilidade. Este controlador foi projetado no âmbito de garantir robustez ao sistema em relação a toda uma gama de pontos de operação. No entanto, a vantagem deste método é que ele não necessitava de um procedimento de otimização convexa pois continha apenas um parâmetro de ajuste.

Como pôde ser observado, há uma série de trabalhos voltados para o *LFC* em *SEPs*, caracterizando sua importância no projeto de sistemas de energia elétrica e sua operação. A função do *LFC* em um sistema elétrico interligado é manter os níveis operacionais de frequência em valores adequados, ajustando as saídas dos geradores (MUNOZ-HERNANDEZ; MANSOOR; JONES, 2013). Um sistema de energia bem projetado e operado deve lidar com as mudanças de cargas e com distúrbios do sistema, fornecendo um alto nível de qualidade de energia aceitável.

1.3 Justificativa

Nos *SEPs*, o controle atua de forma a sempre garantir a alimentação das cargas de maneira contínua, pois como o sistema está constantemente sujeito a variações, a adaptação da sua produção com o seu consumo deve ser feita por monitoramento e controle constantes. Além disso, o controle também atua de forma a garantir o restabelecimento dos desvios de frequência ocasionados pelas variações do seu ponto de operação, com a entrada ou saída de cargas, por exemplo.

Isto significa que a frequência, embora também possa variar em função da carga, deve atingir uma condição de operação idêntica ou próxima da condição de operação anterior à perturbação de forma que haja uma busca por uma frequência constante para o melhor desempenho do sistema, garantindo com isso a continuidade do consumo de energia. Caso isso não ocorra, o valor da frequência pode chegar a patamares inadmissíveis, comprometendo o sincronismo do sistema e, conseqüentemente, levando ao desligamento de linhas de transmissão e causando apagões de energia devido à atuação das proteções.

Cada vez que o *SEP* sofre algum tipo de perturbação, seus parâmetros podem variar. Isso faz com que o sistema funcione sob diversas condições operacionais e configurações. Conseqüentemente o controle deve garantir a estabilidade do sistema para um conjunto de incertezas existentes frente à essas mudanças.

Quando o sistema de controle de carga e frequência de um *SEP* é capaz de garantir estabilidade e certos critérios de desempenho na presença de incertezas no modelo da planta, seu sistema de controle é denominado robusto (GU; PETKOV; KONSTANTINOV, 2005). Sendo assim, a robustez de um *SEP* é medida pela capacidade do sistema em funcionar tanto numa situação de equilíbrio em condições normais, quanto em condições de perturbação. Diante disso, na próxima seção é apresentado o problema da estabilidade robusta e a caracterização das incertezas presentes em um *SEP*.

1.3.1 Problema da Estabilidade Robusta

Na tentativa de avaliar o comportamento dos *SEPs* frente aos diversos impactos que possam ocorrer, o desenvolvimento de algoritmos de controle robusto para o restabelecimento da frequência vem sendo explorados através de estudos e pesquisas, permitindo muitos avanços na teoria do controle robusto. Esta teoria surgiu na década de 80 e representa um marco para os estudos de sistemas de controle, tendo em vista que a planta não pode ser perfeitamente representada através de um modelo matemático simples.

O controle robusto deve ser sempre capaz de manter a estabilidade e nível de desempenho para o sistema, mesmo na presença das incertezas decorrentes da mudança na dinâmica (GU; PETKOV; KONSTANTINOV, 2005). No entanto, é preciso entender quais são as incertezas presente em um *SEP* e como a estabilidade robusta é abordada para estes sistemas.

Segundo Zhou, Doyle e Glover (2010) o termo incerteza refere-se às diferenças existentes entre os erros do modelo e da realidade. Qualquer mecanismo que é usado para expressar estes erros representa uma incerteza. A dinâmica de um *SEP* é alterada quando ocorre por exemplo a variação dos parâmetros da turbina, a variação no nível de carregamento ou a variação da capacidade de geração. Todos estes fatores contribuiriam para uma nova representação deste modelo, recaindo numa possível incerteza que deve ser levada em conta no projeto do controlador, de forma a garantir a estabilidade robusta.

Sendo assim, para entender o problema da estabilidade robusta, considere a Figura 3, que representa o digrama simplificado de um *SEP* composto pelos modelos da máquina, turbina e da malha hidráulica¹.

¹Entende-se pelo termo malha hidráulica todo o sistema de controle do conjunto distribuidor e servo mecanismo envolvendo as dinâmicas mecânicas e hidráulicas.

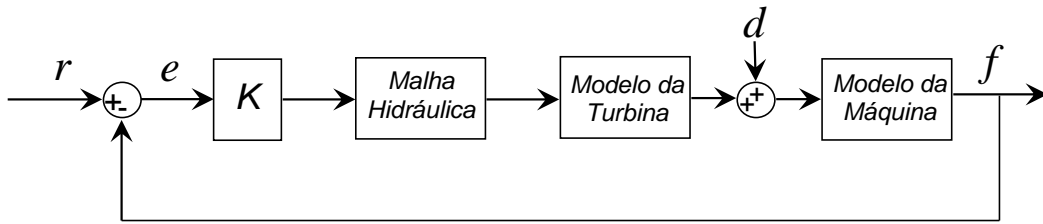


Figura 3: Modelo simplificado de um *SEP* sujeito a incertezas.

À medida que ocorre um distúrbio ou perturbação de carga (representado por d), os parâmetros da turbina e malha hidráulica sofrem variações. Por isso, o controlador a ser calculado (representado por K) necessariamente precisa garantir estabilidade e desempenho para esse conjunto de configurações que o modelo pode assumir com a variação dos parâmetros, de forma que haja uma regulação na frequência do sistema (representada por f). O sinal do erro (representado por e) é enviado ao controlador baseado na informação da referência desejada para a frequência (representada por r).

Basicamente, as incertezas presentes em um *SEP* e que são abordadas no presente trabalho, levam em consideração a mudança dos parâmetros da turbina associada ao nível de carregamento que o sistema é submetido e capacidade de geração de energia aliada à abertura ou fechamentos das válvulas que controlam a entrada de água que percorre a turbina. Estas variações interferem na dinâmica do *SEP* e por este motivo o problema da estabilidade robusta pode ser enunciado da seguinte forma: encontrar K tal que o sistema realimentado da Figura 3 seja estável para todo modelo de planta originado com a variação dos parâmetros.

Sendo assim, para lidar com as peculiaridades dos *SEPs*, a necessidade do controle para este tipo de sistema se dá na forma de sempre garantir seu melhor desempenho e a manutenção da sua estabilidade robusta, possibilitando dessa forma, o suprimento de energia às cargas de maneira confiável e ininterrupta.

Nesto contexto, o controle *PID* está presente em grande escala. Esta popularidade pode ser atribuída em parte pelo seu bom desempenho em uma ampla gama de condições de funcionamento e em parte pela sua simplicidade funcional, mesmo não sendo uma tarefa simples fazer sua sintonia. Por isso, este trabalho aborda um método de sintonia para obtenção dos ganhos do controlador *PID* Robusto para *SEPs* baseando-se no trabalho de Natarajan (2005). A implementação do Controlador H_∞ , que é uma forma clássica de implementação de controle robusto, possibilita um ambiente de comparação com o algoritmo projetado via sintonia *PID*.

Além disso, este trabalho utiliza dois estudos de caso voltados para o problema do *LFC*, sendo o primeiro já difundido na literatura, e o segundo ainda não abordado na mesma. A utilização desses modelos de *SEP* representa um ambiente para a implementação dos controladores, visando analisar o comportamento de *SEPs* quando aplicado uma perturbação de carga.

1.4 Objetivos e Organização do Trabalho

Este trabalho analisa o projeto de controladores robustos aplicados ao problema do *LFC* de um determinado *SEP*. Para tanto, propõe-se a implementação de um método de sintonia para controladores com estrutura *PID*. Em seguida, com o objetivo de comparar com o método abordado anteriormente, é realizado o projeto do controlador H_∞ modificado para o contexto dos *SEPs* a fim de promover um estudo comparativo entre estas técnicas, sendo abordados aspectos de estabilidade e desempenho robustos frente às variações de carga e aos parâmetros da planta.

Consideram-se para o estudo de caso deste trabalho duas unidades de geração de energia elétrica: a estação de Mactaquac localizada em New Brunswick no Canadá, já abordada na literatura, e uma usina do Sistema Interligado Nacional localizada no norte do estado de Minas Gerais. Estes estudos oferecem a possibilidade de analisar os resultados em um *benchmark* da literatura e em um caso relevante para o cenário nacional. Sendo assim, o trabalho está organizado da seguinte maneira:

- **Capítulo 2: Estabilidade e Controle de Carga e Frequência**

Apresentam-se alguns conceitos relacionados a estabilidade de *SEPs*, as funções de transferência que regem o comportamento das unidades de geração hidráulica e a classificação dos reguladores de velocidade para este tipo de *SEP*.

- **Capítulo 3: Método de Sintonia do Controlador PID**

Apresenta-se um método de projeto *PID* robusto baseado na minimização da norma H_∞ , levando-se em conta as incertezas presentes no modelo de um *SEP*.

- **Capítulo 4: Projeto do Controlador H_∞**

Apresenta-se a teoria do controle H_∞ bem como a metodologia utilizada para a obtenção do controlador, no âmbito de estabelecer um estudo comparativo com o *PID* robusto.

- **Capítulo 5: Estudos de Caso**

Descrevem-se os *SEPs* utilizados para o estudo de caso, caracterizando o modelo da planta de cada um deles. Apresentam-se os resultados das simulações considerando as metodologias abordadas para a síntese do controlador e uma análise destes resultados.

- **Capítulo 6: Considerações Finais**

Descrevem-se os resultados e as conclusões do trabalho acerca das metodologias implementadas para o controle dos *SEPs* evidenciando uma análise comparativa entre os métodos abordados, consideradas as peculiaridades existentes entre eles. Apresentam-se ainda algumas sugestões para trabalhos futuros referentes aos resultados obtidos por esta pesquisa.

2 Estabilidade e Controle de Carga e Frequência

Para que um *SEP* funcione em um estado normal de operação, é necessário que a demanda de todas as cargas alimentadas pelo sistema seja satisfeita e que a frequência seja mantida constante em seu valor nominal, segundo o problema do controle. Entretanto, as cargas conectadas ao sistema elétrico variam a todo instante, fazendo com que o estado de equilíbrio entre carga e geração seja sempre alterado. Por sua vez, este desequilíbrio causa uma variação na velocidade angular dos geradores síncronos e na frequência do sistema conectado. Sendo assim, para que os níveis operacionais de frequência sejam mantidos em valores constantes, um restabelecimento do equilíbrio entre carga e geração deve ser realizado. Tal equilíbrio é obtido através de um sistema de controle denominado como controle de carga e frequência. Por isso este capítulo reserva-se inicialmente à apresentação mais detalhada de como um desbalanço de carga afeta a estabilidade do sistema. Posteriormente, como o estudo é voltado para turbinas hidráulicas, é apresentado o modelo das funções de transferência que regem o comportamento deste sistema e os conceitos relacionados a sua regulação, caracterizando os diferentes tipos de reguladores existentes para esta finalidade e seus respectivos diagramas de blocos.

2.1 Introdução

Um *SEP* é constituído essencialmente por geradores síncronos, cargas e linhas de transmissão. Em regime permanente, todas as máquinas síncronas possuem a mesma velocidade angular e a potência elétrica gerada é igual à soma das potências absorvidas pelas cargas, além das perdas no processo de transmissão. O ponto de operação é estável nesta condição e somente ocorrerá uma mudança no equilíbrio após alguma perturbação.

Sendo assim, a estabilidade de um *SEP* é uma condição de equilíbrio entre forças opostas. O mecanismo no qual máquinas síncronas interconectadas mantêm o sincronismo em relação umas às outras, é através de forças restauradoras que aparecem sempre que existem forças que tendem a acelerar ou desacelerar uma ou mais máquinas em relação às

outras máquinas. No estado de regime permanente, existe um equilíbrio entre o torque mecânico motriz e o torque de carga elétrica em cada máquina, fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. Se o sistema é perturbado, este equilíbrio é desfeito, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas que são regidas pelas leis de movimento rotacional de um corpo, segundo a 2ª Lei de Newton.

Se um gerador temporariamente se acelerar em relação a um outro gerador, a posição angular do seu rotor em relação ao rotor da máquina mais lenta avançará. Esta diferença angular faz com que parte da carga do gerador mais lento se transfira para o gerador mais rápido, dependendo da curva Potência-Ângulo. Este fenômeno tende a reduzir a diferença de velocidade, e por conseguinte a diferença angular, entre os dois geradores. A relação Potência-Ângulo não é linear e, após um certo limite, um aumento na separação angular é acompanhado com uma diminuição da potência transferida. Isto faz aumentar ainda mais a separação angular entre as máquinas acarretando o fenômeno da instabilidade, ou perda de sincronismo. Em qualquer situação, a estabilidade do sistema dependerá da existência de torques restauradores suficientes após uma perturbação.

Quando uma máquina síncrona perde o sincronismo do resto do sistema, o seu rotor gira numa velocidade maior ou menor do que aquela necessária para gerar tensões na frequência nominal do sistema. A esta diferença de velocidades entre rotor e estator dá-se o nome de deslizamento. Por isso, o deslizamento entre o campo magnético do estator, que corresponde à frequência do sistema, e o campo magnético do rotor, resulta em grandes flutuações na potência de saída da máquina, nas correntes e tensões. Isto faz com que o sistema de proteção isole a máquina do resto do sistema. A perda de sincronismo pode ocorrer entre um gerador e o resto do sistema, ou entre grupos de geradores.

Neste contexto, analisando-se o comportamento dos *SEPs* onde as cargas nos diversos barramentos variam a todo instante, o estado de equilíbrio entre carga e geração sempre é alterado. Consequentemente, à medida que a carga do sistema se altera, é necessário a alteração da potência mecânica dos geradores do sistema, pois a variação de carga é suprida inicialmente pela energia cinética das massas girantes provocando desvios de velocidade de rotação das máquinas e desvios de frequência.

Esta variação de carga para mais (ou menos) provoca um aumento (ou diminuição) da corrente solicitada aos geradores implicando em um aumento (ou diminuição) do conjugado eletromecânico da máquina geradora. Esta variação do conjugado pode ser interpretada como uma força eletromagnética maior (ou menor) entre o rotor e o estator, dificultando (ou facilitando) a rotação normal da máquina. Para sobrepor o con-

jugado eletromecânico é necessário que a fonte primária de energia seja aumentada (ou diminuída) fazendo com que a máquina geradora volte a ter a mesma velocidade que tinha antes do desbalanceamento. Resumidamente, um desbalanceamento na potência pode ser mensurado pelo desvio da frequência e então realimentado para equilibrar novamente o sistema.

O diagrama de blocos de um *SEP* dotado de um controle de carga e frequência capaz de manter o equilíbrio do sistema é apresentado na Figura 4. O diagrama contém os modelos da malha hidráulica, turbina, máquina síncrona, o regulador de velocidade e os reguladores primários e secundários, os quais atuam de forma a sempre garantir o restabelecimento do valor da frequência em seu valor nominal com a variação da carga.

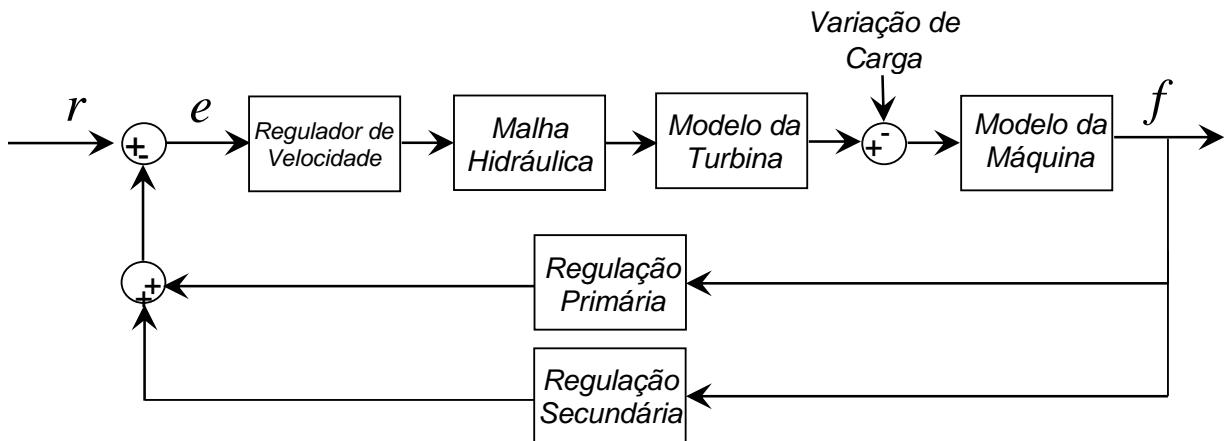


Figura 4: Diagrama de blocos que representa um *SEP* e seu sistema de controle.

Sendo assim, será apresentada nas seções seguintes a modelagem matemática (dinâmica) de todos estes componentes que atuam no controle de carga e frequência de um *SEP* (constituído por uma turbina hidráulica) através de diagramas de blocos, bem como os conceitos relacionados à sua regulação para restabelecimento do valor da frequência.

2.2 Modelo para Turbinas Hidráulicas

A Figura 5 representa esquematicamente o reservatório, o conduto forçado, o distribuidor e a turbina de uma unidade hidráulica, onde H representa a altura de água do reservatório em relação ao nível da válvula do distribuidor, U representa a velocidade da água no conduto forçado e L representa o comprimento do conduto forçado.

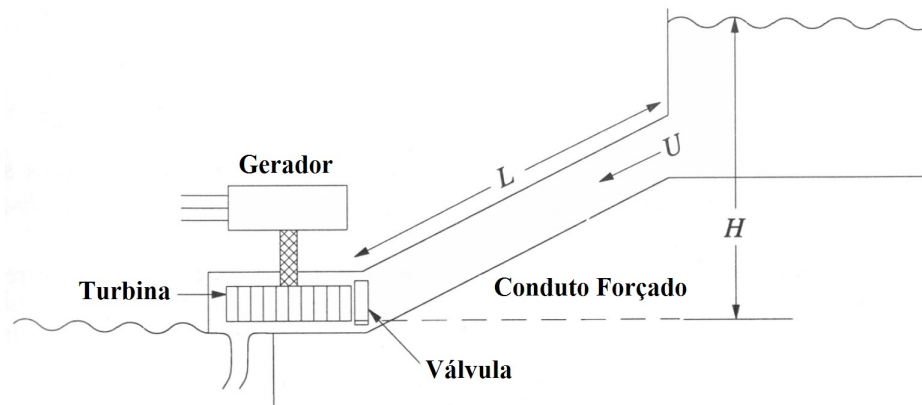


Figura 5: Representação esquemática de uma unidade hidráulica.

Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994)

Sabendo que este sistema possui uma característica não-linear, é possível linearizá-lo de modo a reduzir sua complexidade e permitir soluções que sejam ainda suficientemente precisas (MELLO et al., 1992). Isso significa que a operação de uma unidade hidráulica se dá nas proximidades de um ponto de operação, de modo que ele possa ser linearizado em torno desse ponto, o que faz com que se obtenha modelos lineares (KISHOR; SAINI; SINGH, 2007). Sendo assim, segundo Kundur (1994), a representação clássica de uma turbina hidráulica em estudos de estabilidade é normalmente baseada nas seguintes aproximações:

- A tubulação do conduto forçado é inelástica e a água é incompressível.
- A velocidade da água é diretamente proporcional a abertura da válvula G e a raiz quadrada da coluna hidráulica líquida H , dada pela Equação 2.1.

$$U = K_u G \sqrt{H}, \quad (2.1)$$

- A potência mecânica da turbina é proporcional ao produto entre altura da água e a vazão. Ela é expressa pela Equação 2.2:

$$P_m = K_p H U, \quad (2.2)$$

sendo P_m a potência mecânica da turbina. Os valores de K_u , K_p representam as constantes de proporcionalidade.

- As perdas de pressão no conduto forçado são desprezíveis.

Através destas aproximações pode-se desenvolver o modelo da turbina apresentado pelo diagrama de blocos da Figura 6 e que representa a função de transferência desta turbina. Neste diagrama, ΔA representa a variação da posição da válvula da turbina, ΔP_m representa a variação na potência mecânica na saída da turbina.

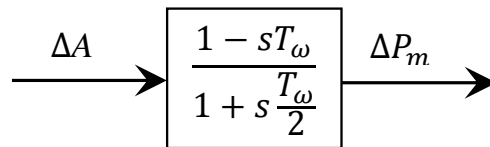


Figura 6: Função de transferência clássica para uma turbina hidráulica.

O valor de T_ω representa a constante de tempo da turbina. Ela indica o tempo necessário para uma altura de água inicial H_0 acelerar a água no conduto forçado, do repouso até uma velocidade inicial U_0 . Esta constante é calculada conforme a Equação 2.3.

$$T_\omega = \frac{LU_0}{a_g H_0}, \quad (2.3)$$

sendo a_g a aceleração da gravidade .

A função de transferência ilustrada pela Figura 6 descreve o comportamento da potência mecânica entregue ao gerador diante de variações na abertura do distribuidor, considerando as condições citadas anteriormente. Este modelo linear representa o desempenho da turbina a pequenas variações, sendo útil ao projeto de controle utilizando técnicas lineares de análise, como resposta em frequência, lugar das raízes entre outras. No entanto, como o objetivo é utilizar modelos de *SEPs* reais como estudo de caso, as não-linearidades das turbinas são observadas e por isso estes modelos utilizados para o projeto dos controladores serão exemplificados levando em consideração às características não lineares de cada unidade geradora, conforme descrito no Capítulo 5.

Para a implementação dos controladores, mesmo o controle de potência ativa e frequência não ser independente do controle de potência reativa e tensão nos geradores, pode-se obter uma visão melhor da operação de um *SEP* considerando o controle da potência ativa e da frequência, independente do sistema de excitação da máquina, ou seja, do controle da tensão e dos reativos no gerador.

Sendo assim, não considerando o controle de excitação da máquina, nestes sistemas, três tipos de regulação podem ser observadas para o controle de frequência: regulação

própria, regulação primária e regulação secundária. Por isso, estes conceitos serão abordados a seguir no intuito de entender como o controle de carga e frequência funciona.

2.3 Conceito de Regulação Própria

Todo *SEP* possui uma capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio carga-geração (KUNDUR, 1994). Isto se explica pelo fato da carga ser variável com a frequência, e portanto, quando a frequência decai também decai o valor absoluto da carga, indicando uma tendência do próprio sistema de se auto-regular, ou seja, de atingir um novo estado de equilíbrio. Esta propriedade é denominada Regulação Própria do sistema. A Regulação Própria é quantificada por meio do parâmetro D , denominado de coeficiente de amortecimento da carga pela frequência e definida pela Equação 2.4:

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta F}, \quad (2.4)$$

onde ΔP_D representa a variação da carga sensível à frequência e ΔF representa a variação da frequência do sistema. A Figura 7 mostra uma curva característica da variação da carga com a frequência.

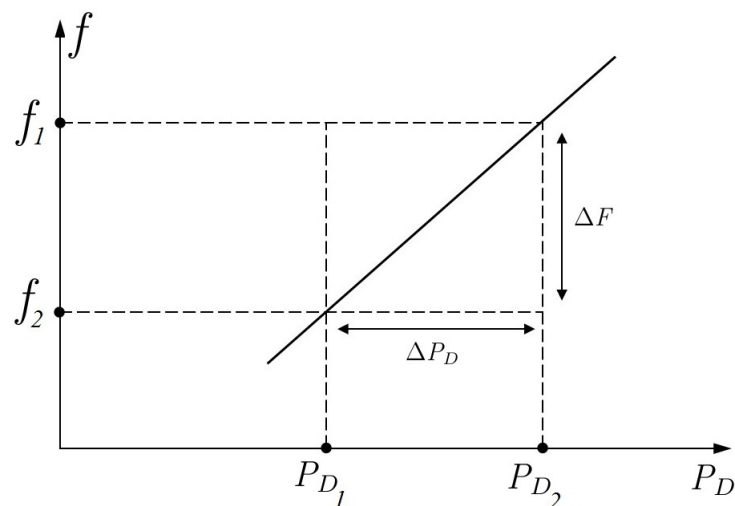


Figura 7: Curva de carga \times frequência.

Vale ressaltar que, independente da regulação própria do *SEP*, o gerador a ele conectado também contém uma constante de amortecimento para oscilações. No entanto,

voltando ao caso da regulação própria do sistema, como a potência elétrica do gerador é igual a potência de carga, obtêm-se a Equação 2.5.

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta F, \quad (2.5)$$

Dessa forma obtêm-se o diagrama de blocos mostrado na Figura 8. Ela representa a dinâmica do gerador em um sistema de potência incluindo o efeito de amortecimento da carga, onde ΔP_L representa a variação da carga não sensível à frequência. A variável $M = 2H$ representa a constante de inércia da máquina.

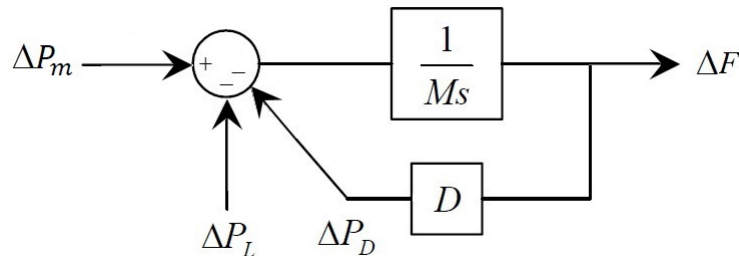


Figura 8: Diagrama de blocos com amortecimento.

2.4 Conceito de Regulação Primária

Como visto na seção anterior, um *SEP* apresenta uma característica denominada de Regulação Própria, capaz de alcançar um novo ponto de equilíbrio quando ocorre um desbalanço de carga e geração. Entretanto, esta auto-regulação pode levar o sistema a níveis operativos inaceitáveis (variações de frequência de grande porte). Diante disso, torna-se necessária a atuação de um controle que auxilie na condução do sistema a um novo ponto de equilíbrio mais favorável.

Por esta razão as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática que atuam no sentido de aumentar ou diminuir a potência gerada quando a velocidade (ou frequência) se afasta dos valores de referência (SAADAT, 1999). Este primeiro estágio de controle de velocidade em uma unidade geradora é denominado Regulação Primária (VIEIRA-FILHO, 1984).

A função da regulação primária é controlar a potência mecânica da turbina acoplada ao rotor do gerador, através de um regulador de velocidade, de modo a manter o

equilíbrio entre geração e carga. A resposta do gerador depende da característica de estatismo do regulador de velocidade, de modo que o gerador deve ter condições de aumentar ou reduzir sua geração.

O regulador de velocidade controla a velocidade da turbina e portanto a frequência da tensão gerada pelo gerador síncrono. Para que a velocidade seja mantida no valor desejado, a potência gerada deve ser igual a potência da carga. O desvio de velocidade é usado como sinal de entrada a partir do qual o regulador de velocidade controla a abertura da válvula de entrada de água.

Dessa forma, a ação do regulador de velocidade possibilita uma velocidade constante durante a operação em regime permanente. Se ocorrer alguma perturbação no sistema, o regulador atua no intuito de reduzir as variações de velocidade e frequência nominais, contribuindo com a estabilidade global do *SEP*. A Figura 9 mostra o diagrama de blocos do sistema de controle de velocidade com regulação primária.

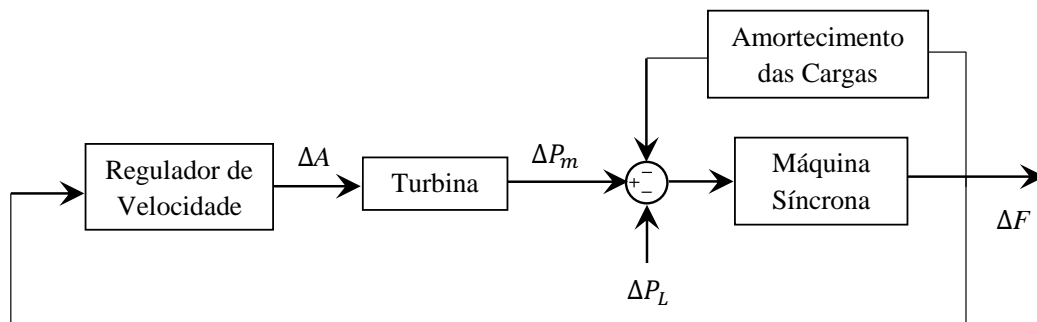


Figura 9: Diagrama de blocos do sistema de controle com regulação primária.

Os reguladores de velocidade apresentam diferentes características com relação a resposta em regime permanente após uma variação de carga. O comportamento do *SEP* associado a cada uma destas características pode exigir a modificação do regulador para melhorar a resposta transitória. Por isso, basicamente os reguladores podem ser classificados como: *i)* isócronos; *ii)* com queda de velocidade ou *iii)* com compensação de queda transitória. Estes tipos de reguladores serão abordados nas seções seguintes.

2.4.1 Regulador Isócrono

Um regulador de velocidade isócrono possui a característica de manter a mesma velocidade para qualquer que seja a demanda, ou seja, o erro de velocidade (frequência) em regime permanente é nulo. Contudo este regulador não é utilizado em sistemas operando

em paralelo com várias unidades geradoras devido à necessidade da divisão adequada de cargas (geração) entre as mesmas.

A estrutura física de um regulador isócrono é ilustrada pela Figura 10. As esferas indicadas giram em sincronismo com a turbina e a força que se exerce sobre elas é função da velocidade de rotação. A cada valor de velocidade (ou frequência) da máquina corresponde uma posição do ponto B . Dessa forma, podemos verificar que o fluxo de óleo no distribuidor será uma função da frequência, sendo que existe somente uma posição dos êmbolos do distribuidor para a qual o fluxo de óleo é interrompido, e esta corresponde à velocidade nominal da turbina (frequência nominal).

