

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA  
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA

## Dissertação de Mestrado

The logo of the Universidade Federal da Paraíba is centered on the page. It features three lit torches with red and orange flames on yellow bases, positioned above a blue shield with white wavy patterns and a yellow fleur-de-lis. A blue ribbon at the bottom of the shield contains the Latin motto "SAPIENTIA AEDIFICAT" in yellow capital letters.

Sintonia de Controladores Robustos  
para Amortecimento de Oscilações  
Utilizando Enxame de Partículas

Felipe Fernandes da Silva

João Pessoa-PB, Brasil  
Dezembro – 2018

**FELIPE FERNANDES DA SILVA**

**SINTONIA DE CONTROLADORES ROBUSTOS PARA AMORTECIMENTO DE  
OSCILAÇÕES UTILIZANDO ENXAME DE PARTÍCULAS**

**JOÃO PESSOA**

**2018**

**FELIPE FERNANDES DA SILVA**

**SINTONIA DE CONTROLADORES ROBUSTOS PARA AMORTECIMENTO DE  
OSCILAÇÕES UTILIZANDO ENXAME DE PARTÍCULAS**

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre César de Castro

**JOÃO PESSOA**

**2018**

**Catálogo na publicação**  
**Seção de Catalogação e Classificação**

S586s Silva, Felipe Fernandes da.

SINTONIA DE CONTROLADORES ROBUSTOS PARA AMORTECIMENTO  
DE OSCILAÇÕES UTILIZANDO ENXAME DE PARTÍCULAS / Felipe  
Fernandes da Silva. - João Pessoa, 2019.  
97 f. : il.

Orientação: Alexandre César de Castro.  
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Sistema Elétrico de Potência. 2. Oscilações  
Eletromecânicas. 3. Controle Robusto. 4. Enxame de  
Partículas. I. Castro, Alexandre César de. II. Título.

UFPB/BC

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB  
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

SINTONIA DE CONTROLADORES ROBUSTOS PARA AMORTECIMENTO DE  
OSCILAÇÕES UTILIZANDO ENXAME DE PARTÍCULAS

Elaborado por

FELIPE FERNANDES DA SILVA

como requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA

  
PROF. DR. ALEXANDRE CÉZAR DE CASTRO (Presidente)

  
PROF. DR. YURI PERCY MOLINA RODRIGUEZ

  
PROF. DR. FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA

João Pessoa/PB, 03 de dezembro de 2018.

Aos meus pais, Ivo e Alian,  
aos meus irmãos Ferdinando e Igor,  
ao meu sobrinho Matheus  
e a minha companheira Mariana.

Dedico

## **AGRADECIMENTOS**

A minha família pelo apoio nessa importante etapa.

A minha namorada que sempre esteve ao meu lado na alegria e na tristeza.

Ao Prof. Alexandre, pelas orientações do caminho a ser seguido para realização deste trabalho, além de todo o apoio.

Aos meus colegas de pós-graduação que tornaram um período de longa dedicação em algo divertido e descontraído.

Ao Laboratório de Otimização de Sistemas Elétricos (LOSE) e aos amigos que fiz durante o desenvolvimento desse trabalho.

Aos demais professores e funcionários do Centro de Energias Alternativas e Renováveis (CEAR).

“A persistência é o caminho do êxito”.

Charles Chaplin.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 3.1</b> – Malhas do controle automático de geração.....	35
<b>Figura 3.2</b> – Diagrama de blocos de um modelo dinâmico simplificado de um sistema de potência. ....	38
<b>Figura 3.3</b> – Diagrama de blocos do sistema de regulação de velocidade de uma turbina térmica. ....	39
<b>Figura 3.4</b> – Áreas de controle interligadas. ....	39
<b>Figura 3.5</b> – Diagrama de blocos relativos à Equação 3.16. ....	42
<b>Figura 3.6</b> – Modelo de uma área com n unidades geradoras representado por diagrama de blocos.....	43
<b>Figura 3.7</b> – Modelo de área após a redução dos blocos das turbinas e reguladores de velocidade. ....	44
<b>Figura 3.8</b> – Modelo simplificado do sistema carga-frequência de três áreas térmicas interligadas.....	47
<b>Figura 4.1</b> – Classificação dos diferentes tipos de estabilidade do sistema elétrico.	51
<b>Figura 5.1</b> – Representação do sistema de potência com controladores. ....	61
<b>Figura 6.1</b> – Diagrama de blocos do sistema de potência real.....	72
<b>Figura 6.2</b> – Configuração $M - \Delta$ do sistema. ....	74
<b>Figura 6.3</b> – Movimentação de uma partícula pelo método enxame de partículas...	74
<b>Figura 6.4</b> – Fluxograma do método enxame de partículas. ....	74
<b>Figura 7.1</b> – Valores singulares do sistema em dB versus $\omega$ em rad/s, para os pares $(\Delta P_{tie1}, \Delta PC3)$ e $(\Delta P_{tie2}, \Delta PC1)$ . ....	78
<b>Figura 7.2</b> – Valores singulares do sistema em dB versus $\omega$ em rad/s, para os pares $(\Delta P_{tie1}, \Delta PC3)$ , $(\Delta P_{tie2}, \Delta PC1)$ e $(\Delta f2, \Delta PC2)$ . ....	79
<b>Figura 7.3</b> – Valores de $\sigma$ e $\sigma$ de $G2(j\omega)$ . ....	80
<b>Figura 7.4</b> – Gráficos de $\bar{\sigma}(T)$ para o controle proposto e de $\bar{\sigma}(H-1/\omega\omega)$ .....	82
<b>Figura 7.5</b> – Valores singulares do sistema com e sem controlador.....	82
<b>Figura 7.6</b> – Resposta ao impulso para o sistema com e sem controle.....	83
<b>Figura 7.7</b> – Resposta ao degrau para o sistema com e sem controle.....	83
<b>Figura 7.8</b> – Valores singulares do sistema com controlador obtido por PSO e GA....	85

**Figura 7.9** – Resposta do sistema ao impulso com controladores por algoritmos genéticos e enxame de partículas.....86

**Figura 7.10** – Resposta do sistema ao impulso com controladores por algoritmos genéticos e enxame de partículas.....86

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Parâmetros do Controlador com PSO .....	81
---	----

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

- $a_{ij}$  - Parâmetro que indica a parcela da potência de intercâmbio e o sentido.
- $b_{ij}$  – Elemento  $ij$  da matriz inversa de  $G$ .
- $D$  – Coeficiente de amortecimento da carga.
- DML – Desigualdade matricial linear.
- ESP – Estabilizadores de sistemas de potência.
- $f_0$  – Frequência do sistema.
- FACTS – *Flexible AC transmission systems*.
- $G$  – Matriz de funções de transferência.
- $G^H$  – Matriz conjugada e transposta de  $G$ .
- $g_{ij}$  – Elemento  $ij$  da matriz  $G$ .
- $G_R$  – Função de transferência dos reguladores de velocidade.
- $G_T$  – Função de transferência das turbinas.
- $H$  – Constante de inércia da unidade.
- $K_p$  – Ganho do gerador.
- LMI – *Linear Matrix Inequalities*.
- MGR – Matriz de ganho relativo.
- MO – Modo de oscilação.
- MOE – Modo de oscilação eletromecânico.
- $M$  – Modelo nominal do sistema/Constante de inércia do sistema equivalente.
- PF – Potência ativa/frequência.
- PSO – Particle Swarm Optimization
- $P_{max}$  – Capacidade de transmissão estática da linha.
- $P_r$  – Potência nominal total.
- QV – Potência reativa/tensão.
- SA – *Simulated annealing*.
- SEP – Sistema elétrico de potência.
- SISO – *Single input single output*.
- SVC – *Static var compensator*.
- TCSC – *Thyristor controlled series capacitor*.

TS – *Tabu search*.

TSR – *Tabu search reactive*.

$\Lambda$  - Matriz de ganhos relativos de  $G$ .

$R$  – Constante do sensor (referência).

$S$  – Matriz de sensibilidade.

$T$  – Matriz de malha fechada do sistema.

$T_R$  – Constante de tempo do servo motor.

$T_e$  – Torque elétrico.

$T_{ik}^0$  – Coeficiente de torque sincronizante.