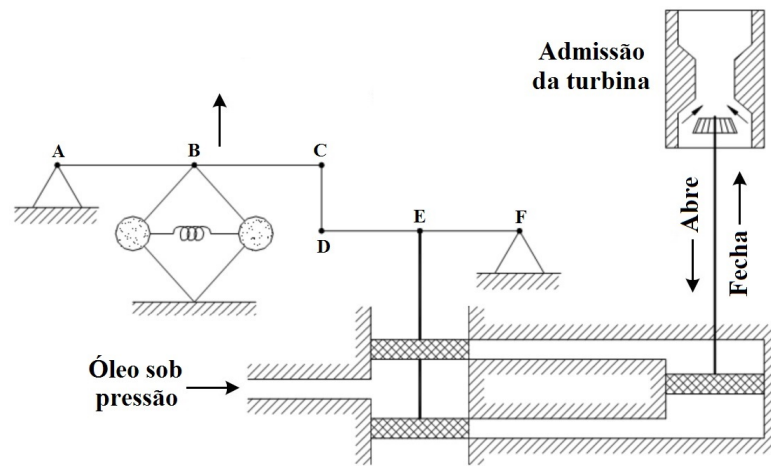


Figura 10: Regulador de velocidade isócrono.

Fonte: Adaptado de (GATTA, 2012)

Supondo-se uma diminuição na frequência devido a um aumento de carga no sistema. A tendência do ponto B , cuja posição é regida pela força centrífuga das esferas, é elevar-se, deslocando os êmbolos e provocando a abertura da parte superior do distribuidor, e como consequência uma injeção de óleo no pistão que fará uma abertura maior na admissão da turbina. Este movimento continuará até que se atinja exatamente o valor da frequência nominal do sistema, onde cessarão as injeções de óleo no distribuidor.

A partir da Figura 9, o diagrama de blocos da função de transferência que representa o regulador de velocidade isócrono é apresentado na Figura 11. Nesta Figura, K é o parâmetro de projeto do regulador.

Somente em um caso pode-se conceber tal tipo de regulação sem que danos sejam introduzidos para a estabilidade do sistema. Este caso é o de uma única máquina suprindo uma única carga. Isto significa que a operação em paralelo de unidades geradoras com

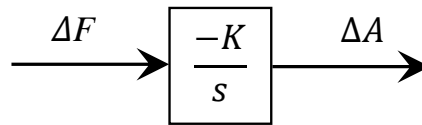


Figura 11: Diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrono.

controle do tipo isócrono possui uma séria dificuldade: estabelecer e manter valores de referência idênticos nos diversos controladores de velocidade do sistema (COSSE et al., 2013). A Figura 12 mostra a resposta no tempo de uma unidade geradora, dotada de um regulador isócrono, quando submetida a um aumento de carga e representada por um degrau.

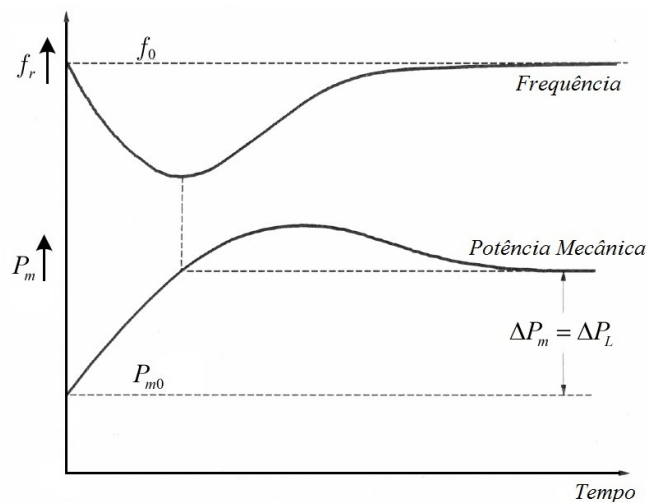


Figura 12: Reposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade isócrono.

Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994)

A implementação deste tipo de controle promove uma disputa entre as unidades no sentido de cada uma buscar estabelecer para o sistema a frequência definida no seu próprio valor de referência. Como a frequência é única ao longo de todo o sistema, no final deste processo teríamos um colapso, com algumas unidades tendendo ao seu despacho máximo enquanto outras tenderiam ao seu despacho mínimo.

Portanto, em *SEPs* com mais de uma unidade geradora suprindo as diversas cargas, este tipo de regulador embora apresente a vantagem de fazer com que a frequência retorne ao seu valor original, traz sérios problemas de instabilidade e impossibilidade de repartição adequada da carga entre as unidades geradoras. Para isso, os reguladores devem apresentar uma outra característica, como será visto a seguir.

2.4.2 Regulador com Queda de Velocidade

Para que se tenha uma divisão estável da carga entre duas ou mais unidades geradoras operando em paralelo, os reguladores destas unidades devem apresentar uma característica de queda de velocidade, também conhecida como *droop*.

Esta característica possibilita uma mudança de velocidade dependendo da carga, ou seja, apresenta erro de velocidade (frequência) em regime permanente, permitindo a distribuição das variações de carga entre as várias unidades geradoras conectadas de forma adequada, o que não é possível com o regulador isócrono. Contudo, o erro de regime permanente é uma desvantagem causada por uma regulação mais rápida, estável e bem distribuída entre as máquinas. A Figura 13 mostra um desenho esquemático da estrutura física de um regulador com queda de velocidade.

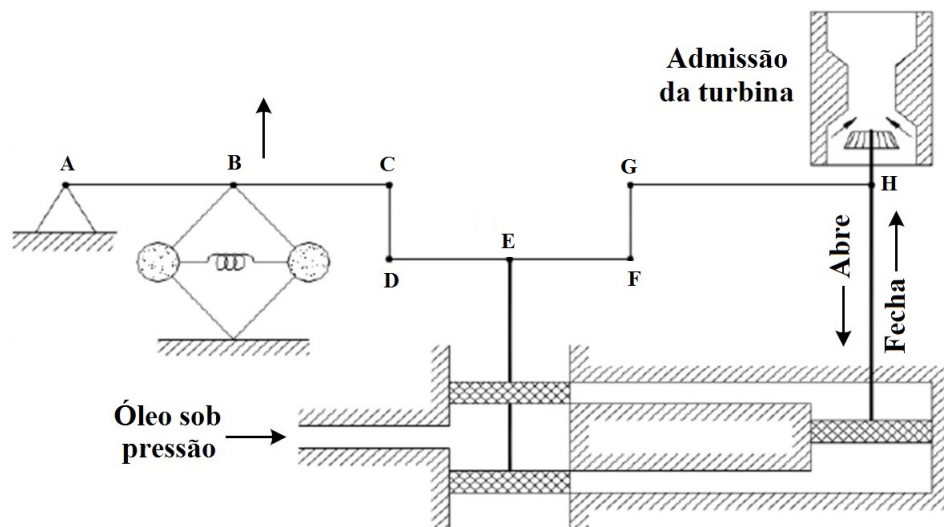


Figura 13: Estrutura física de um regulador com queda de velocidade.

Fonte: Adaptado de (GATTA, 2012)

Supondo-se uma diminuição na frequência devido a um aumento de carga no sistema, haverá uma tendência de elevação do ponto *B*. Haverá o deslocamento do êmbolo no sentido de abrir a válvula de admissão da turbina. O ponto *H* tenderá a baixar para uma nova posição, mostrando tendência de abaixar o ponto *E*. Quando se retorna à posição original, o servomecanismo deixa de atuar e o sistema está de novo em equilíbrio.

Esta característica de regulação pode ser obtida adicionando-se um sinal de realimentação em paralelo ao integrador da Figura 11, como mostrado na Figura 14.

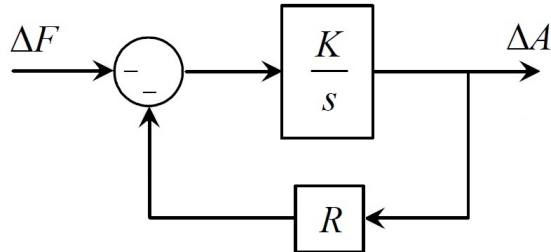


Figura 14: Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade.

Esta malha adicional promove uma redução no valor de referência à medida que a unidade assume carga. Com essa malha de realimentação o regulador de velocidade apresenta uma Característica Estática ou Estatismo representada pelo parâmetro R .

A função de transferência, que converterá um ΔF em um ΔA , representada pelo diagrama de blocos da Figura 14 pode ser escrita pela Equação 2.6 :

$$\frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + s \frac{1}{R.K}}, \quad (2.6)$$

Sabendo pela Equação 2.7 que:

$$T_1 = \frac{1}{R.K}, \quad (2.7)$$

onde T_1 representa a constante de tempo para este tipo de regulador, tem-se pela Equação 2.8 que:

$$\frac{\Delta A}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + sT_1}, \quad (2.8)$$

Na Figura 15 é apresentado o diagrama de blocos do controle dado pela Equação 2.7 e que considera o regulador com queda de velocidade.

Em Vieira-Filho (1984) é demonstrado que o acréscimo provocado na admissão ΔA é proporcional ao acréscimo na potência gerada pela máquina ΔP e em *p.u.* $\Delta A = \Delta P$. Portanto, a função de transferência da Equação 2.8 pode ser rescrita de acordo com a Equação 2.9.

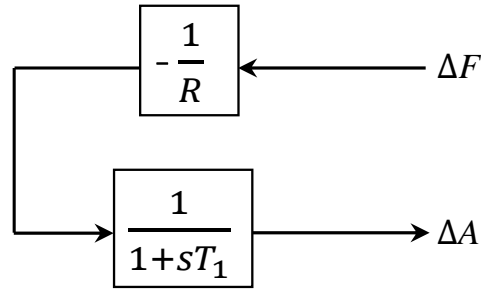


Figura 15: Regulador com queda de velocidade.

$$\frac{\Delta P}{\Delta F} = \frac{-1/R}{1 + sT_1}, \quad (2.9)$$

Aplicando-se o teorema do valor final na função de transferência acima para uma entrada do tipo degrau em ΔF , pode-se determinar o erro em regime permanente deste tipo de regulador, dado pela Equação 2.10.

$$\frac{\Delta P}{\Delta F} = -\frac{1}{R}, \quad (2.10)$$

A Equação 2.10 pode ser reescrita pela Equação 2.11.

$$\Delta P = -\frac{1}{R}\Delta F, \quad (2.11)$$

ou ainda pela Equação 2.12.

$$P - P_0 + \frac{1}{R}(f - f_0) = 0, \quad (2.12)$$

Esta última equação corresponde à equação de uma reta que passa por (P_0, f_0) , conforme apresentado na Figura 16.

O estatismo é definido como a variação da velocidade que se tem ao passar-se de carga zero (f_v) para plena carga (f_c), em *p.u.* da velocidade nominal (f_n), representado pelo Equação 2.13:

$$R(\%) = \frac{f_v - f_c}{f_n} \times 100. \quad (2.13)$$

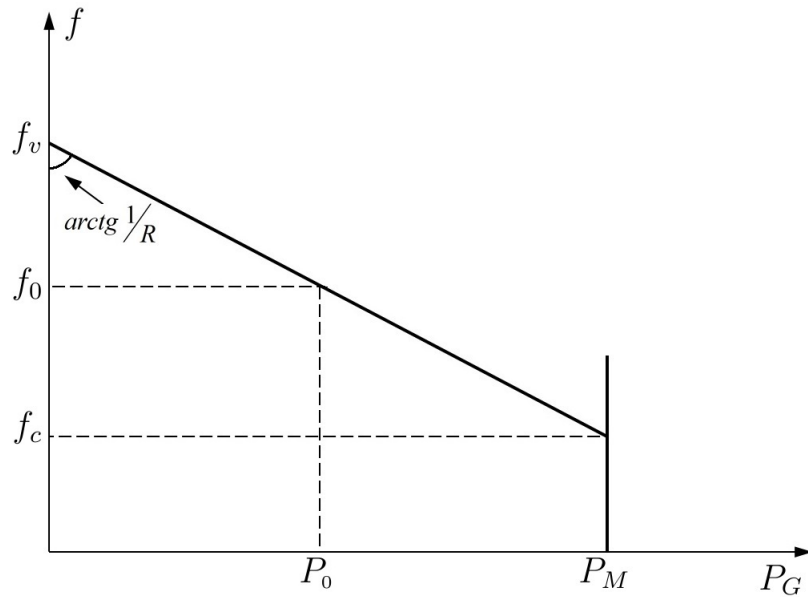


Figura 16: Característica frequência \times potência.

O ajuste do parâmetro R implica na rotação da reta mostrada na Figura 16 em torno do ponto (P_0, f_0) . Segundo o Operador Nacional do Sistema (*ONS*), os reguladores de velocidade do Sistema Interligado Nacional devem operar com estatismo de 5%.

Cabe ressaltar que para um regulador isócrono, $R = 0$, a curva frequência \times potência seria uma reta, na frequência nominal, paralela ao eixo das abscissas. Isto mostra a não possibilidade de existência de um ponto de operação para mais de uma máquina operando em paralelo (ANDERSON; FOUAD, 2003). Se duas ou mais unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo estão conectadas a um mesmo *SEP*, existirá somente um único valor de frequência para o qual as unidades dividirão o aumento de carga.

Considerando duas unidades geradoras com estatismos R_1 e R_2 (sendo $R_1 > R_2$), conforme Figura 17, o sistema inicialmente está operando a uma frequência nominal f_0 , e cada máquina gerando P_1 e P_2 .

Quando tem-se um aumento de carga ΔP_D os reguladores farão com que a potência mecânica de cada gerador aumente até se atingir um novo ponto de equilíbrio com um novo valor de frequência.

A parcela do aumento de geração que cada gerador absorverá, dependerá do estatismo de cada máquina que pode ser calculado através das relações apresentadas pelas Equações 2.14, 2.15 e 2.16:

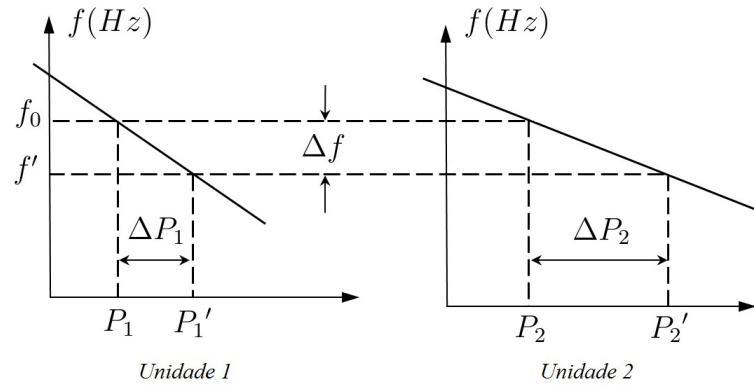


Figura 17: Divisão de carga por duas unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo.

Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994)

$$\Delta P_1 = P_1' - P_1 = -\frac{\Delta f}{R_1}, \quad (2.14)$$

$$\Delta P_2 = P_2' - P_2 = -\frac{\Delta f}{R_2}, \quad (2.15)$$

$$\Delta P_1 + \Delta P_2 = \Delta P_d = -\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right) \Delta f. \quad (2.16)$$

A Figura 18 mostra a resposta no tempo de uma unidade geradora, dotada de um regulador com estatismo, quando submetida a um aumento de carga.

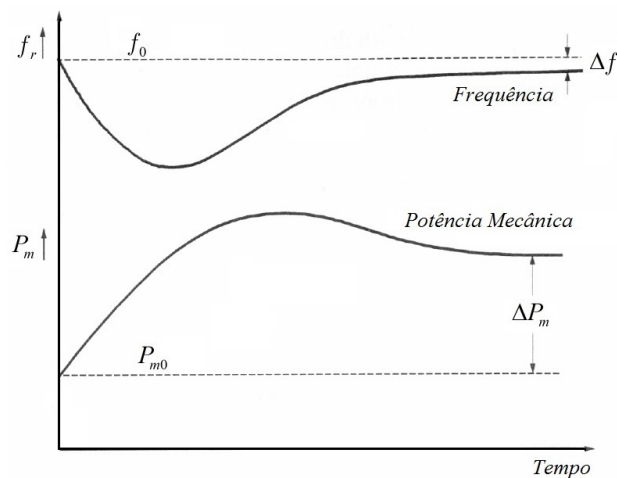


Figura 18: Resposta no tempo de uma unidade geradora com regulador de velocidade com estatismo.

Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994)

A utilização de reguladores de velocidade com estatismo supera os inconvenientes dos reguladores isócronos, ou seja, os problemas de estabilidade e de repartição de carga. No entanto, como consequência da característica estática do regulador, a frequência não retorna ao valor nominal permanecendo no sistema um erro de frequência proporcional ao montante de desequilíbrio de potência ocorrido. Por este motivo, uma outra característica de regulador que visa a correção deste valor de frequência e que é o mais adequado para o controle das turbinas hidráulicas é descrito a seguir.

2.4.3 Regulador com Compensação de Queda Transitória

Para a análise do desempenho de um *SEP* através dos métodos de resposta em frequência (diagramas de Bode ou Nyquist), o ganho em malha aberta, R observado no modelo do regulador com queda de velocidade é alto o suficiente para criar problemas nas altas frequências. Desse modo, é necessário que se use alguma forma de compensação tal que o ganho seja reduzido nas altas frequências, ou seja, alta regulação para altas frequências, enquanto que para baixas frequências o ganho volta a assumir o valor ditado pelo estatismo em regime permanente.

Esta compensação é obtida através de um compensador de atraso de fase em cascata, isto é, um compensador cuja função de transferência é do tipo:

$$G_c(s) = \frac{1 + T_r s}{1 + \frac{r}{R} T_r s}, \quad (2.17)$$

sendo r o estatismo transitório e T_r a constante de tempo do amortecedor hidráulico. Esta compensação de atraso de fase pode ser obtida através de uma modificação no regulador com queda de velocidade que consiste na realimentação transitória através do amortecedor hidráulico.

Devido às características peculiares de resposta das turbinas hidráulicas, os reguladores de velocidade não podem atuar muito rapidamente (característica do regulador com queda de velocidade) pois isso pode implicar em pressões excessivas na tubulação, ou mesmo causar instabilidade.

Dessa forma, o regulador com compensação de queda transitória, cuja estrutura física do regulador eletromecânico é ilustrada pela Figura 19, apresenta duas realimentações: uma que determina a regulação em regime permanente, ou a variação de velocidade para uma variação de carga, e uma que determina a regulação transitória,

uma variação de velocidade que prevalece durante o início do regime transitório.

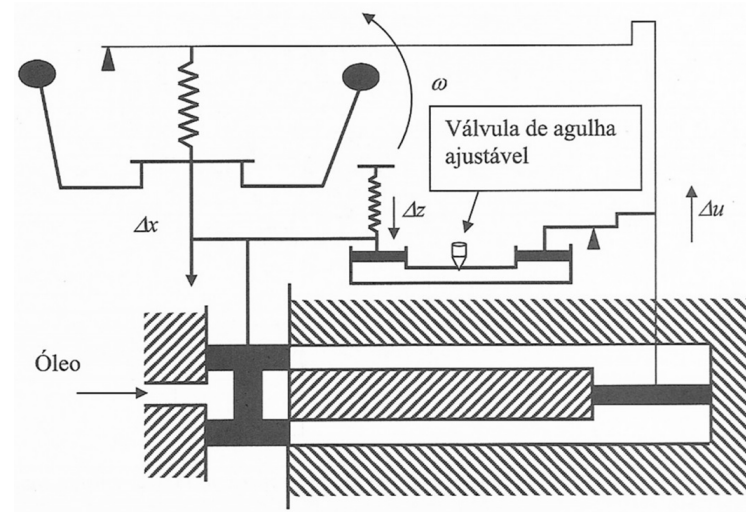


Figura 19: Regulador com compensação de queda transitória.

Fonte: Adaptado de (VINADÉ, 2003)

Para desvios rápidos de frequência, este regulador apresenta alta regulação (baixo ganho), enquanto que para variações lentas e em regime permanente, ele apresenta uma baixa regulação (ganho elevado). No entanto, mesmo com essas características da regulação primária, o restabelecimento da frequência ao seu valor nominal pode não ocorrer, sendo desejável que o sistema seja capaz de manter o seu equilíbrio dentro de erros de frequência admissíveis. Por isso, contornar este inconveniente é o objetivo da introdução na estrutura do regulador de velocidade de um segundo estágio de regulação, que constitui a chamada *Regulação Secundária*. Seu objetivo é solucionar os inconvenientes ocasionados pela regulação primária e recuperar o valor inicial e desejado de frequência.

2.5 Conceito de Regulação Secundária

Na seção anterior verificou-se que embora a regulação primária propicie o atendimento da demanda através da sua repartição entre as diversas unidades geradoras do sistema, isto se dá às custas de um desvio, em regime permanente, na frequência do sistema.

Variações de frequência no sistema poderiam se tornar inaceitáveis devido a impactos sucessivos de carga. Segundo Vieira-Filho (1984) diversas restrições à operação com sub frequência podem ser apontadas, dentre elas:

- Aumento na fadiga das unidades geradoras e consequente perda da vida útil.
- Cargas críticas controladas por processos síncronos, ou processos dependentes de relógios síncronos.
- Carga reativa do sistema tende a aumentar. Com frequências reduzidas, os capacitores conectados ao sistema tendem a fornecer menos reativo. Devido a esta redução, a solicitação de corrente reativa pode aumentar neste tipo de equipamento.

Por estes motivos, é necessária a existência de um controle suplementar que faça a frequência retornar ao seu valor original. Este controle atua na referência dos reguladores de velocidade e constitui a chamada Regulação Secundária. Para Vieira-Filho (1984), uma estratégia de controle suplementar deve ter os seguintes requisitos:

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

Para atender a estes requisitos, faz-se necessária uma malha de controle que verifique o erro de frequência do sistema e atue no regulador de velocidade de modo a eliminar esse erro. Para realizar essa função e introduzir a possibilidade de ajuste, um controlador integral associado a um ganho K_i deve ser utilizado, conforme mostrado na Figura 20.

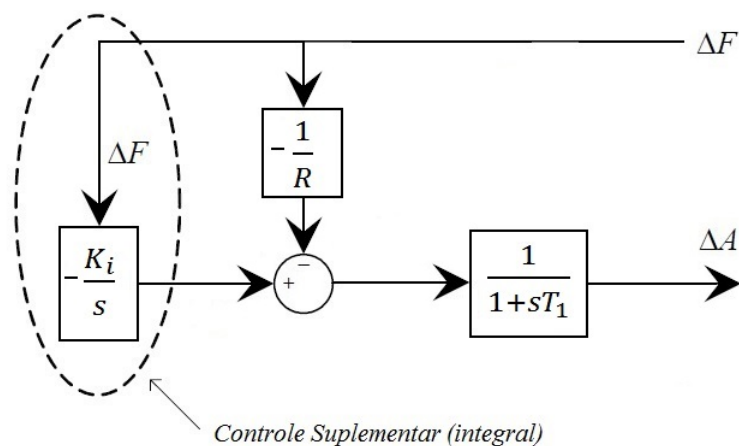


Figura 20: Malha de controle secundário.

Fonte: (ALMEIDA, 2004)

A característica estática do regulador para esse novo controle permanece com a mesma inclinação, ou seja, o mesmo valor de R . No gráfico apresentado na Figura 21, a ação do controle secundário pode ser interpretada como o deslocamento vertical da curva $f \times P$, para cima ou para baixo, conforme o interesse em modificar a frequência de referência do regulador.

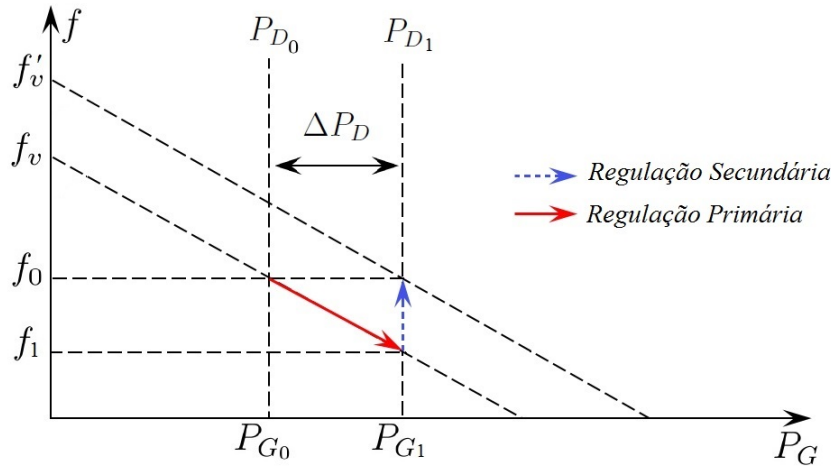


Figura 21: Característica $f \times P$ com regulação secundária.

Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2004)

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

Considerando-se como área de controle a parte de um *SEP* na qual os grupos de unidades geradoras respondem às variações de cargas contidas nesta parte do sistema, pode-se deduzir que:

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

O estatismo equivalente de uma área de controle pode ser obtido a partir dos estatismos individuais das unidades, representado pela Equação 2.18:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}, \quad (2.18)$$

A ação de controle secundário deve ser repartida entre as unidades geradoras participantes do controle, cada uma recebendo um sinal $\Delta\gamma_i = \alpha_i \Delta\gamma$ onde α é o fator de participação e $\sum \alpha_i = 1$, em *pu*. Tais fatores definem o montante que cada máquina tomará, do acréscimo de demanda, após a regulação secundária.

Uma grandeza muito utilizada nos estudos do controle de carga e frequência é o Erro de Controle de Área (*ACE - Area Control Error*), que corresponde ao sinal de entrada do integrador e portanto a grandeza que deve ser corrigida. No caso de uma única área de controle esse sinal é igual ao desvio de frequência. Com o objetivo de se controlar tanto os desvios de frequência como os desvios de intercâmbio, o sinal de *ACE* a ser aplicado à entrada do integrador será uma combinação destes dois sinais, como mostra a Equação 2.19:

$$ACE = \beta\Delta F + \Delta T, \quad (2.19)$$

onde β é o ajuste de frequência de área e ΔT é o parâmetro que representa a variação do intercâmbio. Uma vez que todos os elementos que compõem um *SEP* foram apresentados, incluindo as funções de transferência do regulador de velocidade, da turbina e da máquina síncrona, é possível representar o modelo do sistema contendo todos estes elementos através da Figura 22. Ela representa o diagrama de blocos do sistema de regulação primária e secundária para o regulador de velocidade considerando uma unidade geradora e o controle de intercâmbio.

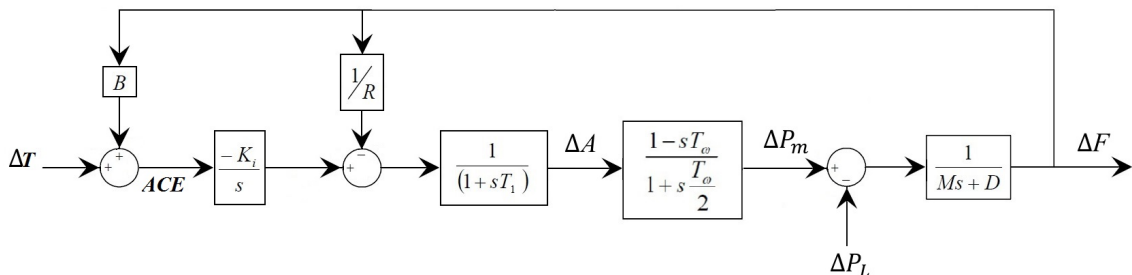


Figura 22: Diagrama de blocos com regulação primária, secundária e com controle de intercâmbio.

É importante ressaltar que no caso de sistemas interligados este controle secundário tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre áreas de controle vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente programados (BEVRANI, 2009). Contudo, convém salientar que ao se introduzir o controle de intercâmbio em um sistema de controle secundário, o objetivo principal de se anular o erro de frequência do sistema ainda permanece. Este erro resultante tem que ser corrigido por meio do ajuste das configurações do controlador de acordo com procedimentos adotados por toda a interligação.

Por isso, o ajuste apropriado dos parâmetros do controlador é necessário para obter um bom desempenho do *LFC* sem o movimento excessivo de unidades de geração (KINJO et al., 2006). Sendo assim, em um sistema de energia moderno, o *LFC* também desenvolve papel fundamental com um serviço auxiliar, suportando o intercâmbio de potência e proporcionando melhores condições de fornecimento de energia.

2.6 Conclusão

Este capítulo reservou-se a definição de alguns conceitos referentes à estabilidade de um *SEP* submetido a variações de carga que interferem na dinâmica do sistema. Estes conceitos fazem referência aos tipos de reguladores de velocidade existentes para o controle de carga e frequência dos *SEPs* capazes de restabelecer os valores nominais de frequência para a garantia da continuidade do fornecimento de energia elétrica às cargas independente da demanda de energia solicitada. O regulador de velocidade possui importância destacada por ser o responsável pela regulação da rotação da turbina, a qual apresenta relação direta com a frequência da energia elétrica produzida. Ele detecta quaisquer desvios da velocidade e os converte de uma maneira conveniente numa variação da posição das válvulas da turbina de forma a controlar a vazão de água. Além de caracterizar cada tipo de regulador de velocidade, apresentou-se ainda o modelo de uma unidade geradora de energia elétrica através de diagramas de blocos. Este *SEP* é composto pelo modelo do regulador de velocidade dotado de regulação primária e secundária, pelo modelo da turbina e pelo modelo da máquina síncrona. Neste sentido, para o controle de uma unidade geradora, é possível implementar uma metodologia para ajustar os parâmetros de um determinado controlador que atue sobre a malha hidráulica do *SEP*. Portanto, o capítulo seguinte aborda uma metodologia para a síntese de um controlador que utiliza uma estratégia *PID* para o controle de carga e frequência.

3 Síntese de um Controlador *PID* Robusto para o *LFC*

As unidades geradoras de energia elétrica estão sujeitas a contantes variações de carga que poderiam ocasionar um desequilíbrio no sincronismo dos geradores caso a frequência não for restabelecida. Como visto no capítulo anterior, os reguladores de velocidade possuem esta incumbência, isto é, trabalhar com a geração de potência de forma que a frequência seja sempre mantida dentro dos valores aceitáveis. No entanto, outra forma de realizar esta tarefa é pela síntese de controladores que atuam sobre a malha hidráulica das turbinas. Por isso, este capítulo, aborda a teoria do controle *PID*, a fim de apresentar uma metodologia para a síntese de um controlador *PID* robusto que garanta estabilidade e desempenho para *SEP* diante da mudança de sua dinâmica, a qual é evidenciada pelas condições do sistema e pelos parâmetros da turbina. Procura-se minimizar o efeito de uma variação de carga na frequência utilizando a norma H_∞ desta relação.

3.1 Introdução

A introdução de um controlador em um determinado sistema visa a modificação de sua dinâmica, manipulando a relação entrada/saída através da atuação sobre um ou mais dos seus parâmetros, com o objetivo de satisfazer certas especificações com relação a sua resposta. Os parâmetros do sistema que sofrem uma ação direta do controlador, são denominados de variáveis manipuladas, enquanto que os parâmetros no qual se deseja obter as mudanças que satisfaçam as dadas especificações, denominam-se variáveis controladas. Para o projeto de um controlador do tipo *PID* é necessária a definição de três ações de controle: proporcional (*P*), integral (*I*) e derivativa (*D*), visando melhorar tanto a resposta do regime transitório como a resposta do regime permanente. Estas ações variam em função das características da instalação hidráulica, da potência demandada, das características da máquina, entre outros fatores.

O controlador *PID* é definido por:

$$G(s) = \frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right). \quad (3.1)$$

A utilidade do controle *PID* está na sua aplicabilidade geral à maioria dos sistemas de controle. Estima-se que a maioria dos sistemas de controle utilizam controladores *PID*. Este fato se deve a algumas razões como a simplicidade e robustez destes controladores e a relação direta dos parâmetros de configuração do controlador e seus efeitos característicos na dinâmica do sistema.

Contudo, o projeto de um controlador *PID* para *SEPs*, necessariamente deve garantir a estabilidade para toda uma classe de funções de transferência que representam o conjunto de incertezas formado pelas variações da carga e dos parâmetros das turbinas, e não apenas para uma função de transferência nominal. Isto significa que a medida que um nível de potência é solicitado para suprir as cargas, o controlador deve levar em consideração a dinâmica originada por estas variações.

Por isso, o grande desafio para o projeto de sistemas de controle robustos é garantir o desempenho e a estabilidade do *SEP* na presença de incertezas consideráveis existentes sobre o processo a se controlar.

Neste sentido, este capítulo apresenta uma breve justificativa sobre a possibilidade de implementação do controle *PID* para o problema de carga e frequência de *SEPs*. Em seguida descreve-se um método baseado na minimização da norma H_∞ (melhor exemplificada na Seção 3.2) para síntese de um controlador *PID* robusto (NATARAJAN, 2005). Posteriormente se propõe uma modificação desta metodologia para a obtenção de resultados mais significativos.

3.2 Norma H_∞

A norma H_∞ é uma medida da robustez aplicada ao sistema de controle em malha fechada. Ela define o nível de atenuação na relação entrada/saída entre as perturbações e a saída controlada (GU; PETKOV; KONSTANTINOV, 2005).

Sendo assim, o projeto H_∞ consiste em reduzir a norma infinito da função ou matriz de transferência da saída controlada com respeito às entradas exógenas (que serão definidas no Capítulo 4), o que representa minimizar o pico da resposta em frequência

deste sistema em malha fechada (MACIEJOWSKI, 1989).

Vale especificar que, no caso de sistemas multivariáveis, o diagrama da resposta em frequência se refere ao diagrama de valores singulares e, no caso de sistemas monovariáveis, a amplitude do diagrama de Bode. Dessa forma, a norma H_∞ é definida como segue:

- A norma H_∞ da função de transferência $G(s)$ de um sistema com uma única entrada e uma única saída (*SISO*) é dada pela Equação 3.2.

$$\|G(s)\|_\infty = \sup_\omega |G(j\omega)|, \quad (3.2)$$

- A norma H_∞ da função de transferência $G(s)$ de um sistema com múltiplas entradas e múltiplas saídas (*MIMO*) é dada pela Equação 3.3.

$$\|G(s)\|_\infty = \sup_\omega \sigma |G(j\omega)|, \quad (3.3)$$

onde \sup_ω representa o valor supremo da matriz e $\sigma(G(j\omega))$ representa o máximo valor singular da matriz de transferência $G(s)$, e é definido pela Equação 3.4.

$$\sigma(G(j\omega)) = \sqrt{\lambda(G'(j\omega)G(j\omega))}, \quad (3.4)$$

onde λ denota o maior autovalor. A norma H_∞ é aplicada para controle robusto em diferentes tipos de problema. Alguns desses problemas podem ser encontrados em Silva-Júnior (2003), Cabello (2005), Sarracini-Júnior (2006), Santos (2010) e Pazelli (2011).

3.3 Controle de Carga e Frequência

Devido a crescente demanda energética no país, houve a necessidade de modernização dos processos produtivos de energia elétrica e, com isso, estudos para melhorar a eficiência dos equipamentos que compõem as usinas geradoras foram necessários.

Uma das necessidades que se faz presente é o controle de carga e frequência por meio do regulador de velocidade visto no Capítulo 2, o qual atua na abertura do sistema distribuidor da turbina de modo a manter regulada a velocidade angular do rotor, independentemente das variações de carga que ocorrem durante a operação desses geradores.

Este controle possui a função de regular a frequência em seu valor nominal e de manter a potência de intercâmbio entre as áreas de controle dentro dos valores programados pelo ajuste da saída dos geradores.

Normalmente os *SEPs* operam em duas configurações: *i)* isolado e *ii)* interligado. Em sistemas isolados a manutenção do intercâmbio de potência não é um problema. No entanto a função do *LFC* é restabelecer o valor da frequência em seu valor nominal, que é feito pelos reguladores de velocidade das unidades, como visto no Capítulo 2. Além disso, a ação de controle integral garante o erro zero de frequência em estado estacionário.

Nos sistemas interligados, para entender a base do controle secundário, inicialmente se analisa somente o comportamento do sistema com o controle primário. Sendo assim, Considere o sistema interligado mostrado na Figura 23.

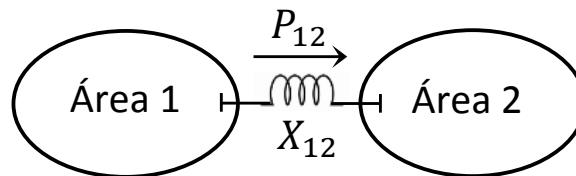


Figura 23: Sistema com duas áreas de controle.

Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994)

A Figura 23 consiste em duas áreas de controle conectadas por uma linha de transmissão com reatância X_{12} , cujo fluxo de potência é dado por P_{12} . Para o estudo do controle de carga e frequência, cada área pode ser representada por uma unidade equivalente de geração. De um lado o gerador e de outro um sistema equivalente solicitando determinado fluxo de potência.

Sabe-se que o *SEP* com duas áreas de controle dotado apenas com regulação primária é representado pelo diagrama de blocos mostrado na Figura 24. Através da Figura 24, percebe-se que cada área de controle é caracterizada por parâmetros individuais, tanto para a máquina síncrona quanto para as turbinas e os reguladores com os respectivos efeitos de *droop*.

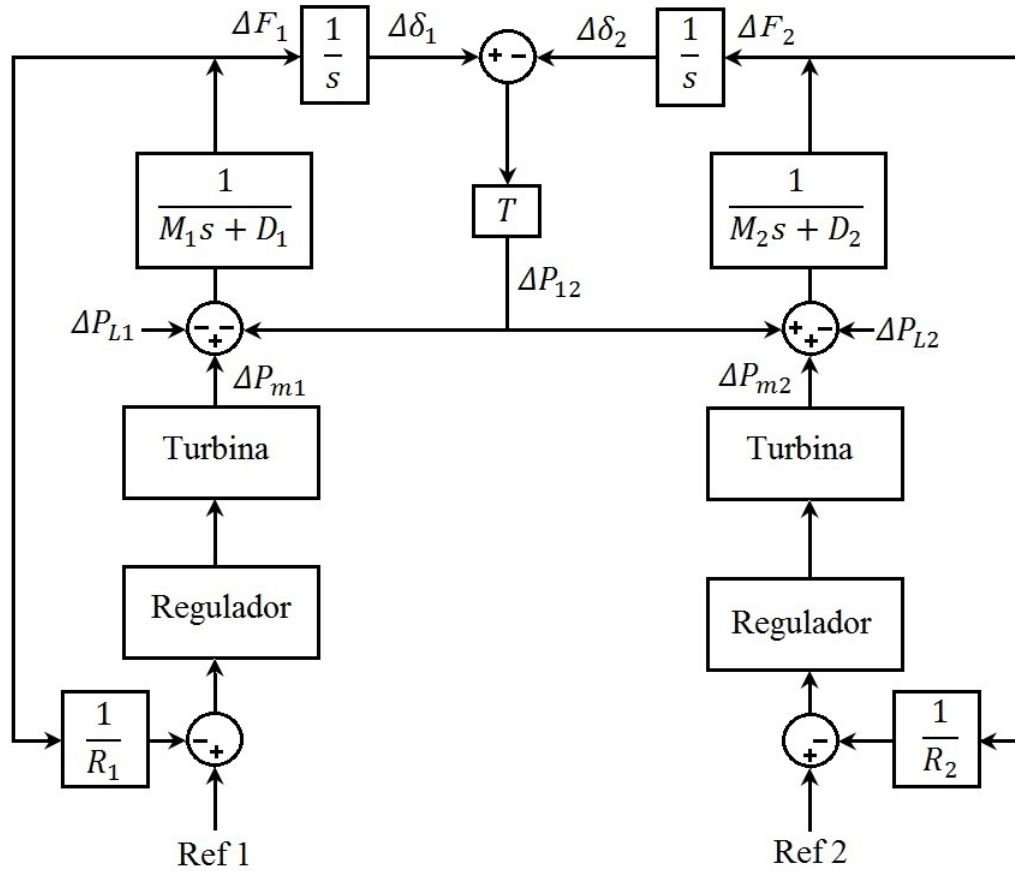


Figura 24: Diagrama de blocos de um *SEP* interligado com regulação primária.

Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994)

O parâmetro ΔP_{12} positivo representa o aumento do fluxo de potência da área 1 para a área 2. Este efeito equivale a aumentar a carga da área 1 e diminuir a carga da área 2, pois isso a realimentação de ΔP_{12} é negativo para a área 1 e positivo para a área 2. A linha de transmissão é rerepresentada pelo coeficiente do torque de sincronização T , dado pela Equação 3.5.

$$T = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \cos(\delta_1 - \delta_2). \quad (3.5)$$

sendo E_1 e E_2 as tensões do gerador da áreas 1 e do sistema equivalente da área 2 respectivamente e δ_1 e δ_2 os ângulos de rotor referentes ao gerador da área 1 e ao sistema equivalente da área 2 respectivamente. Em estado estacionário, os desvios de frequência são os mesmos para as duas áreas. Um aumento de carga na área 1 representado por ΔP_{L1} resulta na redução da frequência em ambas as áreas e na redução do fluxo de potência

pela linha de transmissão ΔP_{12} . O valor negativo de ΔP_{12} indica o fluxo contrário, ou seja, da área 2 para a área 1. Por isso, a variação de fluxo da linha de transmissão reflete na contribuição das características de regulação de uma área para outra. Estas relações formam a base para o controle de carga e frequência com regulação primária dos sistemas interligados.

No controle secundário, o objetivo do controle é restaurar o equilíbrio entre carga e geração de cada área, pois sua ação de controle busca manter os valores de frequência dentro dos valores desejados e manter a potência de intercâmbio das áreas vizinhas dentro dos valores desejados (KUNDUR, 1994). O controle secundário de uma determinada área deve idealmente corrigir as alterações apenas em sua área de controle. Ou seja, se houver uma mudança na carga da área 1, a ação de controle secundária atua apenas na área 1 e não na área 2. O diagrama de blocos da Figura 25 ilustra como o controle secundário é implementado.

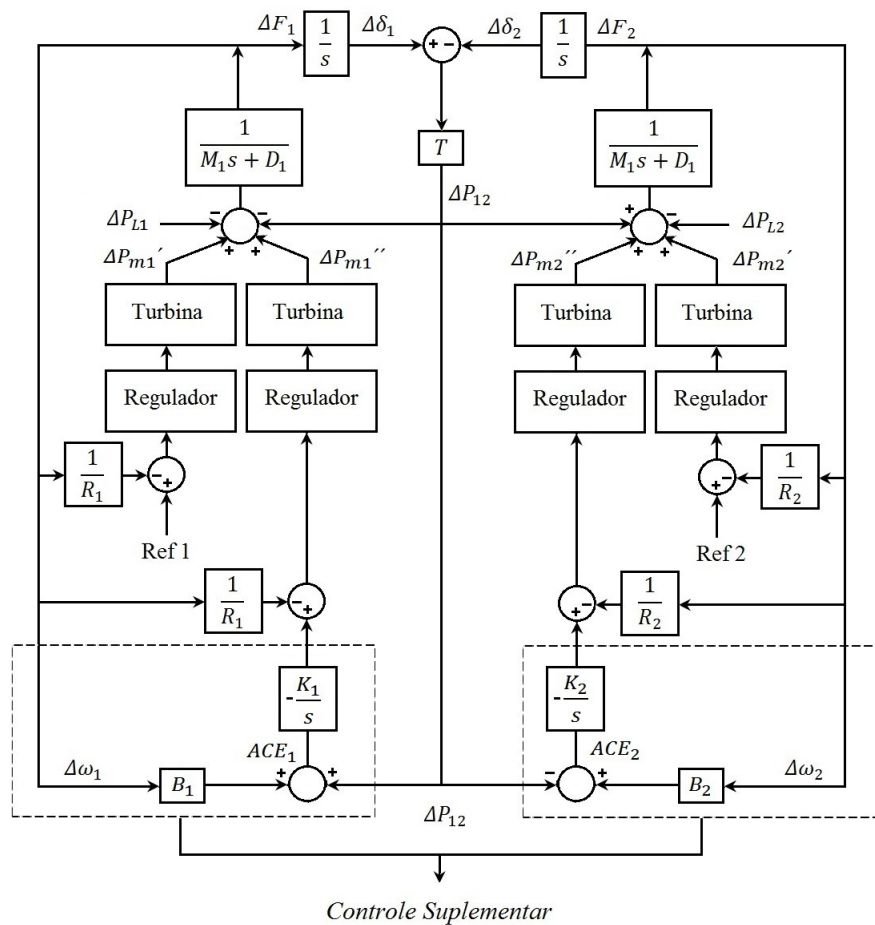


Figura 25: Diagrama de blocos de um SEP interligado com regulação secundária.

Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994)

Sendo assim, no intuito de minimizar o efeito de ΔP_L no valor da frequência, a função do *LFC* pode ser realizada através da sintonia de controladores que utilizam diferentes metodologias para a regulação da velocidade da turbina, que operam com controladores *PID* para esta finalidade. Dentre as diversas maneiras para se controlar a turbina, destaca-se o controle do tipo *PID*, pois a maioria dos reguladores de velocidade normalmente possuem esta estrutura (GIACOMINI, 2007).

Dessa forma, na seção a seguir, é apresentada uma abordagem para a síntese de um controlador *PID* que garanta estabilidade e desempenho para um *SEP* sujeito a variações em seu ponto de operação.

3.4 Minimização da Norma H_∞ com Restrições de Margem de Fase e Margem de Ganho

No trabalho de Natarajan (2005), é apresentado um método para a obtenção dos ganhos de controlador *PID* para minimizar o máximo da resposta em frequência do desvio de frequência existente diante de uma perturbação de carga. Este máximo deve ser considerado tendo como base diversos pontos de operação de *SEP*, estabelecidos pela variação dos parâmetros da turbina e pela condição do sistema equivalente. A abordagem é feita para garantir a estabilidade e desempenho do sistema para todas as combinações referentes às características das turbinas e aos parâmetros de rede.

Para a síntese deste controlador, considera-se a estabilidade nominal de cada ponto de operação. Além disso, uma margem de ganho *MG* e uma margem de fase *MF* são impostas. Finalmente, os ganhos do controlador *PID* são calculados minimizando uma função objetivo.

Seja um sistema de controle de velocidade conforme apresentado na Seção 3.3. Define-se $k = 1, 2, \dots, N$ como sendo todos os N possíveis pontos de operação do *SEP*. Assim, inicialmente a estabilidade nominal de cada ponto de operação é avaliada através do cálculo dos pólos de malha fechada nesse ponto. Havendo algum pólo no semiplano direito do domínio de *Laplace*, então uma função de penalidade para a estabilidade nominal (p_{n_s}) em um ponto de operação (k) é definida pela Equação 3.6.

$$p_{n_s,k} = L, \quad (3.6)$$

onde L representa um valor escolhido maior do que qualquer um dos outros valores das funções de penalidades possíveis, ressaltando a importância da estabilidade nominal de um ponto de operação sobre todos os demais. Caso os pólos em malha fechada estejam no semiplano esquerdo, a função de penalidade é definida pela Equação 3.7.

$$p_{n_s,k} = 0. \quad (3.7)$$

Na sequência, margens de fase e de ganho são incorporadas ao problema. Como estas margens são geralmente restrições de desigualdade, a função de penalidade para a estabilidade robusta deve ser zero ou próximo de zero sempre que as restrições de desigualdade estão satisfeitas, e grande quando as restrições não estão satisfeitas. Para tanto, as funções de penalidade para a margem de fase (p_m) e para a margem de ganho (g_m) em cada ponto de operação são definidas pelas Equações 3.8 e 3.9.

$$p_{m,k}(\phi_k) = k_1[1 + \tanh(k_2(\phi_d - \phi_k))], \quad (3.8)$$

$$g_{m,k}(m_k) = k_3[1 + \tanh(k_4(m_d - m_k))], \quad (3.9)$$

onde ϕ_k e m_k são as margens de fase e margens de ganho calculadas para o ponto de operação k e ϕ_d e m_d são as margens de fase e margens de ganho desejadas. Os valores das constantes k_1 , k_2 , k_3 e k_4 são escolhidas de forma que interfiram nas restrições. Por exemplo, variando-se os parâmetros k_2 e k_4 é possível verificar se a região das restrições satisfazem a função de penalidade. Posteriormente, variando-se os parâmetros k_1 e k_3 , altera-se o valor da magnitude da penalidade incorporada à função de penalidade.

Seja $G_r(j\omega)$ a resposta em frequência originada pela perturbação de carga ΔP_L dada uma frequência $\Delta\omega$ do sistema, conforme exemplificado pelas Figuras 24 e 25. A função objetivo é avaliada em função dos ganhos do controlador, levando em conta todos os pontos de operação. Esta função é dada pela Equação 3.10.

$$F = \max_{\substack{\omega \in [\omega_1, \omega_2] \\ k=1,2,\dots,N}} G_r(j\omega) + \sum_{k=1}^N [p_{n_s k} + p_{m k} + g_{m k}], \quad (3.10)$$

onde N é o número de pontos de operação, ω_1 e ω_2 representam o mínimo e o máximo da faixa de frequências em rad/s o qual a norma H_∞ de $G_r(j\omega)$ é avaliada. Portanto o controlador é calculado como segue:

$$K, K_i, K_d = \arg \min F, \quad (3.11)$$

sendo K o ganho proporcional, K_i o ganho integral e K_d o ganho derivativo obtidos satisfazendo tais condições.

3.4.1 Método Modificado para um Problema de Otimização com Restrições

Analisando a técnica de controle proposta em Natarajan (2005), observa-se que a síntese do controlador para obtenção dos ganhos é feita por meio da minimização de uma função objetivo, levando em consideração a análise da estabilidade nominal e da estabilidade robusta do *SEP* em estudo. Resumidamente, a medida que cada condição de estabilidade ou de desempenho não seja garantida, é atribuída à função objetivo uma penalidade, a fim de satisfazer todas as condições estabelecidas previamente.

Inicialmente, um dos problemas encontrados por este método foi identificar os valores iniciais dos ganhos. Estes ganhos são selecionados por meio de uma função de otimização com restrições, sendo que, dada uma aproximação inicial para os valores destes ganhos, a função de otimização calcula a solução do problema que minimiza a $f(x)$ e que verifica todas as restrições, encontrando o valor mínimo de uma função multivariável. No entanto, o método se mostrava ineficiente quando os ganhos iniciais não eram próximos aos valores otimizados ou quando as restrições para estabilidade nominal $p_{n_s,k}$ não fossem satisfeitas, contribuindo para que o algoritmo não minimizasse a função.

Sendo assim, na tentativa de utilizar aproximações iniciais para diversas faixas dos valores dos ganhos e incorporar restrições mais severas ao problema, é proposto o projeto de um controlador *PID* que seja capaz de limitar as condições para a estabilidade nominal e robusta. Isto significa que, caso alguma restrição não seja satisfeita, não será atribuída à função objetivo uma penalidade. Significa que serão estabelecidos limites que não devem ser violados, tanto para as margens de fase quanto para as margens de ganho. Por meio da função de otimização, é feita uma busca pelos mínimos locais a partir das estimativas iniciais para os ganhos.

Além disso, a possibilidade de estipular os limites inferiores e superiores para a otimização dos ganhos, permite que a busca seja feita no intervalo selecionado.

Dessa forma, a solução para este problema pode ser reescrita como segue:

$$\begin{aligned} & \min F_2 \\ & \textit{sujeito a} \begin{cases} \min_k \phi_k \geq \phi_d \\ \min_k m_k \geq m_d, \end{cases} \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\textit{onde} \quad F_2 = \max_{\substack{\omega \in [\omega_1, \omega_2] \\ k=1,2,\dots,N}} G_r(j\omega).$$

O valor retornado dos ganhos após a otimização da função objetivo implica no valor ótimo dos ganhos considerando as restrições impostas pela rotina de programação. Este valor calculado garante que o valor da norma H_∞ de cada ponto de operação seja mínimo. Para tanto, estipula-se que a margem de fase calculada ϕ_k para cada ponto de operação seja superior a margem de fase desejada ϕ_d e a margem de ganho calculada m_k seja superior a margem de ganho desejada m_d , considerando as restrições de estabilidade robusta.

3.5 Conclusão

Este capítulo abordou a utilização do controle *PID* para *SEPs*. A princípio, mostrou-se como é feita a atuação deste controlador através de suas ações de controle. Em seguida foi apresentada algumas características que justificam a implementação desta metodologia no problema de controle e regulação de *SEPs*. Apresentou-se a síntese do controlador *PID* com base em restrições de margem de fase e margem de ganho para a minimização da norma H_∞ que representa o máximo valor da resposta em frequência do sistema. Baseado nesta metodologia, adotou-se uma abordagem diferente para a síntese de controlador *PID* como um problema de otimização com restrições.

4 Projeto do Controlador H_∞

Neste capítulo apresenta-se a teoria do controle H_∞ para projetar um controlador robusto que garanta estabilidade e desempenho para um *SEP* sujeito a existência de um conjunto de incertezas causado pela variação das condições do sistema e pelas mudanças nos parâmetros das turbinas hidráulicas. Para tanto, inicialmente discute-se a utilização do controlador H_∞ em aplicações para *SEPs*, trazendo um resumo bibliográfico que utiliza esta abordagem. Posteriormente implementa-se o controlador H_∞ no âmbito de proporcionar um meio de comparação para o método proposto no Capítulo 3.

4.1 Introdução

Segundo Maciejowski (1989) o projeto H_∞ pode ser empregado quando se deseja que um sistema mantenha um determinado desempenho em condições adversas tais como erros de modelagem e distúrbios externos. Em termos gerais deseja-se, através de um método de otimização no domínio da frequência, reduzir os efeitos de distúrbios externos no processo tendo em vista o pior caso, ou seja, o valor de pico da resposta em frequência da função.

Como os *SEPs* operam em um cenário sujeito a constantes interferências externas que poderiam comprometer o funcionamento do sistema, isto possibilitaria a implementação deste tipo de controlador. No entanto, mesmo não sendo os controladores mais utilizados em escala industrial, que na sua grande maioria dispõe de controladores *PID*, sua implementação é de suma importância pois através dele é possível comparar os resultados obtidos e verificar a viabilidade do mesmo, no que diz respeito a estabilidade e desempenho do sistema.

A teoria do controle H_∞ foi introduzida por Zames (1981). O H_∞ teve um impacto significativo no desenvolvimento de sistemas de controle durante as décadas de 1980 e 1990 e atualmente a técnica tem amadurecido e suas aplicações em problemas industriais são cada vez maiores.

O termo H_∞ faz referência às funções de transferência que devem ser estáveis (polos no semi-plano esquerdo do eixo imaginário) e próprias (grau do polinômio do numerador menor ou igual ao grau do polinômio do denominador), e o termo ∞ denota a norma H_∞ (SHAHIAN; HASSUL, 1993).

Após a introdução da teoria de controle H_∞ , outras técnicas também robustas surgiram, dentre elas a síntese μ proposta por Doyle (1983) e simultaneamente a síntese K_m proposta por Safonov (1983), a *Teoria Quantitativa da Realimentação (QFT)* apresentada em Horowitz (1982) e os métodos baseados em incertezas estruturadas apresentados em Barmish e Kang (1993).

O emprego dos controladores H_∞ é atrativo pois sua obtenção pode ser feita através da solução de problemas de otimização baseados na utilização de *LMIs*, o que garante flexibilidade na formulação de problemas de otimização (COLANERI; GEROMEL; LOCATELLI, 1997).

4.2 Desigualdades Matriciais Lineares

A história das *LMIs* de sistemas dinâmicos teve início por volta de 1890, quando a teoria de Lyapunov foi publicada. Esta teoria mostrou que a equação diferencial $\dot{x}(t) = Ax(t)$ é estável (isto é, todas as trajetórias convergem para zero) se, e somente se, existir uma matriz definida positiva P sujeito a Equação 4.1.

$$A^T P + P A < 0. \quad (4.1)$$

Esta desigualdade, chamada de desigualdade de Lyapunov, foi a primeira *LMI* utilizada para analisar a estabilidade de um sistema dinâmico, conforme Gahinet e Apkarian (1994) e Boyd et al. (1994). De acordo com Sarracini-Júnior (2006) os métodos de Lyapunov foram inicialmente aplicados a alguns problemas práticos em engenharia de controle na década de 1940, onde as *LMIs* resultantes foram resolvidas analiticamente. Consequentemente, isto limitou sua aplicação a sistemas de pequeno porte (segunda, terceira ordem). Desde então, com o desenvolvimento de novos estudos, surgiram diversas formas para a resolução das *LMIs*, culminando com sua formulação como um problema de otimização convexa.

Aliado ao grande desenvolvimento dos computadores e o surgimento de algoritmos de otimização bastante eficientes para problemas convexos, as *LMIs* ganharam destaque e passaram a ser utilizadas com o objetivo de representar uma ampla variedade de problemas na área de controle.

4.2.1 Definição de *LMIs*

Uma *LMI* apresenta a forma descrita pela Equação 4.2.

$$F(x) = F_0 + \sum_{i=1}^m x_i F_i > 0, \quad (4.2)$$

onde $x \in \mathfrak{R}^m$ é a variável e as matrizes simétricas $F_i = F_i^T \in \mathfrak{R}^{n \times n}$, $i = 0, 1, \dots, m$ são dadas. O símbolo de desigualdade apresentada na Equação 4.2 significa que $F(x)$ é definida positiva, ou seja, o menor autovalor de $F(x)$ é positivo.

Embora a *LMI* de 4.2 pareça possuir uma forma específica, ela pode representar uma ampla variedade de problemas de restrições convexas em x , em particular, desigualdades lineares, desigualdades quadráticas (convexas), desigualdades de normas matriciais e restrições que surgem da teoria de controle, tais como desigualdades matriciais quadráticas convexas e de Lyapunov, geralmente podem ser colocadas na forma de uma *LMI*.

4.2.2 Complemento de Schur

Certas desigualdades não lineares podem ser convertidas para a forma *LMI* usando o complemento de *Schur* de forma que satisfaça a Equação 4.3.

$$\begin{bmatrix} Q(x) & S(x) \\ S(x)^T & R(x) \end{bmatrix} > 0, \quad (4.3)$$

onde $Q(x) = Q(x)^T$, $R(x) = R(x)^T$, seja equivalente as condições apresentadas na Equação 4.4.

$$R(x) > 0, \quad Q(x) - S(x)R(x)^{-1}S(x)^T > 0. \quad (4.4)$$

Em outras palavras, o conjunto de desigualdades não lineares mostrada na Equação 4.4 pode ser representado como uma *LMI* através da Equação 4.3.

De maneira geral, o emprego das *LMIs* consiste em caracterizar o problema de controle como um problema de otimização com restrições na forma de desigualdades matriciais, isto é, minimizar γ sujeito a $A(x, \gamma) < 0$. O valor de γ representa uma função objetivo linear a ser minimizada, $A(x, \gamma)$ é uma matriz que depende das variáveis de decisão/otimização, x são as variáveis de otimização e a restrição $A(x, \gamma) < 0$ significa que a matriz A é definida negativa.

Para o projeto do H_∞ , alguns conceitos se fazem necessários. Por isso, a seguir serão discutidos alguns conceitos fundamentais para o entendimento desta teoria, como o conceito do valor singular e o conceito da norma H_∞ , bem como a formulação do problema para esta estratégia de controle.

4.3 Formulação do Problema H_∞

O projeto H_∞ aumenta a margem de estabilidade robusta de um determinado processo ou sistema $G(s)$, ou seja, aumenta a quantidade de incertezas que podem ser admitidas sem perda de estabilidade, pois, com a atuação do controlador H_∞ , ocorre uma redução do pico da resposta em frequência entre a entrada da perturbação e a saída de desempenho medida.

A Figura 26 ilustra a representação usual do problema H_∞ , conforme é apresentado em Zhou, Doyle e Glover (2010).

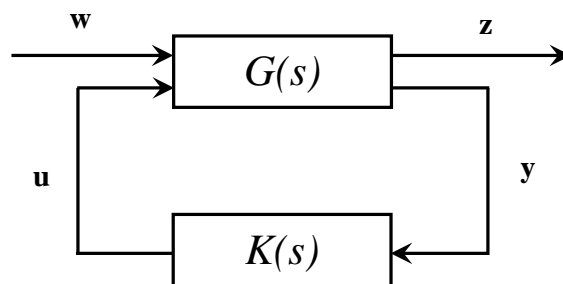


Figura 26: Representação dinâmica do problema H_∞ .