$T_m$  – Torque mecânico.

$T_p$  – Constante de tempo do gerador.

$T_T$  – Constante de tempo da turbina a vapor.

$V_t$  – Tensão terminal da máquina.

$x_{ik}$  – Reatância equivalente entre as máquinas.

$W_{1,2}$  – Funções peso.

$W_{kin}$  – Energia cinética da área.

$\Delta P_G$  – Variação da potência mecânica da turbina (valor incremental).

$\Delta P_L$  – Desvio da potência da carga.

$\Delta P_L$  – Variação da potência de carga (valor incremental).

$\Delta P_c$  – Variação da potência de controle (valor incremental).

$\Delta P_m$  – Desvio da potência mecânica.

$\Delta P_{tie}$  – Desvio da potência de intercambio.

$\Delta P_{tie}$  – Variação da potência da linha (valor incremental).

$\Delta f$  – Variação de frequência (valor incremental).

$\Delta \delta_{12}$  – desvio da diferença angular.

$\lambda_i$  – Autovalor  $i$ .

$\lambda_{ij}$  – Elemento  $ij$  da matriz de ganhos relativos.

$\delta_i$  – Ângulo de torque do gerador  $i$ .

$\bar{\sigma}$  – Valor singular máximo.

$\underline{\sigma}$  – Valor singular mínimo.

$\sigma_i$  – Valor singular  $i$ .

$\omega_0$  – Velocidade angular.

$\omega_c$  – Frequencia de corte.

$\Delta$  - Incertezas do sistema.

$\Delta f$  – Desvio da frequência.

$\gamma$  – Número de condição.

$\mu(M)$  – Valor singular estruturado de  $M$ .

$\tau$  – Constante do sensor (referência).

## RESUMO

### SINTONIA DE CONTROLADORES ROBUSTOS PARA AMORTECIMENTO DE OSCILAÇÕES UTILIZANDO ENXAME DE PARTÍCULAS

Devido ao constante crescimento e avanço tecnológico do sistema elétrico, as oscilações eletromecânicas inerentes ao seu funcionamento se tornaram motivo de preocupação de engenheiros e operadores do sistema. Essas oscilações são responsáveis por causar instabilidade ao sistema, pois limitam a capacidade de transmitir potência além de aumentar o risco de ocorrer paradas não programadas. Este trabalho tem como objetivo principal, o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas de potência de três áreas, pretendendo alcançar a estabilidade robusta do sistema. Para isso, serão utilizadas técnicas de análise e projeto de controladores para sistemas multivariáveis no domínio da frequência, para investigar a viabilidade de se conseguir controle robusto a partir de controladores descentralizados de ordem reduzida. A seleção dos pares entrada-saída mais significativos para o sistema é indispensável para que os controladores aplicados neles, atinjam a robustez. Para tal, foram aplicadas técnicas de análise frequenciais: matriz de ganhos relativos e análise dos valores singulares. As técnicas de análise foram aplicadas a um sistema carga-frequência de três áreas. O controlador é do tipo  $H_\infty$  e o método de aplicado nesse trabalho, para obter o controle robusto do sistema, foi o enxame de partículas (*particle swarm optimization* - PSO). Os resultados se mostraram satisfatórios devido a robustez do controle e ao amortecimento das oscilações do sistema.

**Palavras-chaves:** Sistema elétrico de potência, oscilações eletromecânicas, controle robusto, enxame de partículas.

## ABSTRACT

### TUNING OF ROBUST CONTROLLERS FOR DAMPING OF OSCILLATIONS USING PARTICLE RANGE

Due to the constant growth and technological advancement of the electrical system, emerged electromechanical oscillations inherent in its operation. These oscillations are responsible for causing instability to the system as they limit the ability to transmit power as well as increase the risk of non-scheduled stops. The main objective of this work is the damping of electromechanical oscillation in power systems of three areas, aiming to achieve the robust stability of the system. For this, it will be used techniques of analysis and design of controllers for multivariate systems in frequency domain, to investigate the feasibility of achieving robust control from decentralized controllers of reduced order. The selection of the most important input-output series for the system is imperative for the controllers applied, to achieve robustness. For this, the techniques of metric analysis were used: matrix research and analysis of the singular values. The techniques of analysis were applied to a load-frequency system of three areas. The controller is type  $H_\infty$  and the method of application in this work, to obtain the robust control of the system, was the *particle swarm optimization* (PSO). The results obtained are satisfactory due to the robustness of the control and the damping of the oscillations of the system.