Fonte: Adaptado de (ZHOU; DOYLE; GLOVER, 2010)

onde \mathbf{w} é o vetor de entradas exógenas (distúrbios externos), \mathbf{u} é o vetor de controle, \mathbf{z} é o vetor de sinais que se deseja controlar e utilizado para medir o desempenho do sistema (exemplo: sinais de controle e estados) e \mathbf{y} é o vetor de sinais enviados ao controlador e $K(s)$ o controlador proposto.

4.4 Controlador H_∞ Utilizado

Conforme é apresentado em Doyle et al. (1988) e Colaneri, Geromel e Locatelli (1997), a função de transferência $G(s)$ da Figura 26 pode ser denotada pelo modelo em espaço de estados representado pela Equação 4.5.

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + B_2u(t) + B_1w(t) \\ y(t) = Cx(t) + Du(t) \end{cases} . \quad (4.5)$$

O problema formulado para obter o controlador H_∞ resume-se em determinar K tal que $u(t) = Kx(t)$ estabilize assintoticamente e minimize a norma H_∞ do sistema em malha fechada, dado pela Equação 4.6.

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = (A + B_2K)x(t) + B_1w(t) \\ y(t) = (C + DK)x(t) \end{cases} . \quad (4.6)$$

Como visto anteriormente, o problema do controle H_∞ pode ser resolvido via utilização de *LMIs*. A solução é dada pelo teorema que garante que o sistema representado pela Equação 4.5 seja estabilizável por realimentação de estados se, e somente se, existir uma solução para o problema convexo de otimização dado pela Equação 4.7 (OLIVEIRA; PERES, 2010).

$$\begin{aligned} & \min \quad \mu \\ & Z, W = W' > 0 \\ & \begin{bmatrix} AW + WA' + B_2Z + Z'B_2' & WC' + Z'D' & B_1 \\ CW + DZ & -I & 0 \\ B_1' & 0 & -\mu I \end{bmatrix} < 0. \end{aligned} \quad (4.7)$$

Na solução ótima $K = WZ^{-1}$ é tal que a função de transferência em malha fechada satisfaz $\|G(s)\|_\infty^2 = \mu$. Quando um sistema leva em consideração a variação de parâmetros em função do tempo, isso recai em incertezas para o modelo da planta. Quando isso ocorre, considera-se a presença de incertezas paramétricas de diversas maneiras, sendo que uma representação bastante utilizada para este tipo de situação é a politópica, onde o sistema linear é dado pela Equação 4.8.

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = A(\alpha)x(t) + B_2(\alpha)u(t) + B_1(\alpha)w(t) \\ y(t) = C(\alpha)x(t) + D(\alpha)u(t) \end{cases}, \quad (4.8)$$

onde as matrizes incertas $A(\alpha)$, $B_2(\alpha)$, $B_1(\alpha)$, $C(\alpha)$ e $D(\alpha)$ pertencem a um domínio politópico descrito como a combinação convexa de vértices conhecidos. Em outras palavras, isso pode ser evidenciado pela Equação 4.9.

$$(A(\alpha), B_2(\alpha), B_1(\alpha), C(\alpha), D(\alpha)) \in \Omega$$

onde

$$\Omega = \left\{ (A(\alpha), B_2(\alpha), B_1(\alpha), C(\alpha), D(\alpha)) = \sum_{i=1}^N \alpha_i (A_i, B_{2i}, B_{1i}, C_i, D_i); \quad \alpha \in \Delta \right\} \quad (4.9)$$

O parâmetro "α", considerado como invariante no tempo, representa as incertezas paramétricas e pertence ao simplex unitário denotado pela Equação 4.10.

$$\Delta = \left\{ \alpha \in R^n : \sum_{i=1}^N \alpha_i = 1; \quad \alpha_i \geq 0 \right\}. \quad (4.10)$$

Partindo da função de Lyapunov quadrática $v(x(t)) = x(t)'P(\alpha)x(t)$ com $P(\alpha)$ a determinar, tem-se que $v(x(t)) > 0, \forall x(t) \neq 0$ implica em $P(\alpha) > 0$ para todo $\alpha \in \Delta$ e $\dot{v}(x(t)) < 0, \forall x(t) \neq 0$ tal que $\dot{x}(t) = A(\alpha)x(t)$ implica na condição apresentada pela Equação 4.11.

$$0 > x(t)'A(\alpha)'P(\alpha)x(t) + x(t)'P(\alpha)A(\alpha)x(t), \quad (4.11)$$

que pode ser reescrita na forma denotada pela Equação 4.12.

$$0 > x(t)'(A(\alpha)'P(\alpha) + P(\alpha)A(\alpha))x(t). \quad (4.12)$$

Portanto, $A(\alpha)$ é assintoticamente estável para todo $\alpha \in \Delta$ se e somente se as *LMI*s dadas pela Equação 4.13,

$$P(\alpha) > 0 \quad , \quad A(\alpha)'P(\alpha) + P(\alpha)A(\alpha) < 0, \quad (4.13)$$

forem satisfeitas para todo $\alpha \in \Delta$, o que teria que ser verificado em um número infinito de pontos. Sendo assim, para a síntese de ganhos de realimentação de estados considerando o caso incerto, as *LMI*s podem ser exploradas de forma a se tornarem dependentes de parâmetros. Para resolvê-las, é preciso definir alguma estrutura para a incógnita do problema (matriz $P(\alpha)$) e então obter condições numericamente verificáveis, de preferência na forma de *LMI*s, que forneçam uma resposta sobre a estabilidade de $A(\alpha)$ ou sobre a existência de um ganho robusto de realimentação de estados.

Nos últimos anos surgiram diversos procedimentos com convergência garantida para tratar os problemas de análise e de cômputo de custo garantido para sistemas incertos politópicos. Na maior parte dos casos, são construídas condições de *LMI*s cada vez mais precisas e complexas para a verificação das restrições.

A estrutura que proporcionou inúmeros resultados em análises e sínteses de controladores para sistemas incertos considerava a matriz $P(\alpha)$ como sendo igual a uma matriz P . Esta estrutura ficou conhecida como estabilidade quadrática. Dessa forma, utilizando a matriz de Lyapunov constante, obtêm-se condições necessárias para a síntese e um controlador robusto por realimentação de estados através de extensões do teorema da estabilidade quadrática. Trata-se da análise da estabilidade com **Função de Lyapunov Afim**. Segundo este teorema utilizado para efeitos de simulações (OLIVEIRA; PERES, 2010), a matriz $A(\alpha) \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ é assintoticamente estável para todo $\alpha \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ se e somente se existirem matrizes $X_1(\alpha) \in \mathfrak{R}^{n \times n}$, $X_2(\alpha) \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ e uma matriz simétrica positiva $P(\alpha) \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ sujeita as condições apresentadas pela Equação 4.14.

$$\Theta(\alpha) = \begin{bmatrix} X_1(\alpha)A(\alpha) + A(\alpha)'X_1(\alpha)' & P(\alpha) - X_1(\alpha) + A(\alpha)'X_2(\alpha)' \\ P(\alpha) + X_2(\alpha)A(\alpha) - X_1(\alpha)' & -X_2(\alpha) - X_2(\alpha)' \end{bmatrix} < 0. \quad (4.14)$$

Escolhendo para a matriz de Lyapunov uma estrutura similar à da matriz $A(\alpha) \in \Omega$ e fixando as matrizes X_1 e X_2 como constantes, tem-se as condições suficientes para a estabilidade robusta, enunciadas pelo seguinte teorema:

TEOREMA (OLIVEIRA; PERES, 2010): A matriz $A(\alpha) \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ é assintoticamente estável para todo $\alpha \in \Delta$ se existirem matrizes $X_1 \in \mathfrak{R}^{n \times n}$, $X_2 \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ e matrizes simétricas definidas positivas $P_i \in \mathfrak{R}^{n \times n}$, com $i = 1, \dots, N$ sujeitas as condições apresentadas pela Equação 4.15.

$$\Theta_i = \begin{bmatrix} X_1 A_i + A_i' X_1' & P_i - X_1 + A_i' X_2' \\ P_i + X_2 A_i - X_1' & -X_2 - X_2' \end{bmatrix} < 0, \quad i = 1, \dots, N. \quad (4.15)$$

Como pode ser observado na Equação 4.15, explora-se o fato da matriz de Lyapunov não aparecer multiplicando a matriz dinâmica do sistema e impõem-se multiplicadores constantes X_1, X_2 . Além disso, um resultado interessante que explora a estrutura afim para a matriz de Lyapunov, bem como o fato de " α " pertencer ao simplex unitário diretamente na condição de estabilidade robusta vinda do Teorema de Lyapunov, pode ser descrito pelo seguinte teorema:

TEOREMA (OLIVEIRA; PERES, 2010): A matriz $A(\alpha) \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ é assintoticamente estável para todo $\alpha \in \Delta$ se existirem matrizes simétricas definidas positivas $P_i \in \mathfrak{R}^{n \times n}$, com $i = 1, \dots, N$ sujeitas as condições apresentadas pela Equação 4.16.

$$\begin{aligned} A_i' P_i + P_i A_i &< 0 \quad , \quad i = 1, \dots, N \\ A_i' P_j + P_j A_i + A_j' P_i + P_i A_j &< 0 \quad , \quad i = 1, \dots, N-1 \quad , \quad j = i+1, \dots, N. \end{aligned} \quad (4.16)$$

Escolhendo-se multiplicadores $X_1 = X$ e $X_2 = \xi X$, com ξ uma variável escalar a determinar, pode-se obter uma condição suficiente para a estabilização robusta de sistemas incertos, proposto pelo seguinte teorema:

TEOREMA (OLIVEIRA; PERES, 2010): O sistema incerto representado pela Equação 4.8 é estabilizável por um ganho robusto de realimentação de estados se existirem matrizes simétricas definidas positivas $W_i \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ com $i = 1, \dots, N$, matrizes $X \in \mathfrak{R}^{n \times n}$, $Z \in \mathfrak{R}^{m \times n}$ e um escalar $\xi > 0$ sujeita as condições apresentadas pela Equação 4.17.

$$\begin{bmatrix} A_i X + X' A_i' + B_i Z + Z' B_i' & W_i - X' + \xi A_i X + \xi B_i Z \\ W_i - X + \xi X' A_i' + \xi Z' B_i' & -\xi X - \xi X' \end{bmatrix} < 0 \quad , \quad i = 1, \dots, N. \quad (4.17)$$

Em caso afirmativo, $K = ZX^{-1}$ é o ganho e a estabilidade robusta do sistema em malha fechada é assegurada pela função de Lyapunov $v(x(t)) = x(t)'W(\alpha)x(t)$, onde $W(\alpha)$ pode ser denotado pela Equação 4.18.

$$W(\alpha) = \sum_{i=1}^N \alpha_i W_i \quad , \quad \alpha \in \Delta. \quad (4.18)$$

Até aqui, os conceitos e definições necessárias para se projetar um controlador H_∞ para sistemas incertos foram difundidos. No contexto de uma unidade geradora, onde a planta pode ser representada por várias funções de transferência que representam sua dinâmica em função das mudanças que ocorrem constantemente, a seguinte seção busca exemplificar como foi feita a implementação deste controlador no cenário de *SEPs*, utilizando esta metodologia abordada. Assim, será possível estabelecer uma base de comparação com a técnica apresentada no Capítulo 3.

4.5 Controle de Carga e Frequência via H_∞

Para o projeto do controlador H_∞ , a função de transferência que representa o sistema de um *SEP* pode ser denotada pelo modelo em espaço de estados. Nos *SEPs*, como as condições do sistema e seus parâmetros mudam constantemente, é possível representar este sistema por diversos modelos. Por isso, a medida que um parâmetro se altera, uma nova representação em espaço de estados para este sistema é observada.

Por isso, considere um sistema simplificado de um *SEP* mostrado na Figura 27 sem levar em consideração a ação de um controlador.

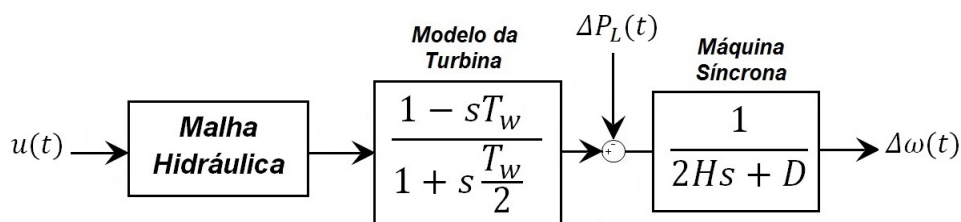


Figura 27: Modelo simplificado de um *SEP* sem controlador.

Este sistema possui uma representação em espaço de estados descrita pela Equação 4.5. A matriz A representa a matriz dinâmica do sistema, enquanto que C representa a matriz de saída e D a matriz de transmissão direta. A matriz B representa a matriz de entrada do sistema. Enquanto B_1 representa a matriz de entrada vista da perturbação $\Delta P_L(t)$ para a saída $\Delta\omega(t)$, B_2 representa a matriz de entrada vista do controle $u(t)$ para a saída $\Delta\omega(t)$. A medida que qualquer parâmetro deste sistema sofre uma alteração, seja

pela variação da capacidade de geração ou pela variação dos parâmetros da turbina, estas matrizes são modificadas e conseqüentemente uma nova representação para este sistema é constatada. Sendo assim, dependendo da quantidade de pontos de operação que o sistema funciona, para o projeto do controlador H_∞ , a representação politópica do sistema é utilizada. Nesta representação, o sistema é composto por um conjunto de modelos que apresentam uma classe de incertezas, os quais são formados pela combinação convexa entre todos os pontos de operação. A incerteza se evidencia no *SEP* conforme sua dinâmica se altera. Por isso, cada ponto de operação consiste em um vértice da representação politópica.

Para a obtenção deste controlador, é necessário determinar um ganho K tal que a lei de controle por realimentação de estados $u(t) = Kx(t)$ estabilize o sistema e minimize sua norma H_∞ em malha fechada para todo o conjunto de modelos que formam a região convexa. Isso significa que todos os modelos originados com as mudanças dos parâmetros ou condições do sistema devem ser considerados para a obtenção do controlador. Estes ganhos K , cuja dimensão é dada pela ordem do sistema, são obtidos por meio de uma adaptação do Teorema da Função de Lyapunov Afim, que garante que o sistema seja estabilizável por este ganho robusto de realimentação de estados na existência de matrizes simétricas sujeitas a determinadas condições, dadas pelas Equação 4.17. Uma vez determinados os ganhos, a nova representação dos sistema por realimentação de estados que é dada pela Equação 4.6, altera as matrizes A , B , C e D do sistema e é selecionada para efeitos de simulação, considerando o degrau de carga. A Figura 28 representa o digrama de blocos de um *SEP* sujeito a ação deste controlador, analisando seu comportamento após uma perturbação de carga $\Delta P_L(t)$. Os estados $x(t)$ (do sistema como um todo) realimentam o controle de forma a minimizar o efeito da perturbação na saída $\Delta\omega(t)$.

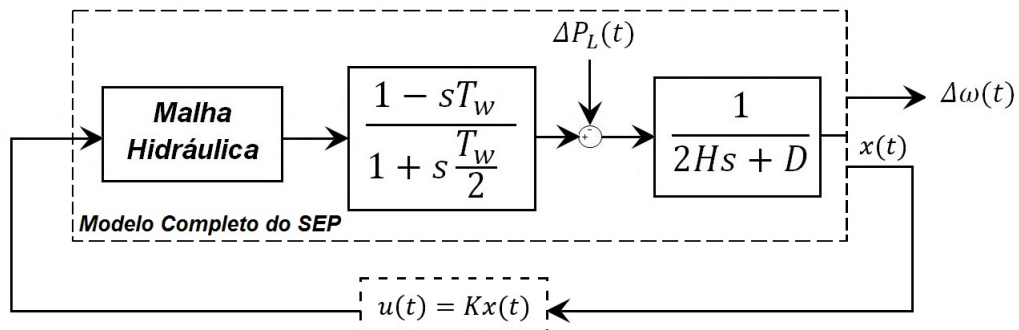


Figura 28: Modelo simplificado de um *SEP* com controlador H_∞ .

4.6 Conclusão

Este capítulo abordou a teoria do Controle H_∞ para projetar um controlador robusto para um determinado *SEP*. Esta metodologia torna-se relevante neste contexto, pois ela admite um aumento de incertezas na dinâmica da planta, possibilitando um aumento da margem de estabilidade robusta deste sistema. Além disso o capítulo enfatizou a importância deste controlador no sentido de propor uma comparação significativa ao método de sintonia do *PID* robusto visto no Capítulo 3. Sendo assim, a implementação deste controlador ao *SEP* evidencia a atuação do controle para uma classe de incertezas disponíveis no modelo da planta. Estas incertezas são evidenciadas pelas mudanças nos parâmetros da rede e pelos níveis de potência gerada que conseqüentemente alteram a dinâmica da planta pela combinação destes parâmetros. No Capítulo 5 serão apresentados os modelos dos *SEPs* para a realização dos estudos de caso e os resultados obtidos pela atuação dos controladores propostos por este trabalho.

5 Estudos de Caso

Afim de observar a aplicabilidade dos algoritmos implementados para o controle robusto nos capítulos anteriores, neste capítulo serão abordados dois estudos de caso. O primeiro deles trata de uma unidade geradora de 100 *MW*, usina de Mactaquac, localizada no estado de New Brunswick (Canadá) e que possibilitaria a inserção dos controladores projetados para análise comparativa dos resultados. Este problema pode ser considerado um problema benchmark por já ser objeto de estudo na análise de controladores por vários autores (Marshall e Smolinski (1973), Thorne e Hill (1975), Phi et al. (1981), Jiang (1995), Natarajan (2005), Husek (2014) e Pelacini et al. (2014)). O segundo trata de uma unidade geradora de 133 *MW* de uma *UHE* (*Usina Hidrelétrica*) do *SIN* (*Sistema Interligado Nacional*), localizada no estado de Minas Gerais (Brasil). Por isso, nas seções seguintes, serão apresentados a descrição destes *SEPs*, o projeto dos controladores, bem como os resultados experimentais obtidos via simulação, analisando seu comportamento diante de condições de funcionamento adversas.

5.1 Estudo de Caso I: Usina de Mactaquac

Na operação dos *SEPs* é preciso, primordialmente, manter a frequência de rotação de suas máquinas constante pelos seguintes motivos: o primeiro, e que logo se destaca, é a necessidade de se gerar energia elétrica com características técnicas aceitáveis, ou seja, com uma frequência padrão. O segundo, mas não menos importante, é de ordem mecânica, pois a máquina foi projetada para um rendimento ótimo naquela rotação, além dos componentes terem sido calculados para suportar esforços naquela condição de operação.

Por isso, grandes esforços vem sendo feitos para que a frequência das máquinas seja garantida mesmo com a existência de perturbações externas que possam afetar o funcionamento ideal dos *SEPs*. Desde a década de 70, por exemplo, uma unidade geradora de 100 *MW* da Estação de Geração Mactaquac, localizada em New Brunswick (Canadá), tem sido foco de atenção para análise da estabilidade e desempenho dos geradores síncronos.

Marshall e Smolinski (1973) foram os precursores dos estudos para os geradores da turbina hidráulica Mactaquac da Comissão de Energia Elétrica New Brunswick, possibilitando testes em campo, simulação computacional destes testes e o cálculo dos coeficientes de torque de sincronização e amortecimento através da análise resposta em frequência. Posteriormente, esta unidade passou a ser foco de bastante interesse para o estudo da estabilidade de geradores.

Thorne e Hill (1975), por exemplo, fizeram um estudo da aplicação de um controlador *PID* para a unidade de Mactaquac, e examinaram o limite de estabilidade em função do ganho proporcional, do ganho integral, do sistema de amortecimento, e do carregamento da turbina.

Em Phi et al. (1981) é feita uma investigação do incidente de oscilação de frequência ocorrido no sistema de energia New Brunswick após uma grande perturbação. Especificamente, este estudo da estabilidade da unidade geradora é feito em função da regulação da velocidade da máquina em estado estacionário, de sistema de regulação de velocidade do sistema equivalente em estado estacionário, da carga na turbina, da interligação do sistema, do amortecimento e dos ganhos proporcional, integral e derivativo do controlador.

Em Jiang (1995), a abordagem é feita de forma que as características não-lineares da turbina são primeiro modeladas como incertezas multiplicativas. Posteriormente o controlador é obtido através de técnicas de controle ótimo levando em conta essas incertezas explicitamente. Quando comparado com o *PID* convencional utilizados, este controlador apresenta um desempenho superior.

No sentido de garantir a continuidade no fornecimento de energia mesmo com a variação severa de cargas e o restabelecimento da frequência do sistema em seu valor nominal após uma perturbação, na seção seguinte é apresentada a descrição de Mactaquac para análise da capacidade dos controladores projetados nos Capítulos 3 e 4 de garantir a estabilidade do gerador da unidade operando em diversas condições de funcionamento.

5.1.1 Descrição da Estação de Mactaquac

A unidade geradora de energia elétrica de New Brunswick contém o sistema de controle, a malha hidráulica, a turbina e comporta, a máquina síncrona e o sistema elétrico equivalente. Independentemente do tipo de regulador utilizado no sistema de controle e as representações que podem ser utilizadas para a simulação, também é possível determinar uma relação de controle *PID* entre o movimento da comporta e o sinal de erro

da velocidade (THORNE; HILL, 1974). Diante disso, a implementação do controlador *PID* robusto torna-se viável para análise da estabilidade deste sistema.

Com relação à comporta e à turbina, a potência desenvolvida pelo conjunto é uma função do fluxo transmitido através delas. Já o sistema equivalente utilizado foi desenvolvido em estudos anteriores na tentativa de fornecer um modelo realista sob as condições de um sistema de carga leve isolado de todas as outras cargas interligadas. Este sistema foi representado como uma máquina equivalente. Os desvios de velocidade do sistema são causados pela variação do torque na máquina equivalente.

As incertezas estão presentes neste modelo de *SEP* pela mudança da sua dinâmica, pois diferentes pontos de operação e de condições de funcionamento são considerados. Esta variação do ponto de operação é ocasionada pela demanda de potência que é solicitada ao sistema (variação de carga), que em consequência disso, interfere nos parâmetros da turbina, os quais também sofrem mudanças. Estes parâmetros são modificados à medida que as características de funcionamento da turbina se alteram com base no nível de potência exigida.

Os níveis de potência são representados por $T1$, $T2$ e $T3$ e equivalem a 22,5 MW, 84,3 MW e 113 MW, respectivamente. Considerando que o sistema possa estar muito carregado ou não, alguns parâmetros de rede também são definidos ($N1$, $N2$ e $N3$). Os parâmetros $N2$ e $N3$ correspondem a uma rede muito carregada com grande capacidade e uma rede levemente carregada com baixa capacidade, respectivamente. O parâmetro $N1$ representa uma rede com carregamento nominal.

Como a variação de carga é solicitada pelo sistema equivalente conectado ao gerador, é importante saber como estes parâmetros interferem no carregamento da rede. Considerando o diagrama representado pela Figura 29.

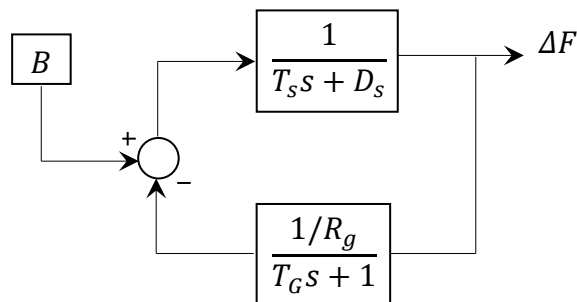


Figura 29: Modelo do sistema equivalente.

O parâmetro B é utilizado para conectar o sistema equivalente ao SEP em estudo sobre a sua própria base. Isso significa que como a unidade de Mactaquac possui um potencial de geração de 500 MW e o estudo de caso é voltado para apenas uma turbina hidráulica com capacidade para geração de 100 MW , o parâmetro B poderia ser obtido por esta relação. Dessa forma o carregamento nominal do sistema poderia ser representado por $B = 0,2$. Dessa forma, pode-se concluir que quanto menor for o valor de B , mais carregada a rede se torna. O parâmetro R_g (equivalente a 4%) representa o estatismo do sistema equivalente e T_G (equivalente a 10 segundos) a constante de tempo do sistema equivalente de Mactaquac.

Outros parâmetros que interferem diretamente no sistema equivalente são a constante de inércia T_s , calculada pela soma da energia armazenada das máquinas no sistema de conversão à base de 500 MW e o coeficiente de amortecimento do sistema equivalente, D_s (equivalente a 1) que é uma característica da própria regulação do sistema equivalente. Sendo assim, os parâmetros que interferem diretamente no carregamento da rede podem ser observados pela Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros para cada tipo de rede de Mactaquac.

| Rede | B | T_s |
|-------------|-----------------------|-------------------------|
| $N1$ | 0,2 | 19,2 |
| $N2$ | 0,0167 | 230,0 |
| $N3$ | 1,31 | 8,446 |

Em consequência da variação de carga que este SEP está sujeito, os parâmetros da turbina também sofrem mudanças no intuito de suprir a demanda de uma carga maior ou menor que esteja sendo requisitada. Por isso, para cada nível de potência que interfere na mudança nos parâmetros da turbina associado ao carregamento da rede, diferentes combinações podem ser evidenciadas, permitindo dessa forma a análise de nove pontos de operação ($T1N1$; $T2N1$; $T3N1$; $T1N2$; $T2N2$; $T3N2$; $T1N3$; $T2N3$; $T3N3$) para este estudo.

Para melhor exemplificar o modelo de SEP utilizado neste estudo de caso, considere a Figura 30. Ela apresenta o diagrama de blocos desta unidade contendo o sistema de controle, o modelo da turbina, o modelo da máquina síncrona e o sistema equivalente conectado. Pelo diagrama, n representa a frequência da máquina de Mactaquac, n_s a frequência do sistema equivalente de Mactaquac.

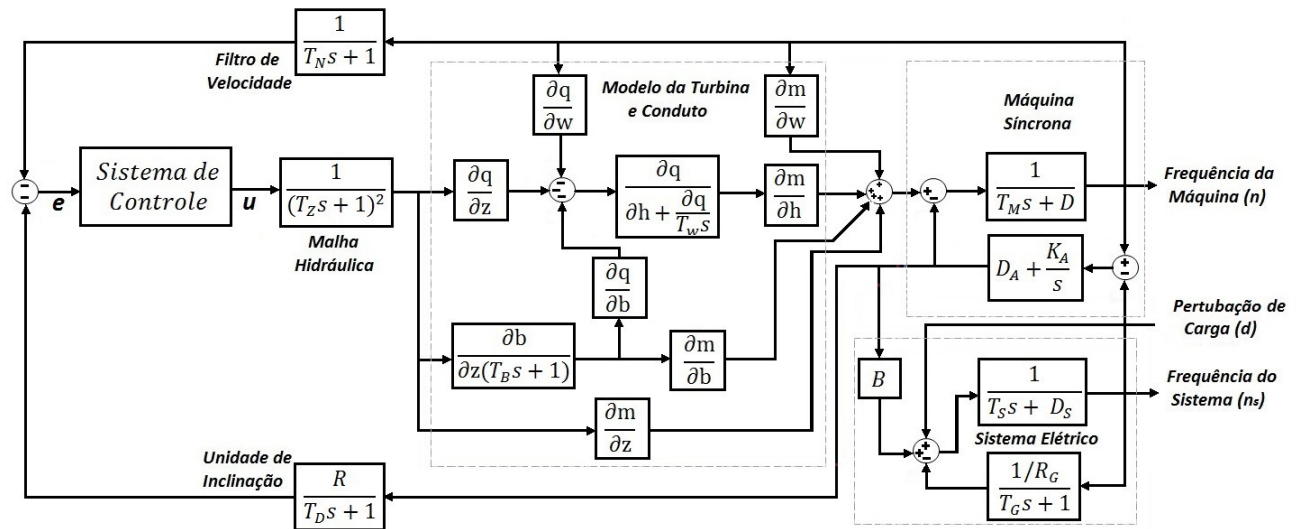


Figura 30: Modelo do *SEP* da estação de Mactaquac.

Fonte: Adaptado de (NATARAJAN, 2005)

De acordo com o nível de potência que o sistema seja submetido, os valores dos parâmetros da turbina são alterados. Estes valores podem ser observados pelas Tabelas 2 e 3.

Tabela 2: Parâmetros da turbina de Mactaquac.

| Potência(MW) | $\partial m / \partial z$ | $\partial m / \partial h$ | $\partial m / \partial b$ | $\partial m / \partial w$ | $\partial b / \partial z$ |
|--------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 22,5 | 0,88 | 40,0 | 0,0 | -0,39 | 0,0 |
| 84,3 | 0,9 | 1,2 | 0,5 | -0,86 | 2,3 |
| 113,0 | 0,34 | 1,5 | 0,52 | -0,75 | 1,0 |

Tabela 3: Parâmetros da turbina de Mactaquac.

| Potência(MW) | $\partial q / \partial z$ | $\partial q / \partial h$ | $\partial q / \partial b$ | $\partial q / \partial w$ |
|--------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 22,5 | 0,8 | 0,06 | 0,0 | 0,13 |
| 84,3 | 0,4 | 0,2 | 0,3 | 0,38 |
| 113,0 | 0,38 | 0,24 | 0,69 | 0,62 |

A partir da Figura 30 percebe-se que o sistema de controle contém um regulador com queda de velocidade (unidade de inclinação ou *droop*). Sendo assim, espera-se, para efeitos de simulação, que os resultados obtidos apresentem um erro de frequência do valor nominal. Essa ocorre devido as características apresentadas por este regulador vistas no Capítulo 2.