**Keywords:** Electric power system, electromechanical oscillations, robust control, *particle swarm optimization*.



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>21</b>
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	21
1.2	OBJETIVO GERAL	22
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	23
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA</b>	<b>25</b>
2.1	ESTADO DA ARTE DO CONTROLE DE OSCILAÇÕES	25
2.2	ESTADO DA ARTE DO CONTROLE DESCENTRALIZADO	27
2.3	ESTADO DA ARTE DO CONTROLE ROBUSTO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	29
2.4	ESTADO DA ARTE DO MÉTODO DE <i>PARTICLE SWARM OPTIMIZATION</i>	32
<b>3</b>	<b>MODELO DE SISTEMAS EM CARGA-FREQUÊNCIA COM TRÊS ÁREAS</b>	<b>35</b>
3.1	CONCEITO DE ÁREA	36
3.2	MODELO DOS SISTEMAS DE REGULAÇÃO DE VELOCIDADE DAS UNIDADES DE GERAÇÃO	37
3.3	OBTENÇÃO DO MODELO DE UMA ÁREA	39
3.3.1	Representação da Área de Controle por Diagrama de Blocos	42
3.4	MODELO DE SISTEMAS COM AS ÁREAS INTERLIGADAS	44
<b>4</b>	<b>OSCILAÇÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA</b>	<b>49</b>
4.1	DEFINIÇÃO DE ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	49
4.2	CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE DO SISTEMA DE POTÊNCIA	50
4.2.1	Estabilidade angular/ do ângulo do rotor	51
4.2.2	Estabilidade da tensão	52
4.2.3	Estabilidade da frequência	53
4.3	CONCEITO DE OSCILAÇÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS	54
4.4	CONCEITO DE MODO DE OSCILAÇÃO	54
4.5	MODOS ELETROMECAÑNICOS	55
4.5.1	Modos locais	55
4.5.2	Modos interáreas	56
4.5.3	Modos intra-áreas	56
4.5.4	Modos intraplanta	56

4.6	ANÁLISE MODAL E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	57
<b>5</b>	<b>ANÁLISE DE SINAIS PARA CONTROLE DESCENTRALIZADO .....</b>	<b>60</b>
5.1	INTERAÇÕES NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA.....	62
5.2	DESCENTRALIZAÇÃO.....	63
5.3	SELEÇÃO DE ENTRADAS E SAÍDAS.....	64
<b>6</b>	<b>PROJETO DE CONTROLADORES ROBUSTOS DESCENTRALIZADOS .....</b>	<b>66</b>
6.1	OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS.....	70
<b>7</b>	<b>APLICAÇÃO DO MÉTODO EM UM SISTEMA DE 3 ÁREAS.....</b>	<b>76</b>
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>88</b>
	REFERÊNCIAS.....	89

# **1 INTRODUÇÃO**

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

O consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Reflete tanto o ritmo da atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população para adquirir bens e serviços que pressionem o consumo de energia elétrica.

Essa inter-relação entre demanda e oferta de energia elétrica foi um dos motivos do crescimento do sistema elétrico nos últimos anos. Essa propensão deve continuar nas próximas décadas. Nessas condições, as cargas crescem continuamente, solicitando mais o setor elétrico. O aumento da demanda de energia elétrica fez com que as companhias e empresas investissem no SEP (Sistema Elétrico de Potência), tornando-o mais robusto e, conseqüentemente, seu funcionamento mais complexo. Essas modificações influenciaram no surgimento de problemas relacionados as oscilações eletromecânicas de baixa frequência, podendo provocar a instabilidade do sistema (Febres Tapia, 2013).

Para a operação bem-sucedida de sistemas interligados é necessário adequar a geração total com a demanda de carga e com as perdas dos sistemas associados. Com o tempo, o ponto de operação do sistema de potência muda, e conseqüentemente, os sistemas podem experimentar desvios na frequência nominal do sistema e a potência programada para o intercâmbio com outras áreas, o que pode originar efeitos indesejáveis, como as oscilações eletromecânicas (Kothari et al., 2003).

Dos vários fatores que influenciam o funcionamento do SEP, a estabilidade é um ponto importante e fundamental que impacta a operação segura e confiável desses sistemas (De Mello, et al., 1969; Kundur, 1994; Anderson, et al., 2003).

Para um controle eficaz dessas oscilações, é essencial o conhecimento e análise da natureza, tipos e frequências que mais influenciam a estabilidade do sistema. O projeto de controladores utilizando técnicas lineares mostra um baixo desempenho

devido a esses métodos não considerarem as mudanças nas condições de operação, a transformação do sistema na presença de falhas, e a dinâmica do sistema. (Silva Filha, 2012).

Os sistemas de potências são predominantemente sistemas em larga escala com complexidade dinâmica não linear. Contudo, a maior parte dos trabalhos realizados até os dias atuais relataram considerar modelos lineares do SEP. (Shayeghi et al., 2008). A maior dificuldade no emprego dessas técnicas para o sistema elétrico é a presença de múltiplas variáveis. Por isso, o modelo deve ser previamente reduzido, e posteriormente reduzir a ordem do controlador (Klein et al., 1994; Boukarim et al., 2000).

Por esse motivo é importante esmerar as técnicas de controle aplicadas para se obter mais modelos de controladores com baixa ordem e maior eficácia, contribuindo diretamente para manter o SEP estável.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

A presente pesquisa tem como objetivo principal sintonizar um controlador robusto de baixa ordem para amortecimento de oscilações em baixa frequência, produzida por pequenas perturbações, utilizando enxame de partículas.

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para que o objetivo principal seja alcançado, os seguintes objetivos específicos são necessários:

- Utilizar MGR e valor singular para seleção dos pares entrada-saída mais eficazes para controle do sistema;
- Aplicar o controlador nos pares entrada-saída, de um sistema carga-frequência, selecionados anteriormente;
- Sintonizar o controlador robusto de ordem reduzida utilizando enxame de partículas;
- Comparar o controlador proposto com o sintonizado utilizando algoritmos genéticos apresentado por Silva Filha (2012);

## 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A dissertação está estruturada em 7 capítulos, o primeiro é este. O capítulo 2 traz uma revisão da literatura, evidenciando o estado da arte do controle de oscilações em sistemas elétricos, do controle descentralizado, do controle robusto e por fim, do método de otimização que será utilizado posteriormente. O capítulo 3 apresenta o modelo do sistema carga-frequência com três áreas, que é o objetivo de controle deste trabalho. O capítulo 4 destaca a relação entre os tipos de oscilações e estabilidade do sistema elétrico. O capítulo 5 expõe a seleção dos pares entrada-saída mais significativos do sistema através do uso de MGR e valores singulares, no qual será aplicado o controlador. O capítulo 6 exhibe o projeto do controlador que será aplicado no sistema descrito anteriormente no capítulo 3. Por fim, o capítulo 7 mostra os resultados do sistema com a seleção prévia das entradas e saídas mais significativas, e o capítulo 8 as considerações finais.

## **2 REVISÃO DA LITERATURA**

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1 ESTADO DA ARTE DO CONTROLE DE OSCILAÇÕES

A estabilidade do sistema de potência foi reconhecida como um problema importante para o funcionamento seguro do sistema desde a década de 1920 (Steinmetz, 1920; AIEE, 1926). Oscilações eletromecânicas são um fenômeno inerente ao sistema e contribui diretamente para a instabilidade do mesmo. Essas oscilações são, na maioria das vezes, associadas aos modos locais e interáreas (Klein et al., 1991).

O desenvolvimento e utilização de estabilizadores de sistemas de potência (ESP) tem sido significativo nas últimas décadas. Eles são compensadores descentralizados de avanço-atraso, comumente usados para amortecer as oscilações. Os métodos no domínio da frequência são frequentemente aplicados nas pesquisas e projetos desses estabilizadores (De Mello e Concordia, 1969; Kundur et al., 1981; Larsen e Swann, 1981; Rogers, 2000; Pal e Chaudhuri, 2005; Castro et al., 2011).