Por isso, tendo identificado o modelo deste *SEP* e suas peculiaridades, as seções seguintes apresentam os resultados obtidos pela implementação dos controladores projetados nos Capítulos 3 e 4 para a análise da estabilidade e desempenho robustos evidenciados no funcionamento desta unidade de geração.

5.1.2 Resultados das Simulações para a Estação de Mactaquac

Esta seção apresenta os resultados obtidos via simulações evidenciando o comportamento desta unidade de geração com a atuação dos controladores projetados. Inicialmente serão apresentados os resultados referentes a atuação do controlador *PID Robusto* descrito na Seção 3.4.1 e em seguida os resultados referentes ao controlador H_∞ descrito na Seção 4.5. Para as simulações, a perturbação de carga de 20 MW (d da Figura 30), que é adicionada ao *SEP* no instante $t = 0$ segundos e posteriormente retirada do mesmo no instante $t = 200$ segundos, é representada por uma entrada em degrau.

5.1.2.1 *PID Robusto*

Antes de apresentar os resultados obtidos pela implementação do método descrito na Seção 3.4.1, foram feitos alguns testes que não levavam em conta todos os pontos de operação associadas ao *SEP*. Por isso, considerando apenas um ponto de operação com carregamento nominal, o controlador obtido é expresso pela Equação 5.1.

$$C(s) = 5,44 + 2,30s + \frac{0,18}{s} \quad (5.1)$$

Tendo-se aplicado uma perturbação de carga ao *SEP* descrito, observou-se a presença de modos oscilatórios que comprometem o desempenho do sistema quando este encontra-se levemente carregado com baixa capacidade, como mostra a Figura 31.

Como a estabilidade e o desempenho robustos são impostos pelas margem de fase ($MF > 45^\circ$) e margem de ganho ($MG > 10$ dB), as quais são restrições incorporadas ao sistema para a obtenção do controlador, é possível observar, pela Tabela 4, que este controlador não satisfaz tais condições para a maioria dos pontos de operação.

Sendo assim, o ideal é que o controlador garanta estabilidade e o melhor desempenho para o sistema. Diante disso, a implementação do controle *PID* robusto, ou seja, que leve em consideração todos os pontos de operação para a síntese do controlador, torna-se relevante para o bom funcionamento do *SEP* de forma que as restrições sejam respeitadas.

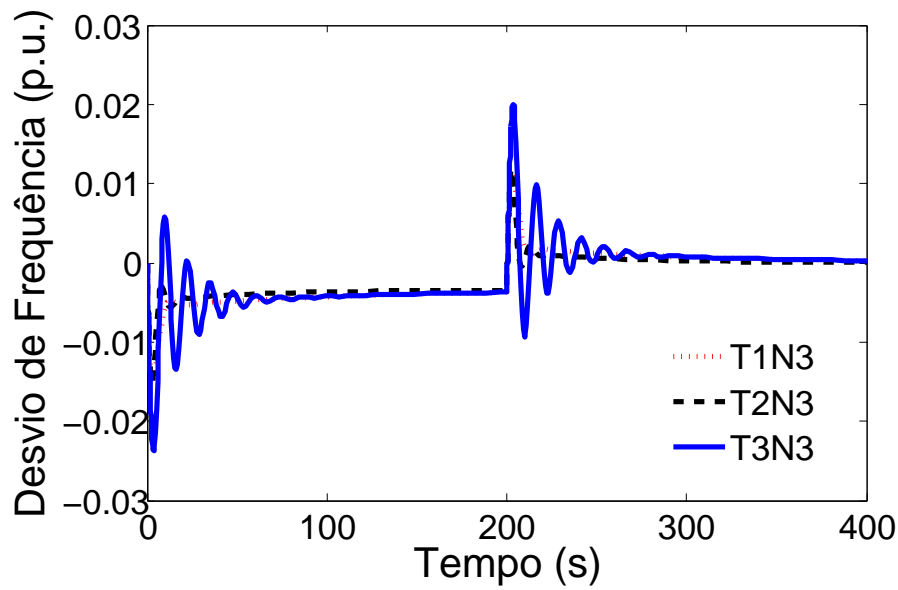


Figura 31: Desvio de frequência com o controlador *PID* não robusto considerando a rede *N3* após a perturbação de carga.

Tabela 4: *MF* e *MG* com controlador não robusto para Mactaquac.

| | <i>T1N1</i> | <i>T2N1</i> | <i>T3N1</i> |
|----------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| <i>MF</i> (°) | 95,22 | 88,10 | 81,66 |
| <i>MG</i> (dB) | 0,69 | 10,79 | 9,69 |
| | <i>T1N2</i> | <i>T2N2</i> | <i>T3N2</i> |
| <i>MF</i> (°) | 25,68 | 78,22 | 79,03 |
| <i>MG</i> (dB) | 1,18 | 8,41 | 7,19 |
| | <i>T1N3</i> | <i>T2N3</i> | <i>T3N3</i> |
| <i>MF</i> (°) | 77,31 | 32,95 | 3,26 |
| <i>MG</i> (dB) | 10,96 | 9,37 | 0,43 |

Por isso, a seguir é apresentado os resultados obtidos pela síntese de controlador *PID* robusto. Os valores iniciais adotados para os ganhos do controlador *PID* de forma que o algoritmo pudesse otimizá-los foram: $K = 0,1$, $K_d = 0,1$ e $K_i = 0,1$. O controlador *PID* encontrado satisfazendo todas as restrições incorporadas ao processo após a aplicação da metodologia apresentada na Seção 3.4.1 é expresso pela Equação 5.2.

$$C(s) = 0,88 + 0,53s + \frac{0,47}{s} \quad (5.2)$$

A resposta do desvio de frequência por unidade no domínio do tempo após uma perturbação de carga de 20 *MW* é mostrado nas Figuras 32(a), 32(b) e 32(c).

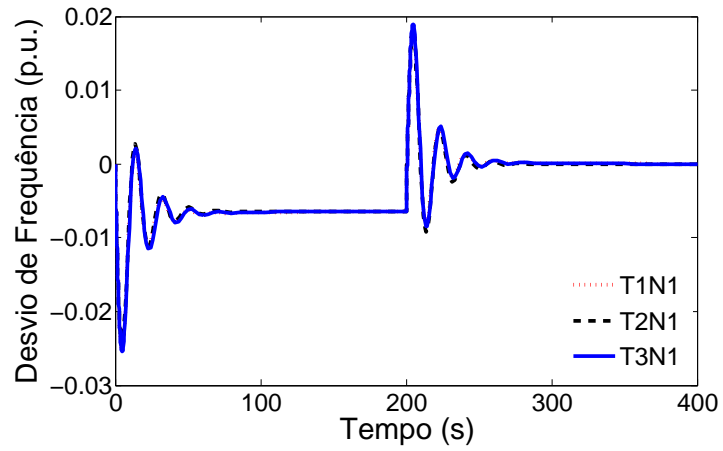
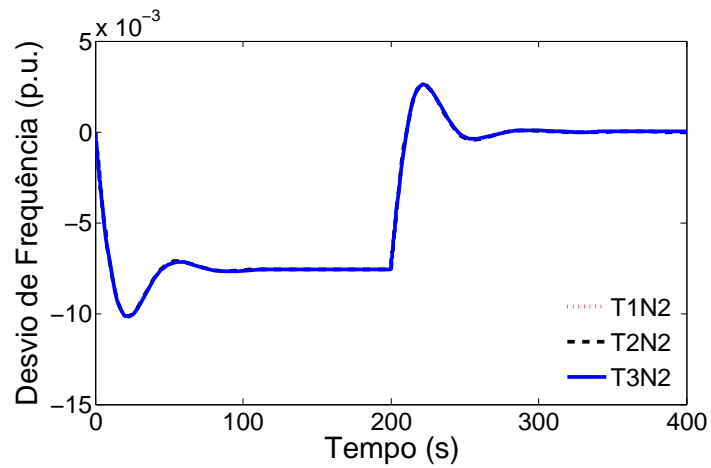
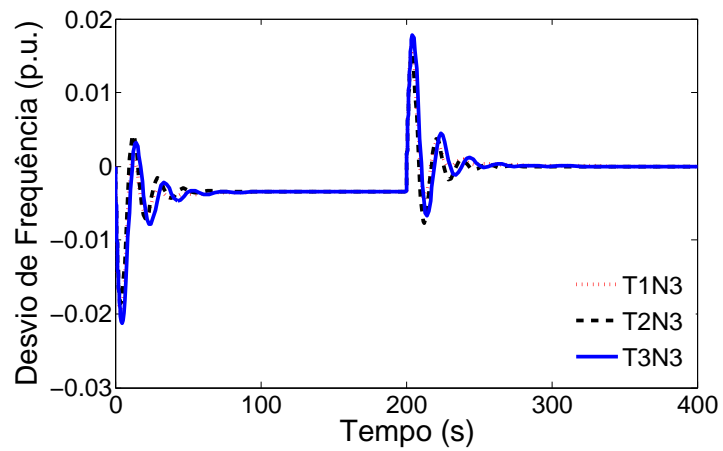
(a) Carregamento Nominal ($N1$).(b) Rede muito carregada com grande capacidade ($N2$).(c) Rede levemente carregada com baixa capacidade ($N3$).

Figura 32: Desvio de frequência com o controlador PID robusto após a perturbação de carga.

Para a rede muito carregada com grande capacidade ($N2$), o controlador produz uma resposta razoavelmente amortecida. Enquanto que para a rede nominal ($N1$) e para a rede levemente carregada com baixa capacidade ($N3$), a resposta subamortecida segue com amortecimento marginalmente mais pobre.

5.1.2.2 Controlador H_∞

O método H_∞ é uma das técnicas mais avançadas para projetar controladores robustos e sua vantagem é que ela permite adotar a forma mais geral da arquitetura da planta levando em consideração as incertezas presentes no modelo da planta, como é o caso do *SEP* em questão. Com o intuito de promover a comparação entre a técnica de controle robusto proposta na Seção 3.4.1, o controle H_∞ por realimentação de estados foi então projetado.

De maneira análoga ao que foi feito na Seção 5.1.2.1, o projeto do controlador H_∞ foi realizado levando em consideração a princípio apenas o modelo nominal de umas das plantas para a comprovação da estabilidade e desempenho do sistema como um todo.

No entanto, após a obtenção dos ganhos para o controlador, verificou-se que para algumas das plantas pertencentes ao conjunto formado pela variação de carga do sistema, com o controlador obtido o comportamento do sistema tornava-se instável, conforme pode ser observando na Figura 33.

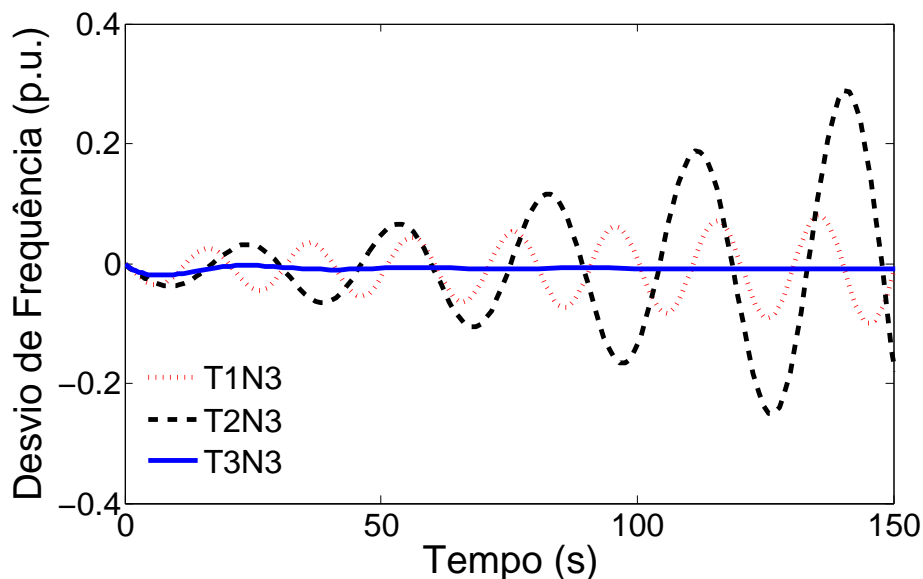


Figura 33: Comportamento do controlador H_∞ não robusto para rede $N3$ em menor escala de tempo.

Diante deste cenário, foi proposto na Seção 4.4 o projeto de um controlador H_∞ robusto considerando as incertezas presentes do modelo da planta por meio da representação politópica. Por isso, após executar as rotinas de programação, os ganhos K encontrados para o controlador H_∞ , considerando $\xi = 0, 1$, foram:

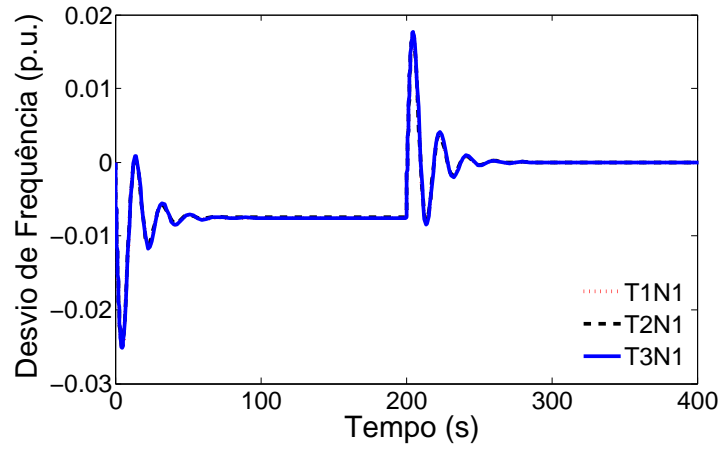
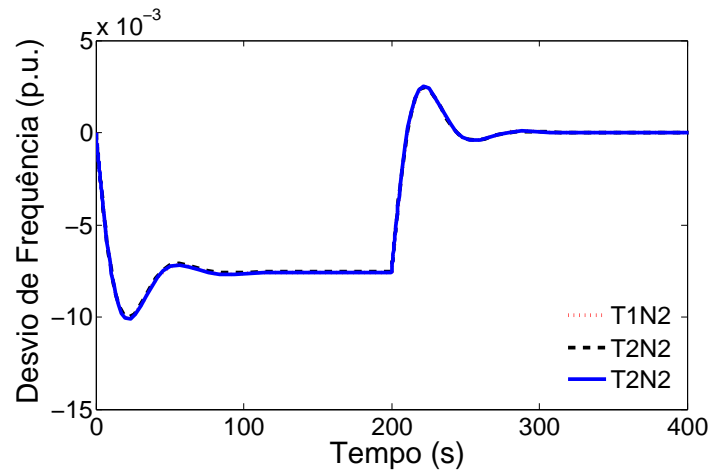
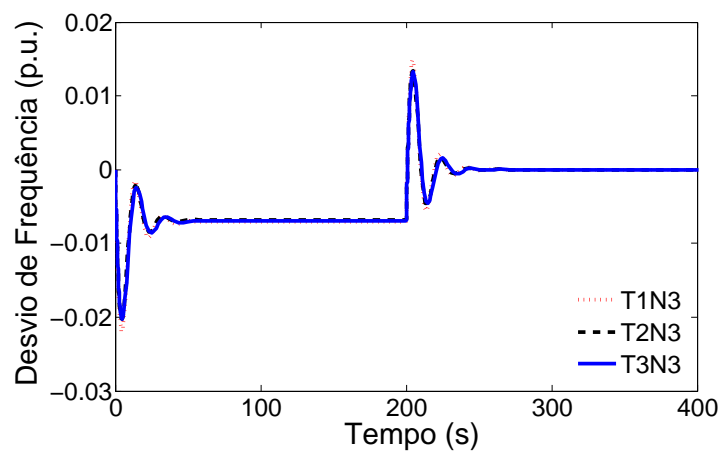
$$K = \begin{bmatrix} 0,4579 \\ 0,0022 \\ -0,1188 \\ -5,5663 \\ -358,1571 \\ -0,2537 \\ -0,1615 \\ -0,7015 \\ 28,2780 \\ -0,4348 \end{bmatrix}$$

Em seguida, com a realimentação de estados do sistema, a resposta do desvio de frequência por unidade no domínio do tempo após uma perturbação de carga de 20 MW para todas as plantas é mostrado nas Figuras 34(a), 34(b) e 34(c).

Percebe-se, pelos resultados gráficos, que os controladores projetados possibilitam a manutenção da estabilidade. No entanto, devido ao tipo de regulador de velocidade utilizado pelo sistema de controle, observa-se um desvio de frequência resultante do erro que o regulador proporciona. Isso se evidencia tanto para o controlador PID , quanto para o controlador H_∞ .

Dessa forma, através das Figuras 35(a), 35(b) e 35(c), é feita a comparação entre a atuação dos controladores PID e H_∞ após uma perturbação de carga.

Para o controle H_∞ , algumas peculiaridades fazem com que a resposta não seja idêntica ao PID , principalmente pelo controlador H_∞ não levar em consideração o *droop* (unidade de inclinação) presente na malha de realimentação. Isso advém do fato dele considerar uma malha diferente para o controle, que envolve apenas a análise do controle u para a saída n e da perturbação d para a saída n (Figura 30) na representação do sistema em modelo de espaço de estados. Isto justifica o fato de ser verificado um desvio de frequência maior para o controlador H_∞ , como pode ser observado nas Figuras 35(a) e 35(c)

(a) Carregamento Nominal ($N1$).(b) Rede muito carregada com grande capacidade ($N2$).(c) Rede levemente carregada com baixa capacidade ($N3$).Figura 34: Desvio de frequência com o controlador H_∞ após a perturbação de carga.

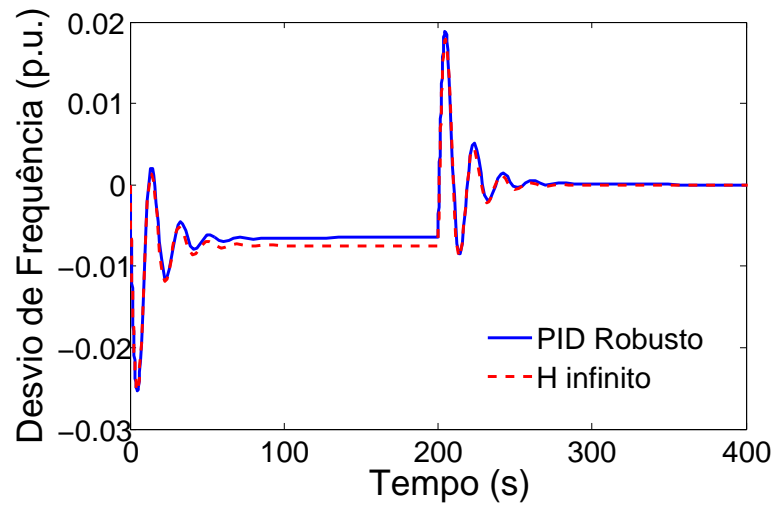
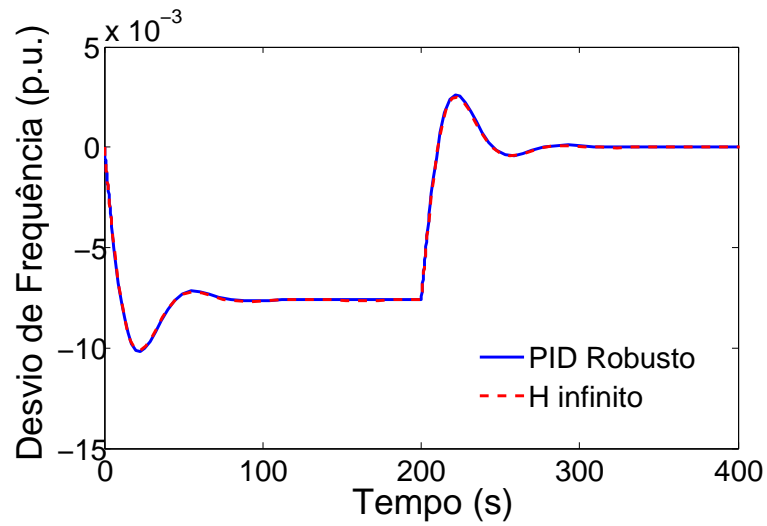
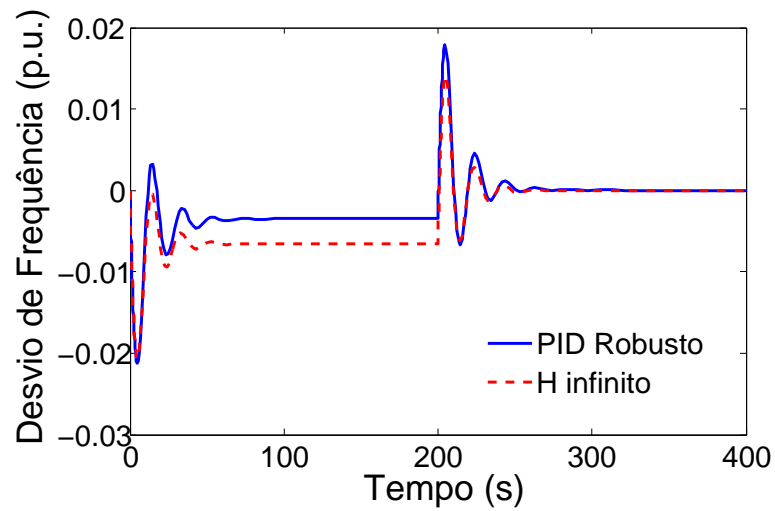
(a) Carregamento Nominal ($N1$).(b) Rede muito carregada com grande capacidade ($N2$).(c) Rede levemente carregada com baixa capacidade ($N3$).

Figura 35: Controlador $PID \times H_\infty$ após a perturbação de carga para o nível de potência $T1$

5.2 Estudo de Caso II: Usina do Sistema Interligado Nacional

Esta usina hidrelétrica opera com três unidades geradoras com capacidade de 133 *MW* cada uma totalizando uma geração de 399 *MW*. Ela é interligada ao *SIN* através de duas linhas de transmissão. Esta unidade contém o sistema de controle, a malha hidráulica, a turbina e comporta e a máquina síncrona alimentando as cargas. Sendo assim, na seção seguinte é apresentada a descrição desta *UHE* de forma detalhada a fim de verificar a capacidade do controlador projetado no Capítulos 3 em garantir a estabilidade do gerador desta unidade operando em diversas condições.

5.2.1 Descrição da Usina do *SIN*

O diagrama de blocos apresentado na Figura 36 exemplifica a malha de controle de velocidade desta *UHE*. Nesta figura, o controlador de velocidade, a malha hidráulica, o conjunto conduto/turbina e as dinâmicas do gerador são apresentados, assim como visto em Donaisky et al. (2015b).

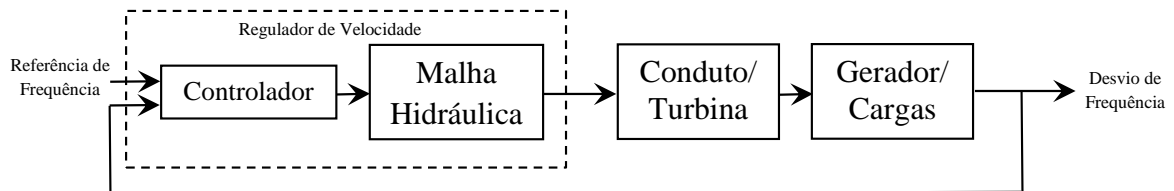


Figura 36: Diagrama de blocos do controle de velocidade.

Fonte: Adaptado de (DONAISKY et al., 2015b)

Este sistema controla a turbina quando a máquina estiver operando a vazio ou em rede isolada através de um controlador *PID*. Caso contrário, com a máquina interligada ao sistema, o controle da turbina é realizado pelo regulador de potência por meio de um controlador *PI*.

Para efeitos de simulação, é necessário o conhecimento das funções de transferência que regem o comportamento de cada componente do sistema. Para tanto, a Figura 37 retrata o modelo desta *UHE* representada em diagrama de blocos, onde G_o , observado na função de transferência do modelo da turbina, representa o parâmetro que indica a capacidade de produção e geração de energia.

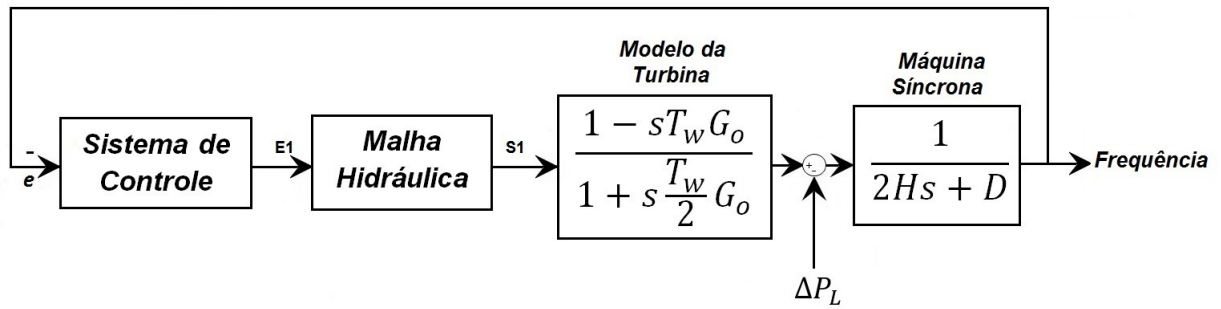


Figura 37: Modelo simplificado da UHE do SIN (operação isolada).

A malha hidráulica é responsável por transformar o sinal elétrico do sistema de controle em sinal de potência capaz de mover os componentes da turbina. Normalmente ela é composta por três partes principais: válvula proporcional, válvula distribuidora e servo motor, como pode ser observado no diagrama mostrado pela Figura 38.

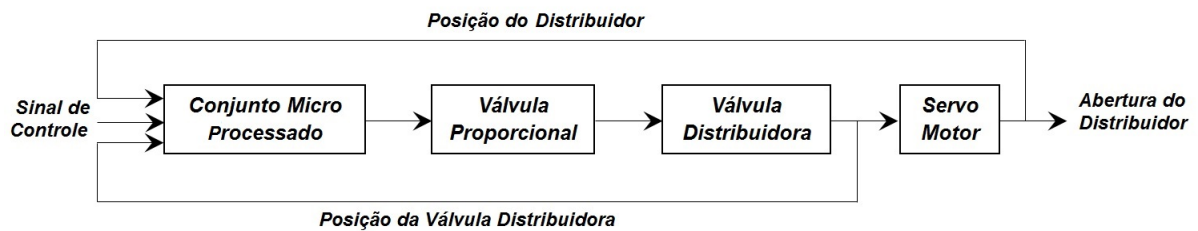


Figura 38: Representação de uma malha hidráulica.

Fonte: Adaptado de (DONAISKY et al., 2015a)

O servo motor do distribuidor determina a admissão de água na turbina e consequentemente sua velocidade de rotação. O fluxo hidráulico de óleo no servo motor é controlado pela válvula distribuidora. O conjunto válvula proporcional e válvula distribuidora geram a amplificação necessária do erro de posição do distribuidor para a entrada do seu servo motor.

As válvulas e os sistemas envolvidos na malha hidráulica possuem dinâmica fortemente não linear, originadas de fatores como: a compressibilidade dos fluidos hidráulicos, o complexo fluxo de óleo através das válvulas, a influência da temperatura na dinâmica dos fluidos, o atrito do cilindro hidráulico durante os movimentos, o desgaste natural por uso e os limites físicos impostos nos valores máximos das grandezas mecânicas, assim como em suas respectivas faixas de variação.

Para tanto, diferentes modelos já foram propostos na literatura para a representação dessas não linearidades da malha hidráulica, desde uma representação mais simples proposta em Natarajan (2005), até outras representações que foram expandidas com a mesma finalidade, propostas por Strah, Kuljaca e Vukic (2005) e Pico e McCalley (2011), por exemplo.

No entanto, para a síntese de um modelo que possa ser representado de forma linear, algumas considerações acerca da malha hidráulica são feitas a fim de eliminar as não linearidades presentes no sistema. Sendo assim, a estrutura da malha hidráulica e os parâmetros desta usina pertencente ao *SIN* serão apresentados através dos elementos que compõe cada uma das suas partes, como visto em Souza (2013) e Donaisky et al. (2015a). Primeiramente a estrutura do modelo da válvula proporcional é dada pela Figura 39.

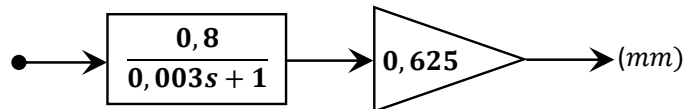


Figura 39: Estrutura da válvula proporcional.

Através da Figura 39 observa-se a não existência de entradas e saídas limitadas bem como elementos não lineares. Ela é modelada como uma configuração em série de um sistema de primeira ordem que representa um conversor de sinal do conjunto microprocessado e um ganho de deslocamento. Este conjunto representa a dinâmica da válvula e a saída representa o deslocamento da válvula em milímetros (*mm*).

Da mesma forma, a estrutura dos modelos da válvula distribuidora e do distribuidor do servo motor são semelhantes e podem ser representados pelas Figuras 40 e 41 respectivamente.

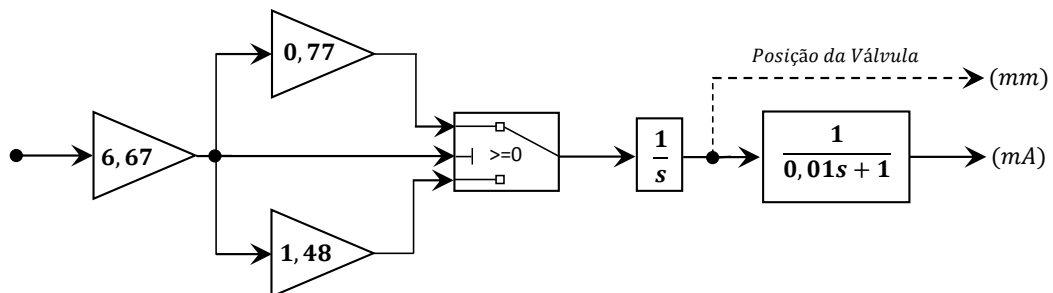


Figura 40: Estrutura da válvula distribuidora.