A utilização de autovalores e autovetores, em sistemas multimáquinas, do modelo linearizado mostrou ser uma boa possibilidade durante a década de 1980. Tanto na regulação de estabilizadores (Sivakumar et al., 1985; Tse e Tso, 1988) quanto na escolha das unidades geradoras que serão instalados os estabilizadores (De Mello et al., 1980; Castro et al., 1988; Martins e Lima, 1990).

Porém, se estendermos as possibilidades, o projeto de um controlador baseado em posicionamento de autovalores para uma zona maior de condições de funcionamento, pode não oferecer um desempenho satisfatório do sistema (Kundur et al., 1989). A dinâmica do sistema necessita de outros parâmetros além dos autovalores e autovetores, como os zeros do sistema por exemplo, não garantindo assim o desempenho aceitável (Martins et al., 1992). Ou para o caso de alguns modos de oscilação estarem muito próximos uns dos outros, fazendo com que os autovetores convirgam para vetores falsos (Klein et al., 1992).

Apesar da determinação de resposta em frequência em grandes sistemas ser computacionalmente demorada, diversas metodologias utilizando a resposta em

frequência foram propostas. No entanto, um método pode ser oportuno para esses sistemas, que é a utilização de um número limitado de estabilizadores (Silva Filha, 2012 *apud* Araújo e Castro, 1995). Esta técnica consiste em investigar quais máquinas respondem melhor à aplicação dos estabilizadores e depois analisar a observabilidade e controlabilidade dos modos críticos locais e interáreas dessas máquinas, indicando os melhores locais para implementação dos estabilizadores para amortecimento desses modos.

A evolução da eletrônica de potência viabilizou o surgimento dos dispositivos chamados FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*). No presente, estes dispositivos são empregados principalmente para controlar o fluxo de potência e para melhorar o perfil de tensão na linha de transmissão, contudo a sua aplicação no amortecimento de oscilações já vem sendo estudada e até implementada. (Martins et al., 1994; Taranto e Chow, 1995; Larsen et al., 1995; Othman e Ängquist, 1995; Pal e Chaudhuri, 2005). A tecnologia dos FACTS proporciona uma operação segura e confiável dos sistemas de energia, com um investimento mínimo de infraestrutura, menor impacto ambiental e menor tempo de implementação (Paserba, 2007). Segundo Abido (2009), estudos recentes revelam que os controladores FACTS poderiam ser utilizados para aumentar a estabilidade do sistema de potência, além da sua principal função de controle do fluxo de potência.

Donde, Pai e Hiskens (2001) relata que o sistema de energia desregulamentado atual consiste em companhias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com uma política de acesso aberto. Na nova estrutura as companhias de geração podem ou não participar em suas próprias áreas ou de outras áreas. Assim, várias combinações de possíveis cenários entre as geradores e distribuidoras são possíveis. Por causa disso, sugeriram que a participação das distribuidoras na matriz ajudará na execução dos contratos.

Shayeghi e Shayanfar (2007) desenvolveram uma matriz de participação de geração aumentada para expressar o efeito de possíveis situações no modelo generalizado. Esse modelo generalizado proposto, ajuda na visualização dos contratos e introduz novos sinais que carregam informações sobre qual geradora tem que atender uma demanda local por qualquer distribuidora.

Outros estudos do controle de oscilações em sistemas de potência envolvendo a aplicação de compensadores estáticos utilizando bifurcação e análise modal, em que

a análise dos sinais para aplicação do controle é feita através da utilização de valores singulares de Hankel e exame de partículas para encontrar os melhores parâmetros dos controladores em sistema multimáquinas pode ser visto em Hasanvand et al (2015).

Yao et al. (2016) apresenta um esquema de amortecimento de oscilação em sistemas de potência adaptado para dispositivos armazenamento de energia magnética em supercondutores para suprimir as oscilações inter área em sistemas de potência. O esquema é projetado com base nas abordagens de controle preditivo generalizado e identificação de modelo. Algoritmo recursivo de mínimos quadrados é utilizado para identificar um modelo de ordem reduzida do sistema de energia. Estudos de casos foram realizados no sistema de 39 barras *New England* com 10 máquinas fornecendo resultados promissores.

## 2.2 ESTADO DA ARTE DO CONTROLE DESCENTRALIZADO

Em sistemas de grande dimensão, como o sistema elétrico de potência, comumente utiliza-se técnicas de controle descentralizado. A principal limitação do controle centralizado é a necessidade de trocar informações entre áreas de controle muito distantes entre si, mantendo a rapidez e confiabilidade da comunicação entre os diversos controladores, tornando o custo elevado. A solução dos problemas com controle descentralizado mostrou ser mais eficaz e de fácil ajustagem (Castro e Araújo, 2004; Shayeghi et al., 2009).

O estudo do controle descentralizado em sistemas de grande porte ocorre de longa data. As propriedades de controlabilidade e estabilização nos sistemas descentralizados foram muito estudadas em trabalhos como Aoki, 1972; Wang e Davison, 1973; Sandell et al., 1978. Trabalhos de pesquisa como Young et al., 1984; Calovic, 1984 utilizaram esse conceito com modelos de sistemas de tempo contínuo e discreto. Kawabata e Kido (1982) propuseram um método de controle específico para variações rápidas de carga, em que o controle consistia na regulação da variação de carga ocorrida, era realizada em cada subsistema pelas plantas geradoras existentes.

Uma nova abordagem para o controle ótimo baseado na aplicação modificada da teoria da perturbação singular e do observador descentralizado de Luenberger usando técnicas de aumento de estado para funções de perturbação exponencial e a representação de fluxo de potência em linhas como entradas controladas indiretamente foi proposta por Park e Lee (1984). Aldeen e Marsh, (1990) examinaram as propriedades estruturais de observabilidade e controlabilidade para uma classe de modelos de sistemas de energia interligados.

Todavia, em alguns casos, o controle descentralizado pode ser insuficiente para o amortecimento das oscilações interárea (Yang e Feliachi, 1993). Em razão de não se conhecer por completo as características e elementos que influenciam os modos interáreas, pois estes dependem de mais de uma área e de um grande número de geradores (Klein et al., 1991). Em sistemas modernos a necessidade de empregar alguma ação centralizada, em que há a possibilidade de redução significativa do esforço de controle para estabilização do sistema, é crescente (Tada et al., 1996). No entanto, a estrutura de controle totalmente centralizada pode ser inviável em sistemas de potência de grande porte por causa da complexidade de informações na rede para implementação (Castro e Araújo, 1998).

Como soluções alternativas, foram apresentadas duas direções. A primeira, proposta por Castro e Araújo (1998), usa controladores parcialmente descentralizados, em que uma quantidade mínima de sinais é transmitida de uma unidade (ou área) para outra. Outra vertente exposta por Fardanesh (2002) sugere uma mudança gradativa para o controle centralizado em sistemas de potência, fundamentado na divisão hierárquica de tarefas.

Um recurso importante para a pesquisa do controle descentralizado foi a inserção da matriz de ganhos relativos (MGR) como uma medida de interações no estado estacionário (Bristol, 1966). Entretanto, a aplicação da MGR, em separado, na seleção de sinais tem algumas limitações, e na maior parte delas a seleção fica impossível, quando os sinais têm interações fortes entre si, como no caso de potência elétrica e velocidade em um mesmo gerador (Milanovic e Duque, 2001).

Shayeghi e Shayanfar (2005) propuseram uma técnica de controle descentralizado que utiliza valores singulares estruturados, em que cada controlador de área local foi concebido de forma independente, garantindo a estabilidade do sistema em malha fechada. Castro e Araújo (2002) apresentaram um método que aplica, em conjunto,

valores singulares e MGR na análise de sinais para aplicação de controladores descentralizados. O uso combinado dessas técnicas foi movido pelos bons resultados atingidos no desenvolvimento de técnicas multivariáveis baseadas em valores singulares. Os gráficos frequenciais dos valores singulares da matriz de funções de transferência de um sistema são intitulados, por definição, de Diagramas de Bode para sistemas multivariáveis. Nesses gráficos, os MOE pouco amortecidos equivalem a picos no gráfico do valor singular máximo e os zeros de transmissão complexos, próximos do eixo complexo, aparecem no gráfico do valor singular mínimo como vales ou depressões (Cruz, 1996; Castro 2006).