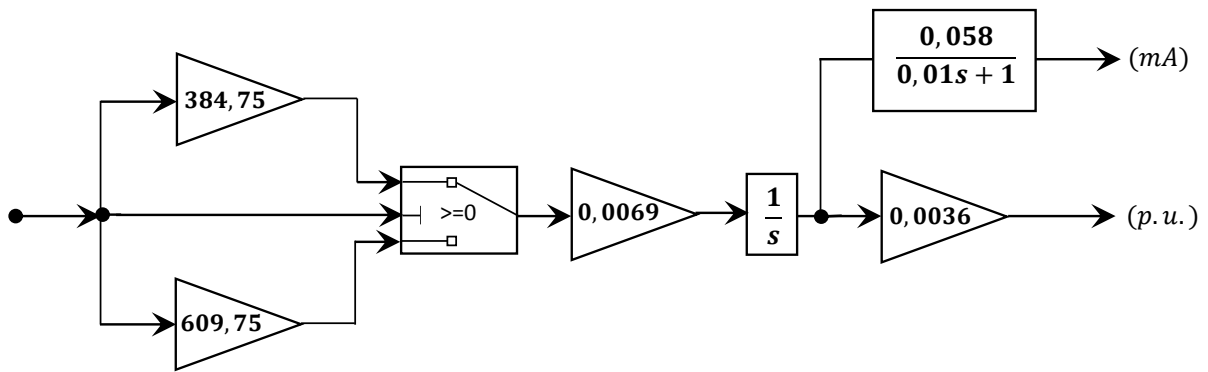


Figura 41: Estrutura do distribuidor do servo motor.

A válvula distribuidora é modelada como uma configuração em série composta por um ganho fixo e outro ganho variável, seguido de um bloco integral com não linearidade e um sistema de primeira ordem. A entrada deste sistema é a saída da válvula proporcional, a qual define a abertura ou fechamento da válvula distribuidora representados pelos ganhos variáveis, sendo que cada um corresponde ao sentido do movimento do deslocamento da válvula, abrindo quando o ganho for igual a 0,77 e fechando quando o ganho for 1,48.

O distribuidor do servo motor é modelado como uma configuração em série composta por ganhos variáveis, ganhos fixos, um bloco integral e um sistema de primeira ordem. A entrada deste sistema é a saída da válvula distribuidora em milímetros. O sinal de saída define a abertura ou o fechamento do distribuidor, abrindo quando o ganho for 384,75 e fechando quando o ganho for igual a 609,75.

A estrutura do conjunto microprocessado pode ser representado pela Figura 42. Ele é modelado por meio de um somatório de ganhos. As entradas correspondem à saída em miliampères (mA) da posição da válvula distribuidora e à saída em miliampères da posição do distribuidor do servo motor, bem como o sinal de controle oriundo do controlador designado.

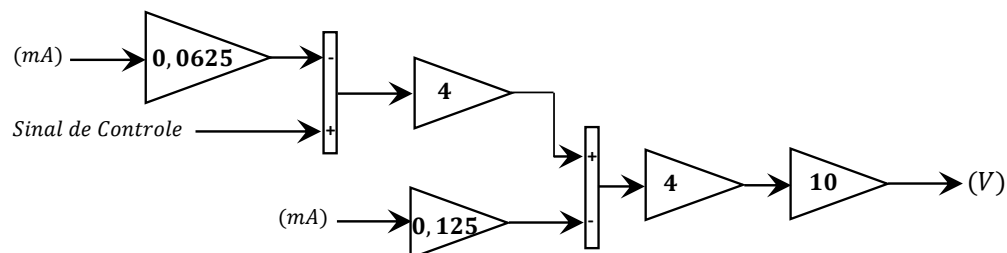


Figura 42: Estrutura do conjunto microprocessado.

Sendo assim, todos os elementos constituintes do modelo deste *SEP* foram exemplificados através de digramas de blocos e funções de transferência, como pôde ser visto anteriormente. Por se tratar de uma usina hidrelétrica, a medida que a dinâmica deste sistema se altera, conseqüentemente o seu ponto de operação também.

Para simular pontos de operação distintos, algumas considerações são feitas. Inicialmente, observa-se no modelo da turbina deste *SEP* o parâmetro G_o . Ele indica a capacidade de geração de energia. Para efeitos de simulação, três cenários são analisados: capacidade de geração de 10% ($G_o = 0,1$), capacidade de geração de 50% ($G_o = 0,5$) e capacidade de geração de 100% ($G_o = 1$).

À medida que a válvula do distribuidor e o distribuidor do servo motor abrem ou fecham, a dinâmica da malha hidráulica do *SEP* também se altera contribuindo para a mudança do seu ponto de operação. Portanto, para representar cada uma dessas variáveis, adotou-se a seguinte terminologia:

Para a válvula distribuidora,

- $V1 = 0,77$ para a válvula abrindo;
- $V2 = 1,48$ para a válvula fechando;

Para o distribuidor do servo motor,

- $D1 = 384,75$ para a válvula abrindo;
- $D2 = 609,75$ para a válvula fechando;

Para a capacidade de geração (correspondente ao parâmetro G_o),

- $G1 = 0,1$ para capacidade de geração de 10%;
- $G2 = 0,5$ para capacidade de geração de 50%;
- $G3 = 1$ para capacidade de geração de 100%.

Dessa forma, considerando todas as combinações possíveis para estas características, doze pontos de operação são analisados neste estudo. Tendo identificado este modelo, as seções seguintes apresentam os resultados obtidos pela implementação dos controladores apresentados no Capítulos 3 para a análise da estabilidade e desempenho robustos evidenciados no funcionamento desta unidade de geração.

5.2.2 Resultados das Simulações para a *UHE* do *SIN*

Esta seção apresenta os resultados obtidos via simulações evidenciando o comportamento desta unidade de geração com a atuação dos controladores projetados. Nesta seção serão apresentados os resultados referentes a atuação do controlador *PID Robusto* descritos na Seção 3.4.1 para esta usina hidrelétrica. Para as simulações, a perturbação de carga de 10 MW adicionada ao *SEP* (Figura 37) também é representada por uma entrada em degrau. Para tanto, duas situações são levadas em conta: a operação do *SEP* isolada e a operação interligada.

A Figura 37 representa a operação isolada deste *SEP*. A medida que a perturbação de carga ocorre, o sistema de controle deve ser capaz de garantir o reestabelecimento do valor da frequência em seu valor nominal definido como sendo 60 Hz.

A Figura 43 representa a operação interligada deste *SEP*, onde é verificado o seu comportamento quando este se conectada a outro através do sistema de transmissão, o qual é frequentemente representado por uma barra-infinita. Este termo corresponde ao modelo de um sistema cujo porte é tão maior que o da máquina sob estudo que se justifica adotar a hipótese de que pode ser representado por uma barra cuja frequência e cuja tensão permanecem substancialmente constantes independentemente da potência que o sistema gera ou absorve ou das perturbações aplicadas. Isso ocorre porque a quantidade de energia gerada isoladamente é supostamente inferior a energia disponível na rede.

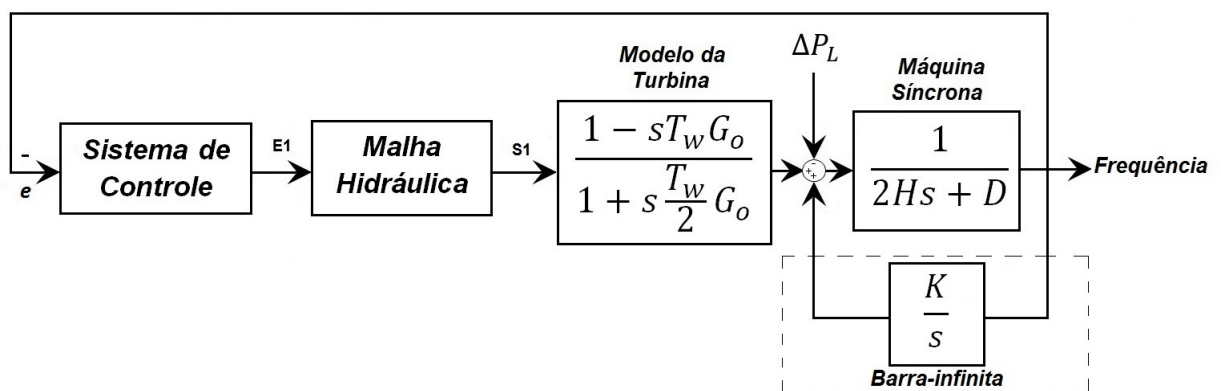


Figura 43: Modelo simplificado da *UHE* do *SIN* (operação contra barra-infinita).

A barra-infinita normalmente é representada como fonte ideal, de forma que a reatância interna deve ser nula e a inércia do gerador seja infinita, cuja velocidade é constante. O coeficiente K mostrado na Figura 43 é dado pela Equação 5.3.

$$K = 2\pi f_0 T, \quad (5.3)$$

onde f_0 é a frequência definida com sendo constante e T representa coeficiente do torque de sincronização, dado pela Equação 3.5.

O circuito equivalente deste sistema conectada a uma barra-infinita pode ser observado na Figura 44.

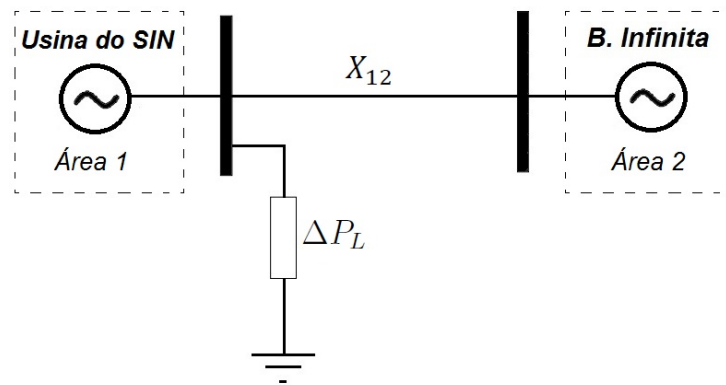


Figura 44: Circuito equivalente da UHE conectada a barra-infinita.

5.2.2.1 PID Robusto

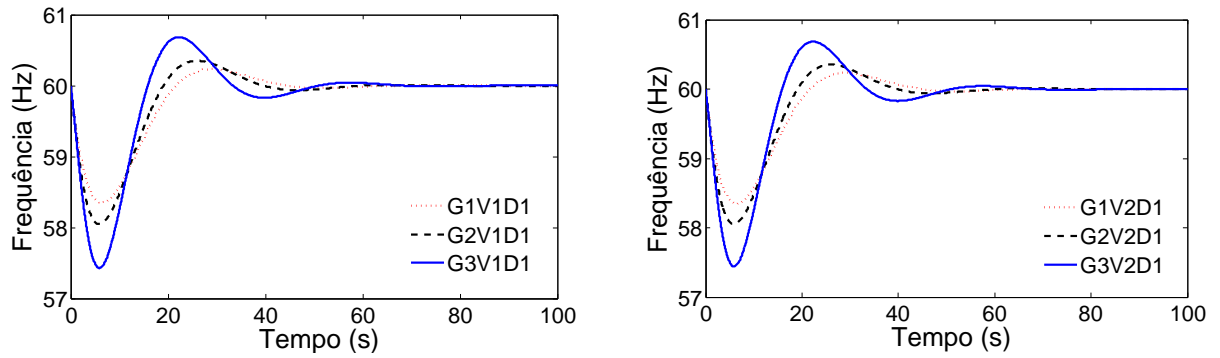
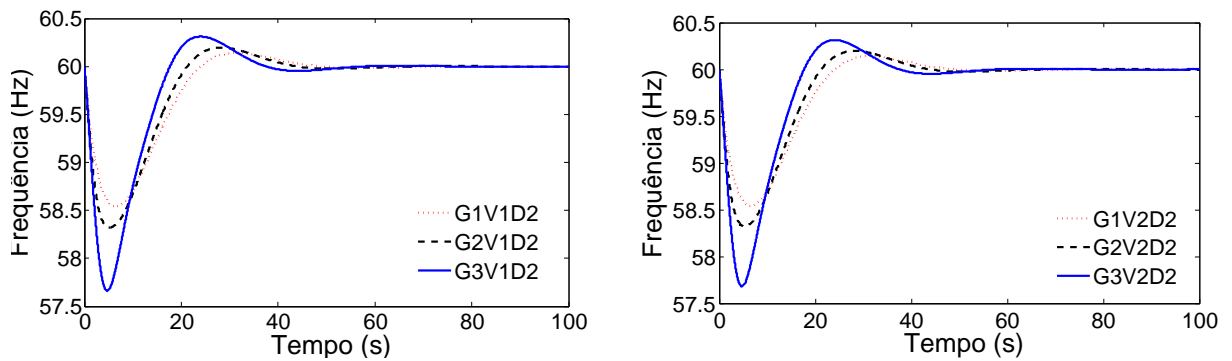
Esta seção apresenta os resultados obtidos e retratam o comportamento do sistema através da atuação do controlador *PID* robusto, observando seu desempenho e estabilidade diante de uma injeção de carga ao sistema para ambas as situações: operação isolada e interligada.

- OPERAÇÃO ISOLADA

De forma análoga ao que foi realizado na Seção 5.1.2.1, inicialmente o controlador obtido, sem levar em consideração todos os pontos de operação originados com a variação dos parâmetros, é apresentado pela Equação 5.4:

$$C(s) = 0,09 + 0,23s + \frac{0,14}{s} \quad (5.4)$$

Após a perturbação de carga representada na Figura 37, a desempenho do controlador para todos os pontos de operação pode ser observado nas Figuras 45(a) e 45(b).

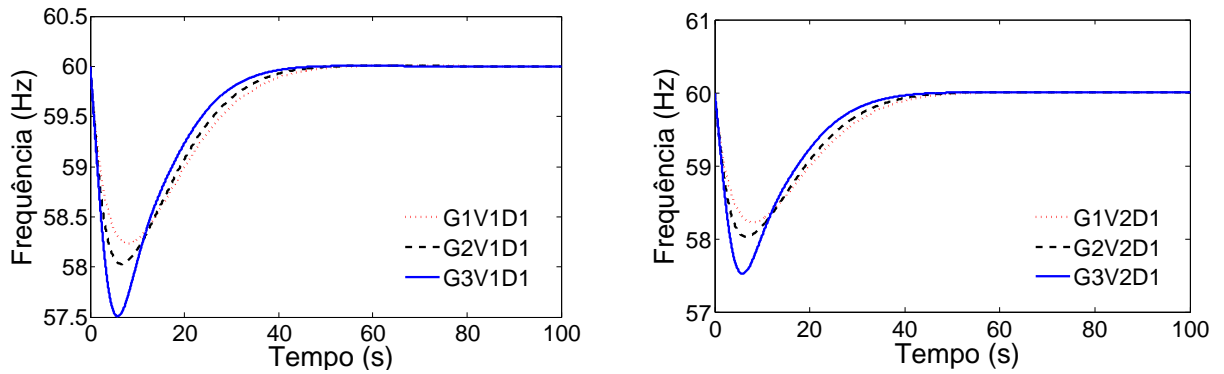
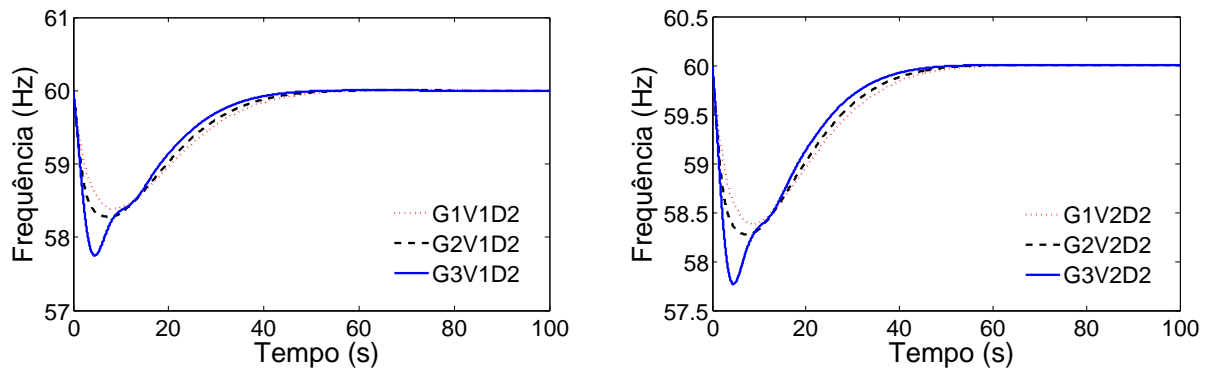
(a) Válvula do distribuidor abrindo ($D1$).(b) Válvula do distribuidor fechando ($D2$).Figura 45: Frequência da máquina com controlador PID não robusto (operação isolada).

No entanto, quando se considera todos os pontos de operação para a síntese do controlador PID , novos valores para os ganhos são obtidos e este novo controlador encontrado é expresso pela Equação 5.5.

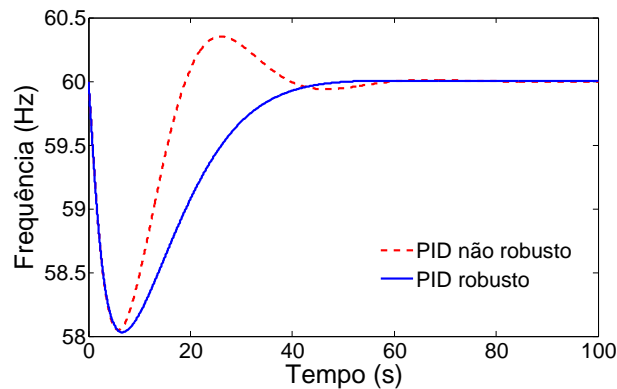
$$C(s) = 0,08 + 0,25s + \frac{0,07}{s} \quad (5.5)$$

Após a perturbação de carga representada na Figura 37, o desempenho do controlador PID robusto para todos os pontos de operação pode ser observado nas Figuras 46(a) e 46(b).

Os resultados aqui apresentados retratam o funcionamento da unidade operando de forma isolada, alimentando alguma carga específica representada pelo sinal de entrada do tipo degrau. Percebe-se que os controladores projetados garantem a estabilidade do sistema, com ressalvas em relação a seus desempenhos. Isso advém do fato que durante a síntese do controlador, nem todos os pontos de operação são considerados para obtenção dos ganhos.

(a) Válvula do distribuidor abrindo ($D1$).(b) Válvula do distribuidor fechando ($D2$).Figura 46: Frequência da máquina com controlador PID robusto (operação isolada).

Dessa forma, observa-se um comportamento mais oscilatório para esta situação. Esta característica pode ser melhor observada pela Figura 47, que ilustra uma comparação da atuação entre os controladores robusto e não robusto, considerando uma capacidade de geração de 50 % ($G2$), a válvula distribuidora abrindo ($V1$) e o distribuidor do servo-motor abrindo ($D1$).

Figura 47: Controlador robusto e não robusto para $G2V1D1$ (caso isolado).

A seguir, serão apresentados os controladores obtidos para uma segunda situação: quando a *UHE* se conecta a um sistema maior em que os níveis de frequência e tensão permanecem constantes devido sua dimensão, representado pela barra-infinita. A este segundo cenário de estudo, dá-se o nome de operação interligada e será abordado a seguir, retratando o comportamento da unidade com a atuação dos controladores projetos operando nesta configuração.

- OPERAÇÃO INTERLIGADA

Na operação interligada considerou a conexão da usina hidrelétrica a um sistema de grande porte representado pela barra-infinita. A princípio, analisou-se o comportamento do controlador obtido sem levar em consideração todos os modelos que se originavam com a variação dos parâmetros. Dessa forma, o controlador *PID* projetado para tais condições é expresso pela Equação 5.6

$$C(s) = 0,55 + 0,73s + \frac{0,26}{s} \quad (5.6)$$

Após uma perturbação de carga, representada na Figura 43 por um degrau de carga ΔP_L , a resposta da variação de frequência da máquina é observado nas Figuras 48(a) e 48(b).

Visando melhorar o desempenho do comportamento deste *SEP* através da atuação do controlador em frente a uma perturbação de carga, o controlador obtido considerando todos os pontos de operação é exemplificado na Equação 5.7.

$$C(s) = 5,41 + 3,58s + \frac{4,24}{s} \quad (5.7)$$

O comportamento do *SEP* após uma perturbação de carga representado por ΔP_L na Figura 43 evidenciando a atuação deste controlador projetado é apresentado nas Figuras 49(a) e 49(b). Os resultados mostram o funcionamento deste unidade operando de forma interligada, conectada a uma barra-infinita. Percebe-se que os controladores projetados garantem a estabilidade do sistema, assim como no caso anterior.

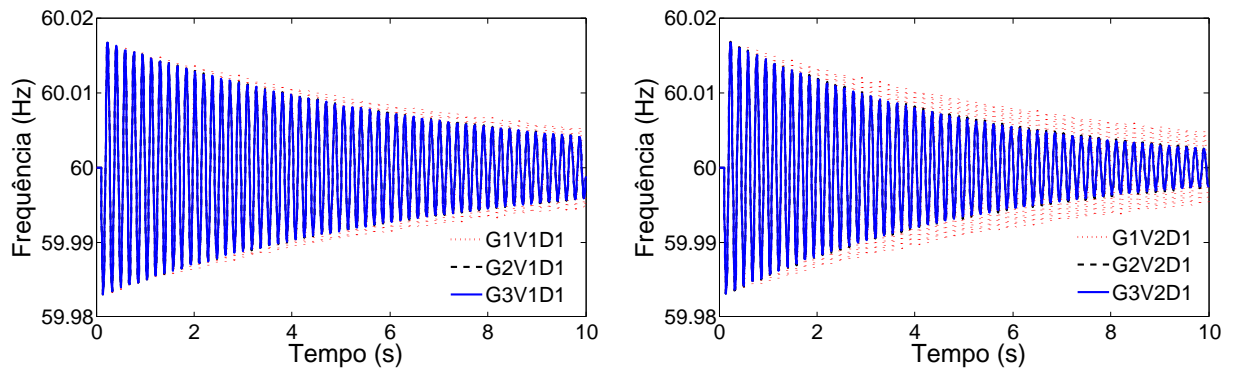
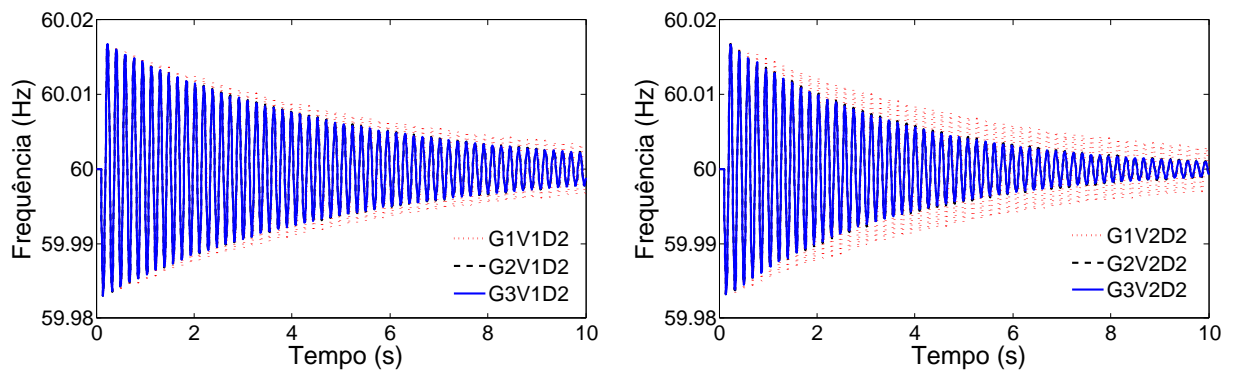
(a) Válvula do distribuidor abrindo ($D1$).(b) Válvula do distribuidor fechando ($D2$).

Figura 48: Frequência da máquina com controlador PID não robusto (operação contra barra-infinita).

Diferentemente do Estudo de Caso I, neste observa-se que não há um desvio de frequência analisando-se a atuação dos controladores projetados. Isso ocorre pois o controle de carga e frequência é realizado apenas pelo PID . Sem contar que para a representação do SEP que pertence ao Estudo de Caso II, não considera-se a existência do regulador de velocidade, com a característica do *droop* (R).

No entanto, é importante ressaltar que, quando o controlador projetado considera todos os pontos de operação, o comportamento do SEP melhora significativamente pela atuação do mesmo. Esta melhoria pode ser evidenciada pela Figura 50. Ela retrata o comportamento do SEP quando conectado a barra-infinita na presença dos controladores robusto e não robusto.

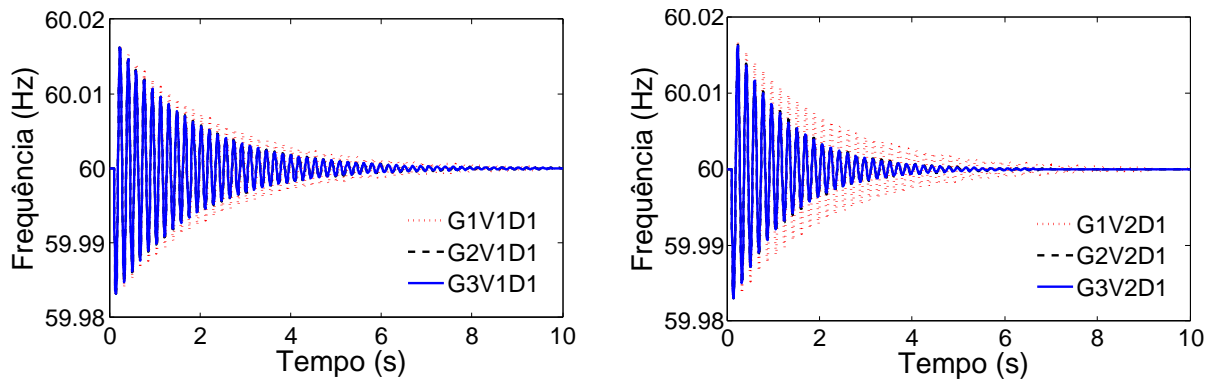
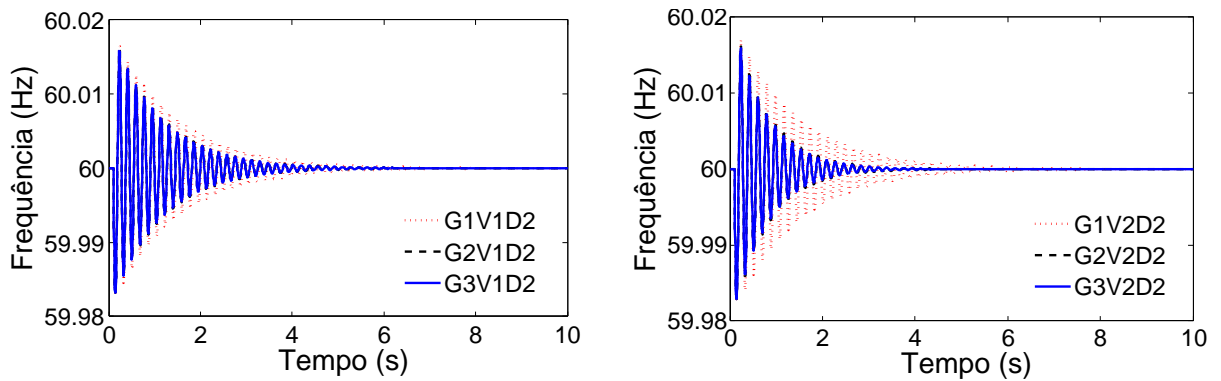
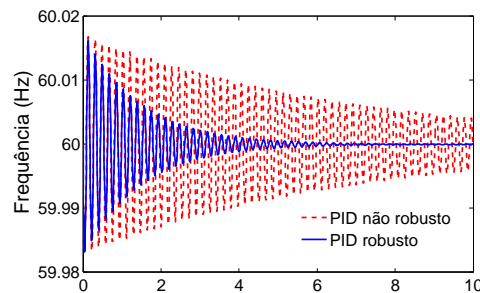
(a) Válvula do distribuidor abrindo ($D1$).(b) Válvula do distribuidor fechando ($D2$).

Figura 49: Frequência da máquina com controlador PID robusto (operação contra barra-infinita).

Figura 50: Controlador robusto e não robusto para $G2V1D1$ (caso interligado).

5.3 Análise dos Resultados

Tendo analisado os resultados obtidos após as simulações, eles evidenciam a funcionalidade dos algoritmos projetados para garantir a estabilidade do $SEPs$ considerando vários pontos de operação diante de uma perturbação de carga.

A margem de fase é a quantidade adicional de defasagem que, acrescida à fase de malha aberta na frequência de cruzamento do ganho leva o sistema em malha fechada ao limiar de instabilidade. A margem de ganho é o fator pelo qual o ganho em malha aberta de um sistema estável deve ser alterado de modo a tornar o sistema marginalmente estável, ou seja, a variação requerida no ganho da malha aberta para levar o sistema à instabilidade. Neste sentido, os valores da margem de fase e margem de ganho foram analisadas como restrições impostas para a estabilidade robusta.

Inicialmente para a Estação de Mactaquac nota-se que mesmo diante da variação no carregamento da rede, os controladores encontrados satisfazem as condições de estabilidade no que diz respeito ao restabelecimento da frequência ao seu valor nominal.

Pontualmente, em relação ao controle *PID*, dadas as condições do controlador impostas pelas restrições, observou-se que para todos os pontos de operação, as margens de ganho e de fase satisfizeram as condições, que implicavam em *MG* superior a 10 dB e *MF* superior a 45° respectivamente para todos os pontos de operação, levando em consideração a otimização do valor máximo da resposta em frequência. Os valores correspondentes de *MG* e *MF* para cada ponto de operação podem ser observados pela Tabela 5.

Tabela 5: *MF* e *MG* com controlador robusto para Mactaquac

| | | | |
|----------------|-------------|-------------|-------------|
| | T1N1 | T2N1 | T3N1 |
| <i>MF</i> (°) | 88,88 | 81,57 | 83,36 |
| <i>MG</i> (dB) | 13,54 | 23,37 | 20,65 |
| | T1N2 | T2N2 | T3N2 |
| <i>MF</i> (°) | 87,45 | 79,01 | 82,75 |
| <i>MG</i> (dB) | 11,75 | 21,09 | 19,76 |
| | T1N3 | T2N3 | T3N3 |
| <i>MF</i> (°) | 96,10 | 92,64 | 85,55 |
| <i>MG</i> (dB) | 24,99 | 24,74 | 10,91 |

Posteriormente para a *UHE* do *SIN* nota-se que mesmo diante de uma injeção de carga, os controladores encontrados satisfazem as condições de estabilidade no que diz respeito ao restabelecimento da frequência ao seu valor nominal. Diferentemente do primeiro estudo de caso, onde houve uma perturbação de carga para efeito de simulação, para o este segundo estudo de caso a variação é simulada por uma injeção de carga que é adicionada ao sistema e representada por um degrau.

Durante as simulações deste segundo estudo de caso, percebeu-se que alguns modelos originados com as variações dos parâmetros para o caso isolado produziam valores baixos de margem de ganho. Diante disso, a solução encontrada foi certificar-se que o

sistema tivesse a garantia de estabilidade com margem de ganho positiva inicialmente. Em seguida, constatou-se que estipulando um determinado valor de margem de ganho menor quando comparado ao primeiro estudo de caso, o controlador conseguia satisfazer as condições tanto para o caso isolado quanto para o caso interligado. Sendo assim, definiu-se uma MG superior a 4 dB e uma MF superior a 45° como restrição para a imposição da estabilidade robusta.

Os valores das margens de ganho e de fase produzidas com a atuação dos controladores para os dois cenários (operação isolada e interligada) podem ser observados pelas Tabelas 6 e 7.

Tabela 6: MF e MG com controlador robusto para a UHE do SIN (operação isolada)

| | | | | |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | G1V1D1 | G1V1D2 | G1V2D1 | G1V2D2 |
| $MF(^\circ)$ | 87,35 | 98,80 | 87,44 | 98,84 |
| $MG(\text{dB})$ | 23,08 | 19,28 | 23,76 | 19,99 |
| | G2V1D1 | G2V1D2 | G2V2D1 | G2V2D2 |
| $MF(^\circ)$ | 73,46 | 83,29 | 73,61 | 83,40 |
| $MG(\text{dB})$ | 11,56 | 8,46 | 11,84 | 8,76 |
| | G3V1D1 | G3V1D2 | G3V2D1 | G3V2D2 |
| $MF(^\circ)$ | 55,67 | 62,77 | 55,91 | 63,03 |
| $MG(\text{dB})$ | 6,48 | 4,16 | 6,65 | 4,34 |

Tabela 7: MF e MG com controlador robusto para a UHE do SIN (operação interligada)

| | | | | |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | G1V1D1 | G1V1D2 | G1V2D1 | G1V2D2 |
| $MF(^\circ)$ | 87,73 | 83,95 | 84,97 | 82,32 |
| $MG(\text{dB})$ | 29,23 | 25,16 | 26,34 | 22,27 |
| | G2V1D1 | G2V1D2 | G2V2D1 | G2V2D2 |
| $MF(^\circ)$ | 70,01 | 66,35 | 84,93 | 82,61 |
| $MG(\text{dB})$ | 28,76 | 24,64 | 26,80 | 22,71 |
| | G3V1D1 | G3V1D2 | G3V2D1 | G3V2D2 |
| $MF(^\circ)$ | 67,77 | 64,12 | 82,71 | 80,40 |
| $MG(\text{dB})$ | 29,06 | 24,92 | 27,12 | 23,01 |

Através das Tabelas 6 e 7, percebe-se que em relação ao controle PID robusto todos os pontos de operação apresentam valores de margens de fase e de ganho que satisfazem as restrições levando em consideração a otimização do valor da norma H_∞ , assim como ocorre no primeiro estudo de caso.

Sendo assim, estes resultados comprovam para ambos os casos a funcionalidade dos algoritmos projetados para a obtenção dos controladores. Eles indicam a capacidade do controle em garantir a manutenção da estabilidade e desempenhos robustos levando em consideração as incertezas presentes nos *SEPs*.

5.4 Conclusão

Este capítulo apresentou os modelos das unidades geradoras de energia elétrica para o estudo de caso. Trata-se da Estação de Geração Mactaquac e de uma *UHE* pertencente ao *SIN*. Inicialmente apresentou-se uma breve revisão sobre estudos realizados utilizando a estação de Mactaquac. Em seguida, o diagrama de blocos deste *SEP* foi apresentado no sentido de entender os componentes pertencentes a esta unidade. Logo depois apresentou-se o comportamento deste sistema tanto com a atuação do controlador *PID* robusto quanto para o controlador H_∞ . Posteriormente apresentou-se o modelo da unidade do segundo estudo de caso bem como o seu diagrama de blocos no intuito de projetar o controlador *PID* robusto considerando duas situações de operação: isolada e interligada. Logo depois apresentou-se o comportamento deste sistema através da atuação do controlador *PID* robusto. Ao término das simulações, verificou-se a importância de se projetar um controlador que seja robusto, pois muitas vezes isso pode acarretar em um mau desempenho para o sistema (como no caso do *PID*, tanto para a estação de Mactaquac quanto para a *UHE* do *SIN*) ou na instabilidade do mesmo, como no caso do H_∞ projetado para a estação de Mactaquac.

6 Considerações Finais

Este trabalho propôs a comparação de métodos de controle robusto aplicados ao problema de carga e frequência de *SEPs*. Foram abordados dois estudos de caso onde buscou-se analisar o comportamento do sistema em malha fechada através da atuação dos controladores projetados, a fim de comparar a aplicabilidade dos algoritmos. Sendo assim, as metodologias propostas para a projeto do controlador foram: *PID* Robusto e o Controle H_∞ .

Mesmo na presença de uma perturbação ou um distúrbio de carga, o controle garantisse as condições de estabilidade para o sistema, observadas várias condições de operação. Estas condições levavam em consideração os parâmetros do sistema que eram variantes no tempo em função do ponto de operação, ora pelo carregamento do sistema ou pelo nível de potência gerada, ora pelas características construtivas ou físicas dos componentes do *SEP*.

Inicialmente foi projetado um controlador *PID* que garantisse a estabilidade robusta do sistema. As incertezas estavam presentes na combinação entre os parâmetros da turbina, que se alteravam a medida que a rede apresentava diferentes níveis de carregamento e de potência gerada ou na combinação das diferentes características construtivas ou físicas dos componentes envolvidos na hidráulica do sistema.

O projeto do *PID* consistiu em minimizar o valor da norma H_∞ para cada uma das plantas originadas pelas combinações citadas anteriormente apenas com um único controlador. A estabilidade robusta em cada ponto de operação foi imposta por uma margem de ganho e por uma margem de fase mínimas, enquanto que para a estabilidade nominal, analisaram-se os autovalores em malha fechada. Os ganhos do *PID* foram selecionados para proporcionar um desempenho adequado para a resposta do desvio de frequência perante a perturbação de carga ao longo de toda a gama de funcionamento.

Posteriormente, no âmbito de propor uma comparação significativa para trabalho, foi projetado um controlador H_∞ por realimentação de estados. Pela presença de incertezas, utilizou-se a representação politópica do sistema, sendo que o modelo de cada planta representava um vértice de uma região convexa. Mesmo não sendo os controladores mais utilizados em escala industrial, o projeto do controle H_∞ pode ser empregado quando se deseja que um sistema mantenha um determinado desempenho diante de possíveis variações de carga. Sendo assim, como através deste controlador deseja-se reduzir os efeitos da perturbação tendo em vista o valor na norma H_∞ , é possível estabelecer um ambiente de comparação ao método *PID* proposto.

O modelo de *SEP* escolhido para o primeiro estudo de caso foi uma das turbinas hidráulicas da barragem de Maetaquac em New Brunswick, com capacidade para gerar aproximadamente 500 MW de eletricidade a partir de todas as turbinas. O *SEP* é composto pelos modelos da unidade geradora, do amplificador hidráulico, do conduto, da turbina, da rede elétrica e do sistema equivalente. Foram feitas análises do comportamento deste *SEP* quando submetido a uma perturbação de carga.

De maneira geral, pôde-se comprovar que de fato ambos os controladores projetados foram eficientes na garantia da estabilidade do *SEP* considerando todas as combinações dos pontos de operação. Através dos resultados apresentados graficamente e que mostram a resposta do desvio de frequência, é possível constatar que o erro de frequência originado com a perturbação ocorre devido ao tipo de regulador utilizado pelo sistema de controle (*droop*). Nota-se ainda que a dinâmica envolvendo todo o sistema com a atuação dos controladores apresentam grandes mudanças para os diferentes valores de $N1$, $N2$ e $N3$, enquanto que para as variações de $T1$, $T2$ e $T3$, as mudanças na dinâmica são menos significativas.

O modelo de *SEP* escolhido para o segundo estudo de caso foi uma das turbinas hidráulicas de uma usina hidrelétrica que pertencente ao sistema interligado nacional, com capacidade para gerar aproximadamente 399 MW de potência. De maneira bem similar ao sistema do primeiro estudo de caso, este *SEP* também é composto pelos modelos da malha hidráulica, da turbina e comporta, pela máquina síncrona, bem como pelo sistema de controle.

Para esta unidade, devido as características construtivas da malha hidráulica, principalmente no que diz respeito por exemplo a entrada de água que percorre o conduto, as válvulas operam abrindo ou fechando de modo que haja um balanço de potência contribuindo para que toda energia gerada seja consumida. Conforme ocorre esta variação,

a dinâmica do sistema é influenciada. Isso justifica o fato de tanto a válvula distribuidora quanto o distribuidor do servo-motor serem representados por ganhos variáveis, que indicam quando elas estão abrindo ou fechando. Outra característica existente de forma que a dinâmica do sistema também se altera está na presença do parâmetro G_o no modelo da turbina. Ele representa a capacidade de geração e produção de energia, podendo estar com capacidade baixa, média ou alta. Sendo assim, com a combinação de todos estes fatores, pontos de operação distintos também foram levados em conta para o projeto do controlador *PID* Robusto para este *SEP*.

Inicialmente, para sua operação isolada observou-se que o controlador *PID* robusto possibilitou uma melhoria significativa para o sistema quando comparado com o controlador obtido sem levar em consideração todos os pontos de operação originados pela variação dos parâmetros. Este controlador possibilitou uma diminuição das oscilações e uma diminuição do valor do máximo sobre-sinal (*overshoot*), contribuindo para que a resposta fosse melhor amortecida. Isso pode ser observado pela Figura 47 que mostra a atuação do controlador robusto e não robusto, considerando uma capacidade de geração de 50 % ($G2$), a válvula distribuidora abrindo ($V1$) e o distribuidor do servo-motor abrindo ($D1$).

Para o segundo cenário que retrata a operação interligada, quando a unidade se conecta a outro sistema de maior porte e representado pela barra-infinita, algumas características são observadas. Mesmo o controlador projetado satisfazendo as restrições impostas previamente pelas condições de projeto, ele ainda produz uma resposta com grandes oscilações. No entanto, o fato do sistema se conectar a outro de maior porte implica na necessidade de suprir a demanda de potência sendo requisitada, salvo o potencial total de geração.

Sendo assim, ainda que os controladores projetados para esta *UHE* satisfaçam as condições impostas e garantam estabilidade para o sistema, o fato deles não possibilitarem uma resposta melhor amortecida para a operação interligada, isso não lhes confere ineficácia de projeto. Significa que, considerando as condições do projeto que impunham uma margem de fase e uma margem de ganho mínimas (conforme Tabelas 6 e 7), os controladores projetados foram eficientes na manutenção da estabilidade deste *SEP*, quando conectado a uma barra-infinita.

Além disso, a importância de considerar todos os pontos de operação para o projeto do controlador pode ser evidenciada observando as Figuras 47 e 50. Elas retratam o comportamento do *SEP*, isolado e quando conectado a barra-infinita, na presença dos

controladores robusto e não robusto projetados para estas condições de operação. Nota-se uma melhoria significativa das oscilações oriundas da injeção de carga ao sistema, a fim de garantir o restabelecimento do valor da frequência ao seu valor nominal para ambas as situações.

Portanto, as metodologias apresentadas neste trabalho para o projeto de controladores robustos possibilitam a garantia da estabilidade do sistema mesmo o *SEP* operando em diversas condições de funcionamento, para ambos os estudos de caso.

6.1 Trabalhos Futuros

De acordo com a pesquisa desenvolvida e os resultados obtidos nesse trabalho, têm-se como sugestões para trabalhos futuros:

- Utilizar um modelo diferente de regulador para o primeiro estudo de caso, a fim de corrigir os desvios de frequência originados pela presença do regulador com queda de velocidade.
- Projetar um controlador H_∞ por realimentação de saída de forma que os estados possam ser estimados. Essa alternativa permitiria uma comparação dos resultados de maneira mais fiel, uma vez que consideraria uma malha exatamente idêntica quando comparada ao *PID*.
- Utilizar os softwares computacionais da *CEPEL* para implementar os controladores projetados no intuito de promover um cenário de comparação entre as duas plataformas.

Referências

- ALI, E.; ABD-ELAZIM, S. M. *BFOA* based design of *PID* controller for two area load frequency control with nonlinearities. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 51, p. 224–231, April 2013.
- ALMEIDA, L. P. de. *Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2004.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. 2. ed. Nova Jersey: Wiley-Interscience, 2003. 689 p.
- BARMISH, B.; KANG, H. A survey of extreme point results for robustness of control systems. *Automatica*, v. 29, n. 1, p. 13–35, 1993.
- BEVRANI, H. *Robust Power System Frequency Control*. 2. ed. New York: Springer, 2009. 225 p.
- BOYD, S. P. et al. *Linear Matrix Inequalities in System and Control Theory*. Philadelphia: SIAM Studies In Applied Mathematics, 1994. 193 p.
- CABELLO, R. V. C. *Controle H_2/H_∞ de Vibrações com Restrições no Esforço de Controle*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2005.
- COLANERI, P.; GEROMEL, J. C.; LOCATELLI, A. *Control Theory and Design: An RH_2 and RH_∞ Viewpoint*. 1. ed. London: Academic Press, 1997. 378 p.
- COSSE, R. et al. Fundamentals of turbine/generator speed control: A graphical approach for islanding applications. *Industry Applications Magazine, IEEE*, v. 19, n. 4, p. 56–62, July 2013.
- DONAIISKY, E. et al. Nova representação da malha hidráulica de reguladores de velocidade em uhe através de modelos afins por partes. *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro 2015.
- DONAIISKY, E. et al. Controle baseado em modelos afins por partes para a malha hidráulica de reguladores de velocidade em usina hidrelétrica. *XII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, Outubro 2015.
- DOOLLA, S.; BHATTI, T. Load frequency control of an isolated small-hydro power plant with reduced dump load. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 4, p. 1912–1919, Nov 2006.
- DOYLE, J. Synthesis of robust controllers and filters. *Decision and Control. The 22nd IEEE Conference on*, p. 109–114, Dec 1983.

- DOYLE, J. et al. State space solutions to standard H_2 and H_∞ control problems. *American Control Conference*, p. 1691–1696, June 1988.
- GAHINET, P.; APKARIAN, P. A linear matrix inequality approach to h_∞ control. *International Journal of Robust and Nonlinear Control*, v. 4, p. 421–448, 1994.
- GATTA, P. O. L. *Um Novo Modelo para Representação da Regulação Primária e Secundária de Frequência no Problema do Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora - MG, 2012.
- GEROMEL, J.; PERES, P. Decentralised load-frequency control. *Control Theory and Applications, IEE Proceedings D*, v. 132, n. 5, p. 225–230, September 1985.
- GIACOMINI, M. R. *Método de Obtenção dos Parâmetros do Regulador de uma Turbina Hidráulica*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2007.
- GOLBON, N.; KHODABAKHSHIAN, A. Unified *PID* design for load frequency control. *IEEE International Conference on Control Applications*, p. 1627–1632, 2004.
- GU, D.-W.; PETKOV, P. H.; KONSTANTINOV, M. M. *Robust Control Design with MATLAB*. 2. ed. London: Springer, 2005. 392 p.
- HOROWITZ, I. Quantitative feedback theory. *Control Theory and Applications, IEE Proceedings D*, v. 129, n. 6, p. 215–226, November 1982.
- HUSEK, P. *PID* controller design for hydraulic turbine based on sensitivity margin specifications. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 55, p. 460–466, September 2014.
- JIANG, J. Design of an optimal robust governor for hydraulic turbine generating units. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 1, p. 188–194, Mar 1995.
- KHODABAKHSHIAN, A.; EDRISI, M. A new robust pid load frequency controller. *Control Engineering Practice*, v. 16, n. 9, p. 1069–1080, 2008.
- KHODABAKHSHIAN, A.; HOOSHMAND, R. A new *PID* controller design for automatic generation control of hydro power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 32, n. 5, p. 375–382, 2010.
- KINJO, T. et al. Output leveling of wind power generation system by edlc energy storage system. *Electrical Engineering in Japan*, Wiley Subscription Services, Inc., A Wiley Company, v. 154, n. 4, p. 34–41, 2006.
- KISHOR, N.; SAINI, R.; SINGH, S. A review on hydropower plant models and control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 11, n. 5, p. 776 – 796, 2007.
- KUNDUR, P. *Power System Stability And Control*. 1. ed. New York: McGraw-Hil, 1994. 1197 p.
- KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability. *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, p. 1387–1401, 2004.

- KUSIC, G. et al. Automatic generation control for hydro systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 3, n. 1, p. 33–39, Mar 1988.
- LIM, K.; WANG, Y.; ZHOU, R. Robust decentralised load-frequency control of multi-area power systems. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 143, n. 5, p. 377–386, Sep 1996.
- MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. *Power System Dynamics: Stability and Control*. 2. ed. United Kingdom: John Wiley and Sons, 2008. 660 p.
- MACIEJOWSKI, J. M. *Multivariable Feedback Design*. 1. ed. Boston: Addison Wesley Publishers Ltd, 1989. 424 p.
- MALIK, O. P.; ZENG, Y. Design of a robust adaptative controller for a water turbine governing system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 10, n. 2, p. 354–359, 1995.
- MANDOUR, M. E.-D.; ALI, E. S.; LOTFY, M. E. Robust load frequency controller design via genetic algorithm and H_∞ . *Modern Power Systems*, p. 1–6, 2010.
- MARSHALL, W.; SMOLINSKI, W. Dynamic stability determination by synchronizing and damping torque analysis. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-92, n. 4, p. 1239–1246, July 1973.
- MELLO, F. P. de et al. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 7, n. 1, p. 167–179, Feb 1992.
- MOORTHI, V.; AGGARWAL, R. Damping effects of excitation control in load frequency control system. *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, v. 121, n. 11, p. 1409–1416, November 1974.
- MUNOZ-HERNANDEZ, G. A.; MANSOOR, S. P.; JONES, D. I. *Modelling and Controlling Hydropower Plants*. 1. ed. London: Springer, 2013. 305 p.
- NATARAJAN, K. Robust pid controller design for hydroturbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 20, n. 3, p. 661–667, 2005.
- NGAMROO, I.; TIPPAYACHAI, J.; SANCHAI. Robust decentralised frequency stabilisers design of static synchronous series compensators by taking system uncertainties into consideration. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 28, n. 8, p. 513–524, 2006.
- OHBA, S.; OHNISHI, H. An advanced lfc design considering parameter uncertainties in power systems. *North American Power Symposium*, p. 630–635, 2007.
- OLIVEIRA, R. C.; PERES, P. L. D. Análise e controle de sistemas lineares incertos por meio de desigualdades matriciais lineares. *Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação: Universidade de Campinas - SP*, 2010.
- PANDEY, S. K.; MOHANTY, S. R.; KISHOR, N. A literature survey on load-frequency control for conventional and distribution generation power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 25, p. 318–334, 2013.

- PAZELLI, T. de F. P. A. T. *Montagem e Controle H_∞ Não Linear de Manipuladores Espaciais com Base Flutuante*. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo, São Carlos - SP, 2011.
- PELACINI, D. A. F. et al. Aplicação de técnicas de controle robusto na geração de energia elétrica. *Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática*, p. 2645–2651, Setembro 2014.
- PHI, D. et al. Analysis and application of the stability limits of a hydro-generating unit. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, v. 100, n. 7, p. 3203–3212, July 1981.
- PICO, H.; MCCALLEY, J. Modeling and analysis of speed controls in hydro-turbines for frequency performance. p. 1–7, Aug 2011.
- POULIN, E.; POMERLEAU, A. Unified pid design method based on a maximum peak resonance specification. *IEEE Proceedings Control Theory and Applications*, v. 144, n. 6, p. 566–574, 1997.
- RERKPREEDAPONG, D.; HASANOVIC, A.; FELIACHI, A. Robust load frequency control using genetic algorithms and linear matrix inequalities. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 855–861, 2003.
- RYU, H.-S. et al. Extended integral based governor control for power system stabilization. *Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE*, v. 3, p. 1610–1614, July 2002.
- SAADAT, H. *Power System Analysis*. 2. ed. New York: McGraw-Hil, 1999. 720 p.
- SAFONOV, M. L_∞ - optimal sensitivity vs stability margin. *Decision and Control. The 22nd IEEE Conference on*, p. 115–118, Dec 1983.
- SANTOS, M. M. dos. *Controle H_∞ em Suspensões Ativas Aplicando Técnicas Baseadas em Desigualdades Matriciais Lineares*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2010.
- SARRACINI-JÚNIOR, F. *Síntese de Controladores H_∞ de Ordem Reduzida com Aplicação no Controle Ativo de Estruturas Flexíveis*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2006.
- SHAHIAN, B.; HASSUL, M. *Control System Design Using Matlab*. New Jersey: Prentice Hall, 1993. 503 p.
- SHAYANFAR, H. A.; SHAYEGHI, H. Design of decentralized robust lfc in a competitive electricity environment. *Journal of Electrical Engineering*, v. 56, n. 9-10, p. 225–236, 2005.
- SHAYEGHI, H. A robust decentralized power system load frequency control. *Journal of Electrical Engineering*, v. 59, n. 6, p. 281–293, 2008.
- SILVA-JÚNIOR, J. de A. *Controle Robusto H_∞ Aplicados em Motores de Indução*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2003.

SOUZA, J. A. Modelos teóricos do sistema de controle de velocidade. Relatório 2/1, Projeto ANEEL CEMIG/GT n. 465. 2013.

STRAH, B.; KULJACA, O.; VUKIC, Z. Speed and active power control of hydro turbine unit. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 20, n. 2, p. 424–434, June 2005.

THORNE, D.; HILL, E. Field testing and simulation of hydraulic turbine governor performance. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-93, n. 4, p. 1183–1191, July 1974.

THORNE, D.; HILL, E. Extensions of stability boundaries of a hydraulic turbine generating unit. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, v. 94, n. 4, p. 1401–1409, July 1975.

VIEIRA-FILHO, X. *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*. 1. ed. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1984.

VINADÉ, C. A. do C. *Sistematização do Processo de Projeto para Confiabilidade e Manutenibilidade Aplicado a Sistemas Hidráulicos e Implementação de um Sistema Especialista*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC, 2003.

WANG, Y.; ZHOU, R.; WEN, C. Robust load-frequency controller design for power systems. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, v. 140, n. 1, p. 11–16, Jan 1993.

ZAMES, G. Feedback and optimal sensitivity: Model reference transformations, multiplicative seminorms, and approximate inverses. *Automatic Control, IEEE Transactions on*, v. 26, n. 2, p. 301–320, Apr 1981.

ZHOU, K.; DOYLE, J. C.; GLOVER, K. *Robust and Optimal Control*. New Jersey: Prentice Hall, 2010. 603 p.

APÊNDICE A - Trabalho Publicado

APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE CONTROLE ROBUSTO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

DOUGLAS A.F. PELACINI*, GUSTAVO H. C. OLIVEIRA*, GIDEON V. LEANDRO*, EMERSON DONAISKY*,
ADINÃ M. PENA**, JOÃO A. SOUZA***

**Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba – PR*

***Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) GT, Belo Horizonte – MG*

****Controle de Processos Industriais, Belo Horizonte – MG*

*E-mails: douglaspelacini@hotmail.com, gustavo@eletrica.ufpr.br,
gede@eletrica.ufpr.br, adina@cemig.com.br*

Abstract — The stability of an electrical power system is the property of remain operating under pre-defined performance specifications after a disturbance. One of the problems associated with stability and control in power systems generation is the speed/frequency control. Due to the different operating points associated with different system configurations and different models of the generation system associated with these settings, designs robust controllers are suitable to tackle such challenges. Therefore, this article proposes the use of a robust predictive controller (RMPC) with optimization based on linear matrix inequalities for power system. Compares this robust predictive control with robust control design proportional, integral and derivative in a model with varying parameters of time that includes the hydraulic amplifier, flue, turbine, generator and electrical system. Simulation results validate the presented strategy against the proportional, integral and derivative (PID) method.

Keywords — Robust predictive controller, linear matrix inequalities, stability, power generation, power system.

Resumo — A estabilidade de um sistema elétrico de potência pode ser entendida como a propriedade de se manter em um estado de equilíbrio operativo após sofrer algum tipo de distúrbio ou perturbação. Um dos problemas associados com estabilidade e controle na geração de energia em um sistema elétrico de potência é o controle de velocidade/frequência. Devido aos diferentes pontos de operação associados com as diferentes configurações do sistema e aos diferentes modelos do sistema de geração associados a estas configurações, projetos de controladores robustos são uma necessidade neste contexto. Portanto, este artigo propõe o uso de um controlador preditivo robusto (RMPC) com otimização baseada em desigualdades matriciais lineares para este contexto. Compara-se este controlador preditivo robusto com um projeto de controle proporcional, integral e derivativo (PID) robusto em um modelo com parâmetros variantes no tempo que inclui a malha hidráulica, conduto, turbina, gerador e sistema elétrico. Resultados de simulação validam a estratégia apresentada frente ao método PID.

Palavras-chave - Controlador preditivo robusto, desigualdades matriciais lineares, estabilidade, geração de energia elétrica, sistemas elétricos de potência.

1 Introdução

A estabilidade de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser entendida como a propriedade deste sistema em se manter num estado de equilíbrio operativo após sofrer alguma espécie de distúrbio ou perturbação (Kundur, 1994). SEPs sofrem perturbações a todo o momento e também alternam entre diferentes pontos de operação, conseqüentemente, alternam entre diferentes modelos utilizados para sua representação. Por essa razão, é importante a atuação adequada de um controlador que auxilie o sistema a encontrar um novo estado de equilíbrio ideal. Este controlador manipula a potência gerada, de forma a garantir a alimentação das cargas, fazendo com que toda energia produzida seja imediatamente consumida e garantindo as características de frequência dentro dos valores nominais. Devido às mudanças nos sistemas interligados, tanto em tamanho quanto em complexidade, o controle de frequência tem se tornado cada dia mais importante (Pandey et al., 2013). Neste sentido pesquisas e trabalhos vêm sendo desenvolvidos de forma a garantir estabilidade diante das mudanças ou variações que os SEPs possam sofrer sem que a qualidade e a continuidade de energia sejam afetadas.

Na tentativa de avaliar o comportamento dos SEPs frente aos diversos impactos que possam ocorrer, Golbon e Khodabakhshian (2004) modificaram e aplicaram para sistemas elétricos de potência o método originalmente proposto por Poulin e Pomerleau (1997). Golbon e Khodabakhshian (2004) apresentaram o projeto de um controlador PID para uma única máquina utilizando uma especificação máxima do pico de ressonância para ajustar os parâmetros do controlador. Este trabalho foi expandido para o problema de multimáquinas em Khodabakhshian e Edrisi (2008).

A adaptação do sistema elétrico de potência, frente à produção de energia e o seu consumo, também possibilita estudos no campo dos modelos de turbinas hidráulicas e regulação de velocidade. Melo e Koessler (1992) apresentam um estudo sobre diversos modelos de turbinas hidráulicas mais adequadas para uma ampla gama de aplicações. Venayagamoorthy e Harley (2001) utilizaram a técnica de controle neural para projetar um controlador para turbinas hidráulicas.

Mas como os modelos das turbinas hidráulicas possuem parâmetros que são variantes no tempo, em função do ponto de operação, faz-se necessário garantir sua estabilidade robusta, isto é, o controle deve garantir estabilidade para um conjunto de incertezas existentes frente às mudanças dos parâmetros (Bevrani, 2009).

Em Natarajan (2005) é apresentado o projeto de um controlador PID robusto para uma turbina hidráulica usando uma técnica de resposta em frequência. Um único controlador PID é projetado para garantir a estabilidade e o desempenho do SEP para um conjunto discreto de pontos de operação predefinidos.

Por outro lado, controladores preditivos robustos (RMPC) se caracterizam por incluir a representação explícita de incertezas da planta na formulação do problema (Camacho and Bordons, 2000). Dentre as diferentes técnicas de RMPC presentes na literatura como, por exemplo, Oliveira et al. (2000), Jalali and Nadimi (2006), Araújo e Oliveira (2009), Huang et al., (2012), existem os controladores RMPC com otimização LMI, cuja aplicação já bem estabelecida. Originalmente propostos por Kothare et al. (1996), deram origem a uma série de algoritmos LMI-RMPC, dentre eles Wu, (2001) e Ding et al., (2004).

Neste contexto, este trabalho contém a proposta de aplicação e validação de RMPC com otimização LMI em SEPs. Os resultados apresentados são então comparados com o controlador robusto proposto por Natarajan (2005). A comparação é feita tendo como base uma unidade geradora de energia elétrica sujeita a variações de parâmetros que implicam na mudança de seus pontos de operação. Como principal característica, este projeto garante estabilidade nominal para o conjunto convexo formado por um número finito de pontos de operação.

Na seção 2 apresenta-se o modelo da unidade geradora de energia elétrica utilizada como estudo de caso. Na seção 3 mostra-se o projeto do controlador PID robusto visto em Natarajan (2005). Na seção 4 apresenta-se o projeto RMPC com otimização LMI. Na seção 5 apresentam-se os resultados obtidos para o sistema diante de uma perturbação de carga, tanto com a atuação do controlador visto em Natarajan (2005) quanto com a atuação do RMPC com LMI proposto. A seção 6 apresenta as conclusões deste artigo.

2 Modelo do sistema

A unidade geradora de energia elétrica, contendo o sistema de controle, malha hidráulica, conduto e turbina, máquina síncrona e sistema elétrico equivalente, considerada como estudo de caso neste trabalho está apresentada em Phi et al. (1981) e em Natarajan (2005). É representada pelo diagrama de blocos da Figura 1. Os parâmetros do sistema de geração e do sistema elétrico considerados constantes neste trabalho estão definidos na Tabela 1 (ver Apêndice).

Diferentes pontos de operação e de condições do sistema são aqui considerados. Com a variação do

ponto de operação do sistema, os parâmetros da turbina também sofrem mudanças. Estes parâmetros são modificados à medida que as características de funcionamento da turbina se alteram com base no nível de potência. Isto é, para cada nível de potência, têm-se diferentes parâmetros da turbina.

Os níveis de potência são representados por T1, T2 e T3, que equivalem a 22.5 MW, 84.3 MW e 113 MW, respectivamente. Considerando que o sistema possa estar muito carregado ou não, alguns parâmetros de rede também são definidos (N1, N2 e N3). Os parâmetros N2 e N3 correspondem a uma rede muito carregada com grande capacidade e uma rede levemente carregada com baixa capacidade, respectivamente. O parâmetro N1 representa uma rede com carregamento nominal. Para cada um destes pontos de operação, têm-se modelos definidos conforme mostra a Tabela 2 (ver Apêndice).

Com a combinação das três características de funcionamento da turbina com base no nível de potência (T1, T2 e T3) e com base nos três conjuntos dos parâmetros de rede (N1, N2, N3), nove diferentes pontos de funcionamento são analisados neste trabalho. Os valores dos parâmetros da turbina com base no nível de potência são apresentados nas Tabelas 3 e 4 (ver Apêndice).

Os gráficos apresentados nas Figuras 2a, 2b e 2c mostram a resposta em frequência do sistema em malha aberta entre a entrada de controle (u) e o erro (e), ver Figura 1, para os nove diferentes pontos de operação. A presença de modos oscilatórios em malha aberta é possível de ser verificada nas respostas das Figuras 2a, 2b e 2c. Nota-se que a dinâmica apresenta grandes mudanças para os diferentes valores de N1 a N3, enquanto que para as variações de T1 a T3, as mudanças na dinâmica são menos significativas.

3 Projeto do controlador PID robusto

No trabalho de Natarajan (2005), o projeto de um único controlador PID para minimizar o máximo da resposta do desvio de frequência (n da Figura 1) diante de uma perturbação de carga (d da Figura 1) para todos os nove pontos de operação é apresentado.

A abordagem é feita para garantir a estabilidade e desempenho do sistema para as nove combinações de características das turbinas e dos parâmetros de rede.

A estabilidade robusta em cada ponto de operação é imposta por uma margem de ganho e por uma margem de fase na faixa de 10 dB e 45°, respectivamente. Os ganhos do PID são selecionados para proporcionar um desempenho adequado para a resposta do desvio de frequência perante a perturbação de carga ao longo de toda a gama de funcionamento.

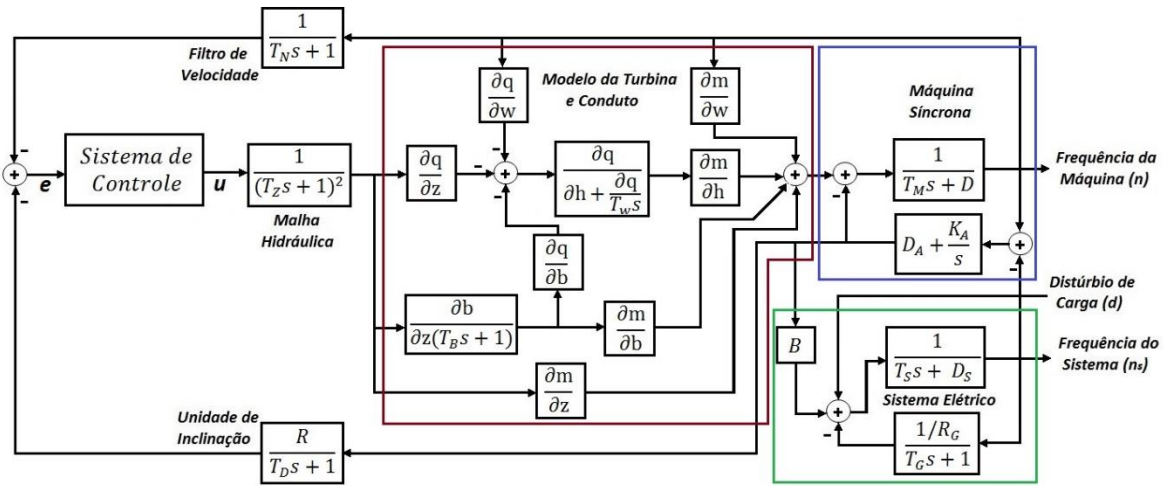


Figura 1. Modelo da unidade geradora de energia elétrica e do sistema equivalente

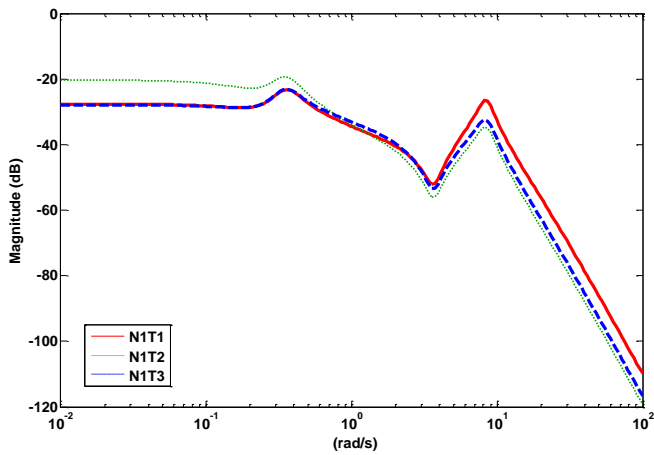


Figura 2a. Resposta em frequência de malha aberta considerando uma rede nominal

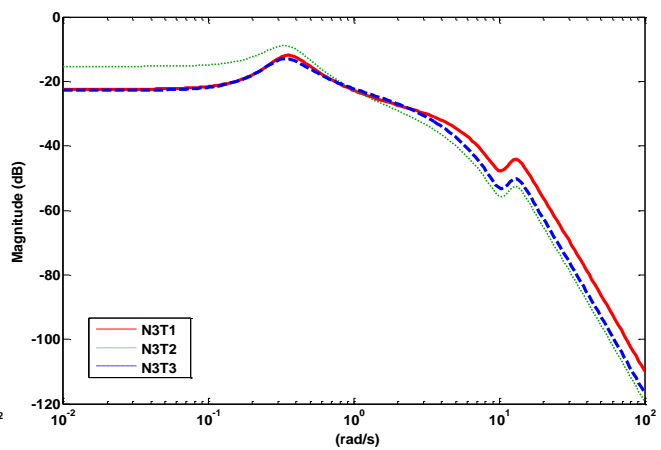


Figura 2c. Resposta em frequência de malha aberta considerando uma rede levemente carregada com baixa capacidade

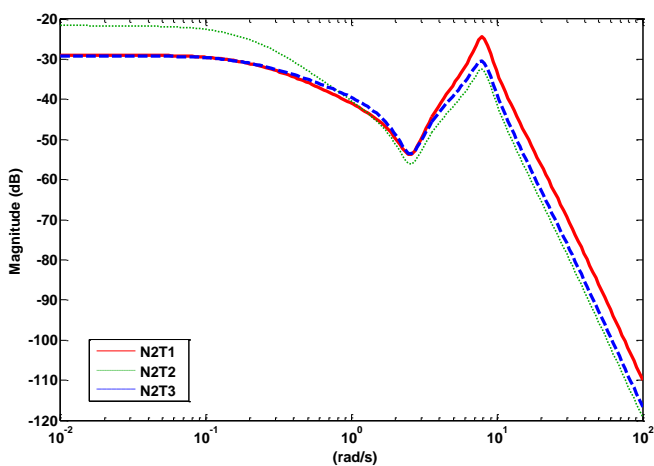


Figura 2b. Resposta em frequência de malha aberta considerando uma rede muito carregada com grande capacidade

Para determinar os ganhos do controlador, a estabilidade nominal (n_s) de cada ponto de operação é avaliada através do cálculo dos polos de malha fechada nesse ponto. Havendo algum polo no semiplano direito do domínio de Laplace, então uma função de penalidade (p) para a estabilidade nominal em um ponto de operação (k) é definida como:

$$p_{n_s k} = L, \quad (1)$$

onde L representa um valor escolhido maior do que qualquer um dos outros valores das funções de penalidades possíveis, ressaltando a importância da estabilidade nominal de um ponto de operação sobre todos os demais. Caso os polos em malha fechada estejam no semiplano esquerdo, a função de penalidade é definida como:

$$p_{n_s k} = 0, \quad (2)$$

Uma vez que as margens de fase e ganho são geralmente restrições de desigualdade, a função de penalidade para a estabilidade robusta deve ser zero ou próximo de zero sempre que as restrições de desigualdade estão satisfeitas e grande quando as restrições não estão satisfeitas. Para tanto, as funções de penalidade (p) para a margem de fase (p_m) e para a margem de ganho (p_g) em um ponto de operação (k) são definidas como:

$$p_{p_m k}(\phi_k) = k_1[1 + \tanh(k_2(\phi_d - \phi_k))] \quad (3)$$

$$p_{g_m k}(m_k) = k_3[1 + \tanh(k_4(m_d - m_k))] \quad (4)$$

onde ϕ_k , m_k são as margens de fase e margens de ganho estimadas para o ponto de operação k e ϕ_d , m_d são as margens de fase e margens de ganho desejadas (estabelecidas em 45° e 10 dB respectivamente). Os valores das constantes k_1 , k_2 , k_3 e k_4 podem ser escolhidas aleatoriamente.

Por isso, o projeto deste controlador é realizado garantindo a margem de ganho e margem de fase mínimas para todas as faixas de operação. O índice de desempenho para a obtenção dos ganhos do controlador, levando em conta todos os pontos de operação é dado por:

$$F = \max_{\substack{\omega \in [\omega_1, \omega_2] \\ k=1,2,\dots,N}} J_k(j\omega) + \sum_{k=1}^N [p_{n_s k} + p_{p_m k} + p_{g_m k}] \quad (5)$$

onde N é o número de pontos de operação, ω_1 e ω_2 representam o mínimo e o máximo da faixa de frequências em radianos por segundo o qual o desempenho ($J_k(j\omega)$) é exigido.

Entretanto, mesmo sendo um projeto que apresenta bons resultados quando comparados com outras técnicas, o projeto de um único controlador PID para todos os casos pode comprometer o desempenho robusto do sistema ao longo de muitos pontos de operação. Diante disso, o projeto de um RMPC com LMI é proposto para este estudo de caso, a fim de comprovar resultados mais significativos, que garantam estabilidade e desempenho robustos não só para os pontos de operação vistos em Natarajan (2005) como também para um conjunto de pontos de operação pertencentes a uma região.

4 Proposta do controlador RMPC com LMI

Os RMPC são algoritmos MPC que explicitamente levam em conta incertezas do modelo nos cálculos da lei de controle. A sequência de sinais de controle é válida para todos os sistemas incertos pertencentes ao conjunto de modelos incertos Ω (Araújo e Oliveira, 2009).

Para a caracterização de um conjunto de incerteza, é preciso encontrar uma representação matemática da incerteza do modelo, baseado no conhecimento do sistema.

As incertezas na planta podem ter muitas origens, como: parâmetros do modelo linear aproximados com

erro, parâmetros do modelo linear variando devido à característica não linear dos sistemas reais associada com o ponto de operação, imperfeições na medida, modelos e estruturas desconhecidos em altas frequências, escolha de modelos mais simples onde são negligenciadas algumas dinâmicas, controlador implementado diferente do controlador sintetizado.

Considere um sistema linear e invariante no tempo no período discreto representado por:

$$A(z^{-1})y(k) = B(z^{-1})z^{-1}u(k) \quad (6)$$

onde $u(k)$ e $y(k)$ são respectivamente, a entrada e saída do sistema, e:

$$A(z^{-1}) = 1 + a_1z^{-1} + a_2z^{-2} + \dots + a_{n_a}z^{-n_a} \quad (7)$$

$$B(z^{-1}) = b_0 + b_1z^{-1} + b_2z^{-2} + \dots + b_{n_b}z^{-n_b} \quad (8)$$

em que a_i e b_j são escalares. Para cada um destes escalares, um intervalo de incerteza é definido:

$$\begin{cases} a_i \in \Omega_{a_i} \\ b_j \in \Omega_{b_j} \end{cases} \quad (9)$$

com:

$$\Omega_{a_i} = Co\{a_{i1} \ a_{i2} \ \dots \ a_{iN_{a_i}}\}, i = 1, 2, \dots, n_a \quad (10)$$

$$\Omega_{b_j} = Co\{b_{j1} \ b_{j2} \ \dots \ b_{jN_{b_j}}\}, j = 1, 2, \dots, n_b \quad (11)$$

$Co\{x_1 \ x_2 \ \dots \ x_N\}$ representa uma região convexa formada pelos vértices de cada intervalo tomado individualmente.

O sistema representado em (1), também pode ser expresso pela seguinte equações de diferenças:

$$y(k) + \sum_{i=1}^{n_a} a_i y(k-i) = \sum_{i=1}^{n_b+1} b_{i-1} u(k-i) \quad (12)$$

Uma representação em espaço de estados não mínima para o modelo anterior, pode ser obtida tomando como o vetor de estado os valores atuais e passados de entradas e saídas do sistema, que é:

$$\begin{aligned} \tilde{x}(k) = & [y(k)^T \ y(k-1)^T \ \dots \ y(k-n_a+1)^T \ \dots \\ & \dots \ u(k-1)^T \ u(k-2)^T \ \dots \ u(k-n_b)^T]^T \end{aligned} \quad (13)$$

Uma representação de espaço de estado equivalente é dada por:

$$\begin{cases} \tilde{x}(k+1) = \tilde{A}\tilde{x}(k) + \tilde{B}\tilde{x}(k) \\ y(k) = \tilde{C}\tilde{x}(k) \end{cases} \quad (14)$$

onde:

$$\tilde{A} = \begin{bmatrix} -a_1 & -a_2 & \dots & -a_{n_a-1} & -a_{n_a} & b_1 & \dots & b_{n_b-1} & b_{n_b} \\ 1 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 1 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

$$\tilde{B} = [b_0^T \ 0 \ 0 \ \dots \ 0 \ 1 \ 0 \ \dots \ 0]^T$$

$$\tilde{C} = [1 \ 0 \ \dots \ 0 \ 0 \ 0 \ \dots \ 0 \ 0] \quad (15)$$

Embora o modelo estendido tenha dimensão maior do que o sistema original, uma vantagem surge a partir do fato de que, em cada momento de amostragem, o vetor de estados é conhecido. Este fato é utilizado no contexto de RMPC por Granado et al. (2005) e quando o modelo é descrito por bases de funções ortogonais, por (Araújo e Oliveira, 2009).

A partir desse modelo, incertezas estão presentes nas matrizes \tilde{A} e \tilde{B} , de tal forma que:

$$[\tilde{A} \mid \tilde{B}] \in \Omega \quad (16)$$

onde:

$$\Omega = \text{Co}\{[\tilde{A}_1 \mid \tilde{B}_1], [\tilde{A}_2 \mid \tilde{B}_2], \dots, [\tilde{A}_N \mid \tilde{B}_N]\} \quad (17)$$

Os vértices $[\tilde{A}_i \mid \tilde{B}_i]$ são obtidos da combinação dos vértices de Ω_{a_i} e Ω_{b_j} . Seja N o número destes vértices. Assim, qualquer par (\tilde{A}, \tilde{B}) é uma combinação convexa dos vértices:

$$\lambda_j \geq 0, \sum_{j=1}^N \lambda_j = 1, [\tilde{A} \mid \tilde{B}] = \sum_{j=1}^N \lambda_j [\tilde{A}_j \mid \tilde{B}_j] \quad (18)$$

4.1 Lei de Controle Preditivo Robusto

Neste trabalho, o RMPC é definido pelo seguinte problema min-max (Kothare et al., 1996):

$$\min_{u(k+i|k), i=0,1,\dots,m} \max_{[\tilde{A}(k+i) \mid \tilde{B}(k+i)] \in \Omega} J_\infty(k) \quad (19)$$

onde a função custo de desempenho robusto, com horizonte infinito, pode ser expressa por:

$$J_\infty(k) = \sum_{i=0}^{\infty} (\tilde{x}(k+i|k)^T Q_1 \tilde{x}(k+i|k) + u(k+i|k)^T R u(k+i|k)) \quad (20)$$

Isso permite encontrar um limite superior para o desempenho robusto. Posteriormente, este limite superior é minimizado através da lei de controle com realimentação de estados constante $u(k+i|k) = F\tilde{x}(k+i|k)$, $i \geq 0$. Dada uma função quadrática $V(\tilde{x}) = \tilde{x}^T P \tilde{x}$, $P > 0$ satisfazendo:

$$V(\tilde{x}(k+i+1|k)) - V(\tilde{x}(k+i|k)) \leq$$

$$-(\tilde{x}(k+i|k)^T Q_1 \tilde{x}(k+i|k) + u(k+i|k)^T R u(k+i|k)) \quad (21)$$

e somando-se a desigualdade acima de k até ∞ , garante-se que $J_\infty(k) \leq V(\tilde{x}(k))$ para qualquer $[\tilde{A}(k+i) \mid \tilde{B}(k+i)] \in \Omega$, $i \geq 0$.

Seja $\tilde{x}(k) = \tilde{x}(k|k)$ o estado do sistema representado em (13) e medido num período de amostragem k e a incerteza de Ω definida pela região politópica mostrada em (17), a matriz F de realimentação de estados da lei de controle $u(k+i|k) = F\tilde{x}(k+i|k)$, $i \geq 0$ que minimiza o limite superior $V(\tilde{x}(k|k))$ da função custo de desempenho no período de amostragem k é dada por:

$$F = YQ^{-1} \quad (22)$$

onde $Q (> 0)$ e Y são obtidos a partir da solução do seguinte problema de minimização:

$$\min_{\gamma, Q, Y} \gamma \quad (23)$$

$$\text{sujeito a } \begin{bmatrix} 1 & \tilde{x}(k|k)^T \\ \tilde{x}(k|k) & Q \end{bmatrix} \geq 0 \text{ e}$$

$$\begin{bmatrix} Q & Q\tilde{A}_j^T + Y^T\tilde{B}_j^T & QQ_1^{1/2} & Y^TR^{1/2} \\ \tilde{A}_jQ + \tilde{B}_jY & Q & 0 & 0 \\ Q_1^{1/2}Q & 0 & \gamma I & 0 \\ R^{1/2}Y & 0 & 0 & \gamma I \end{bmatrix} \geq 0,$$

$$j = 1, 2, \dots, N$$

5 Resultados das simulações

Nesta seção, apresentam-se os resultados de simulação da proposta de utilização de RMPC para controle de velocidade/potência em SEP. Adicionalmente, comparam-se os resultados obtidos com um PID projetado para garantir desempenho robusto em diferentes pontos de operação de um SEP.

Para tanto, o sistema escolhido para testes é o sistema descrito na seção 2. Trata-se de um SEP composto pela malha de controle, malha hidráulica, conduto, turbina, máquina e rede. Nove diferentes pontos de operação são considerados e aqui definidos pela combinação das variáveis T1, T2 e T3 que representam os parâmetros do conduto e turbina para diferentes níveis de potência e N1, N2 e N3 que representam os parâmetros da rede (ver Tabelas 2, 3 e 4 no Apêndice).

Após a otimização com valores numéricos das funções de transferência e as funções de penalidade conforme descrito na Seção 3 e em Natarajan (2005), o controlador PID robusto é dado por:

$$C(s) = 0,66 + 0,29s + \frac{0,49}{s} \quad (24)$$

Os resultados do comportamento do sistema em malha fechada, com o controlador RMPC e com o PID robusto, para uma perturbação de carga de 20 MW (representada por d na Figura 1), injetada ao sistema no instante $t = 0$, são analisados.

A resposta do desvio do valor da frequência por unidade do sistema em malha fechada é apresentada nas Figura 3a, 3b e 3c, para os controladores PID e RMPC.

Como a dinâmica do sistema em estudo apresenta maiores mudanças para os diferentes valores de N1 a N3, do que para os valores de T1 a T3, nestas figuras foram levados em conta apenas os valores de T3 combinados com os parâmetros de N1, N2 e N3.

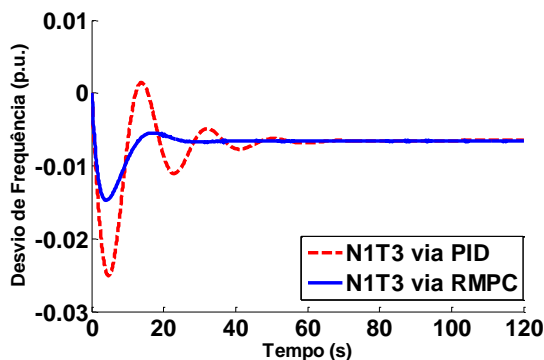


Figura 3a. Resposta do desvio da frequência em p.u. para uma perturbação de carga de 20 MW com os controladores PID e RMPC com LMI para N1T3

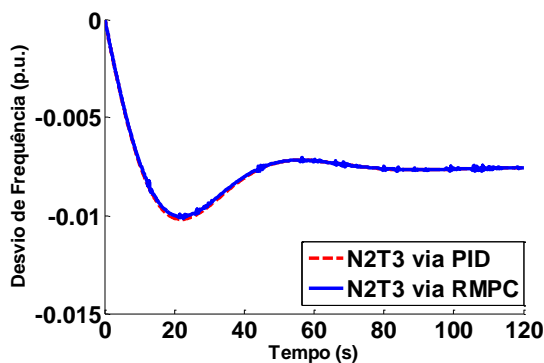


Figura 3b. Resposta do desvio da frequência em p.u. para uma perturbação de carga de 20 MW com os controladores PID e RMPC com LMI para N2T3

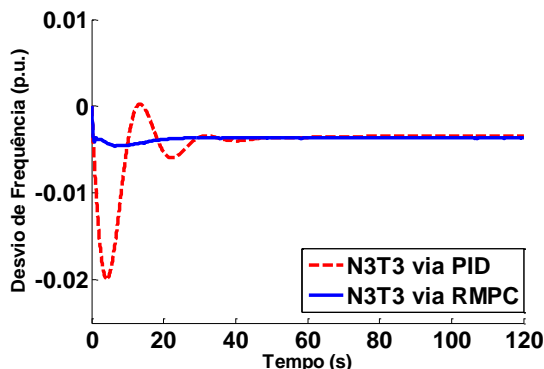


Figura 3c. Resposta do desvio da frequência em p.u. para uma perturbação de carga de 20 MW com os controladores PID e RMPC com LMI para N3T3

Através dos resultados apresentados percebe-se que para ambas as técnicas de controle a estabilidade do sistema é garantida. Contudo, em relação ao seu desempenho, algumas propriedades podem ser observadas. Por exemplo, para a rede muito carregada com grande capacidade (N2), o controle preditivo robusto com LMIs produz uma resposta muito semelhante com a resposta obtida pelo controlador PID robusto. Em contrapartida, tanto para a rede com carregamento nominal (N1) quanto para a rede levemente carregada com baixa capacidade (N3), o controlador preditivo robusto produz uma resposta que apresenta melhor desempenho quando comparada ao controlador PID robusto. Ao melhor desempenho global do RMPC acrescenta-se o fato que este garante estabilidade para todos os sistemas dentro do conjunto convexo formado pelos 9 modelos, enquanto que o PID foi projetado para garantir estabilidade os 9 modelos pontuais. Além disso, há possibilidade de incorporar restrições operacionais nos sinais de entrada e saída para o RMPC. Em contrapartida, o esforço computacional para implementação do RMPC é muito maior que o PID e sua aplicação em usinas existentes é também bem menos direta que o PID.

6 Conclusões

Este trabalho descreveu a comparação entre algoritmos de controle robusto de velocidade/frequência, em particular o RMPC e o PID, aplicados a sistemas elétricos de potência. Como base de comparação, apresentou-se um sistema elétrico formado por modelos da unidade geradora, amplificador hidráulico, conduto, turbina, rede elétrica e sistema equivalente. A fim de analisar a aplicabilidade dos algoritmos, o sistema levou em consideração parâmetros que eram variantes no tempo em função do ponto de operação (carregamento do sistema e potência gerada). Comprovou-se que o RMPC possibilita um melhor desempenho para o sistema quando comparado ao PID robusto, além de garantir a manutenção da estabilidade robusta do sistema para um conjunto de modelos que apresentam uma classe de incertezas e formados pela combinação convexa entre todos os pontos de operação do sistema, o que não se evidenciava com o PID robusto.

Referências Bibliográficas

- Araújo, H. X. and Oliveira, G. H. C. (2009). An LMI Approach for Output Feedback Robust Predictive Control using Orthonormal Basis. IEEE Conference on Decision and Control, p. 3987–3992.
- Bevrani, H. (2009) Robust Power System Frequency Control, Ed. Springer.
- Camacho, E. F. and Bordons, C. (2000). Model Predictive Control. Ed. Springer, 2nd ed., 2007.

Ding, B., Xi, Y. and Li, S. (2004). A synthesis approach of on-line constrained robust model predictive control. *Automatica*, p. 163–167.

Golbon, N. and Khodabakhshian, A. (2004). Unified PID design for load frequency control. *IEEE International Conference on Control Applications*. p. 1627–1632.

Granado, E. and Colmenares, W., Bernussou, J. and Garcia, G. (2005). LMI based robust output feedback MPC. *IEEE Conference on Decision and Control*, p. 5764–5769.

Huang, H and Li, D. and Xi, Y. (2012). The improved robust model predictive control with mixed H_2/H_∞ control approach. *Acta Automatic Sinica*, vol. 38, n° 6, p. 944–949.

Jalali, A. A. and Nadimi, V. (2006). A Survey on Robust Model Predictive Control from 1999-2006. *IEEE International Conference on Computational Intelligence for Modelling Control*.

Khodabakhshian, A. and Edrisi, M. (2008). A new robust PID load frequency controller. *Control Engineering Practice*, vol. 16, n° 9, p. 1069–1080.

Kothare, M. V. and Balakrishnan, V. and Moraris, M. (1996). Robust Constrained Model Predictive Control using Linear Matrix Inequalities. *Automatica*, vol.32, n° 10, p. 1361–1379.

Kundur, P. (1994). *Power System Stability And Control*, Electric Power Research Institute, New York : McGraw-Hill, 1176 pages.

Melo, F. P. and Koessler, R. J. (1992). Hydraulic turbine and turbine control models for system Dynamic Studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n° 1, p. 167–179.

Natarajan, K. (2005). Robust PID controller design for hydroturbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, n° 3, p. 661–667.

Oliveira, G.H.C., Amaral, W.C., Favier, Favier G., Dumont G.A. (2000) Constrained robust predictive controller for uncertain processes modeled by orthonormal series functions. *Automatica*, Vol. 36, n. 4, pp. 563-571

Pandey, S. K.; Mohanty, S. R., Kishor, N. (2013) A Literature Survey on Load-Frequency Control for Conventional and Distribution Generation Power Systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 25, pp. 318-334.

Phi, D. T.; Bourque, E. J.; Thorne, D. H. and Hill, E. F. (1981). Analysis and application of the stability limits of a hydro-generating unit. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, n° 7, p. 3203–3212.

Poulin, E. and Pomerleau, A. (1997). Unified PID design method based on a maximum peak resonance specification, *IEE Proceedings Control Theory and Applications*, vol. 144, n° 6.

Venayagamoorthy, G. K. and Harley, R. G. (2001). A continually online trained neurocontroller for excitation and turbine control of a turbogenerator. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, n° 3, p. 261–269.

Wu, F. (2001). LMI-based robust model predictive control and its application to an industrial CSTR problem. *Journal of Process Control*, vol. 11, p. 649–659.

APÊNDICE – Dados do modelo da unidade geradora de energia elétrica referentes à seção 2

Tabela 1. Dados do sistema de geração e do sistema elétrico

| | |
|-----------|--------|
| $T_B(s)$ | 3,5 |
| $T_W(s)$ | 2,35 |
| $T_Z(s)$ | 0,15 |
| D | 0,8 |
| $T_M(s)$ | 10,25 |
| K_A | 655,98 |
| D_A | 17,4 |
| $T_D(s)$ | 4,0 |
| $R(\%)$ | 4,0 |
| D_s | 1,0 |
| $T_G(s)$ | 10,0 |
| $R_G(\%)$ | 4,0 |
| $T_N(s)$ | 0,06 |

Tabela 2. Parâmetros para cada tipo de rede.

| Rede | B | $T_s(s)$ |
|------|--------|----------|
| N1 | 0,2 | 19,2 |
| N2 | 0,0167 | 230 |
| N3 | 1,31 | 8,446 |

Tabela 3. Parâmetros da turbina.

| Potência (MW) | $\partial m/\partial z$ | $\partial m/\partial h$ | $\partial m/\partial b$ | $\partial m/\partial w$ | $\partial b/\partial z$ |
|---------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 22,5 | 0,88 | 40,0 | 0,0 | -0,39 | 0,0 |
| 84,3 | 0,9 | 1,2 | 0,5 | -0,86 | 2,3 |
| 113 | 0,34 | 1,5 | 0,52 | -0,75 | 1,0 |

Tabela 4. Demais parâmetros da turbina.

| Potência (MW) | $\partial q/\partial z$ | $\partial q/\partial h$ | $\partial q/\partial b$ | $\partial q/\partial w$ |
|---------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 22,5 | 0,8 | 0,06 | 0,0 | 0,13 |
| 84,3 | 0,4 | 0,2 | 0,3 | 0,38 |
| 113 | 0,38 | 0,24 | 0,69 | 0,62 |