Esta técnica pode ser aplicada para selecionar as entradas e saídas mais significativas para o controle descentralizado em um sistema multimáquinas, como pode ser visto em Castro et al. (2011). Outros artigos sugerem metodologias que incluem controle de carga-frequência descentralizado, para sistemas de potência multiárea, que funcionam com sucesso (Tan, 2011; Sudha e Santhi, 2011; Castro et al., 2013).

### 2.3 ESTADO DA ARTE DO CONTROLE ROBUSTO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Nas décadas de oitenta e noventa, o empenho de alguns pesquisadores se concentraram na solução da problemática do controle robusto  $H_\infty$ . O método baseava-se na minimização da norma  $H_\infty$  da função sensibilidade de um sistema linear SISO (Doyle et al., 1989; Balas et al., 1995). Contudo, desses algoritmos resultam controladores centralizados de ordens geralmente superiores às dos modelos dos sistemas que serão controlados, tornando difícil a sua aplicação em grandes sistemas (Doyle et al., 1989).

Os primeiros trabalhos publicados partindo deste método, minimizavam  $H_\infty$  empregando sensibilidade mista (Kwakernaak, 1993). Este método foi primeiro utilizado no trabalho de Zhao e Jiang (1994) para controlar um sistema excitado por um único gerador, resultando em um controlador de 12ª ordem com dois sinais de realimentação e um sinal de saída, sendo posteriormente reduzido para 5ª ordem. Outro exemplo foi o trabalho de Klein et al. (1994) em que ele propôs um controlador

de 13ª ordem, que foi posteriormente reduzido para 4ª ordem, para controlar um sistema elétrico de grande porte cujo modelo era de 8ª ordem.

Zhao e Jiang (1995) utilizaram a otimização  $H_{\infty}$  com sensibilidade mista em um sistema de 22ª ordem, que correspondia a um compensador estático de uma linha de transmissão longa interligando dois geradores, projetando um controlador de 28ª ordem, posteriormente reduzido para 7ª ordem.

Em 1998 Folly et al., propôs um controlador de ordem elevada, introduzindo um peso impróprio para melhorar uma técnica proposta por eles dois anos antes, onde um estabilizador de sistema de potência de 23ª ordem foi reduzido para 6ª ordem usando uma nova representação para as incertezas, considerando três sinais de saída para realimentação.

Outros trabalhos podem ser citados, como o de Wang et al. (1998) que utilizaram todas as variáveis de estado para realimentação e não se preocuparam com os modos de oscilação, diretamente. Djukanovic et al. (1998) que apresentaram uma análise da estabilidade de sistema multimáquina com variação de parâmetros, empregando um método baseado no Valor Singular Estruturado. Outros métodos foram propostos, com as abordagens que envolvem Desigualdades Matriciais Lineares (DMLs), como em Fischman et al. (1997), Scavone et al. (1998) e Affonso et al. (2000). A proposta DML busca um controlador capaz de estabilizar toda a região de operação. Em geral, resulta em controladores com ganhos elevados de realimentação, que podem não ser factíveis devido às restrições operativas dos demais equipamentos do sistema, como por exemplo, limites na saída dos reguladores de tensão (Castro, 2006).

Em Boukarim et al. (2000), a teoria de controle foi utilizada em um sistema de 5 geradores equivalentes interligados, em que somente 2 foram controlados. O modelo com 47 variáveis para 21 estados, que resultou em um controlador de 21ª ordem, reduzido posteriormente para 8ª ordem. Em Bevrani et al. (2004) uma nova estratégia de controle robusto utilizando valor singular estruturado foi proposto e utilizado em um sistema de 4 áreas que deu origem a um controlador robusto descentralizado de 21ª que foi posteriormente reduzido para 4ª ordem.

Em Castro (2006), foi desenvolvido um controlador que não precisa ter sua ordem reduzida e o mesmo foi aplicado em um sistema de potência de carga-frequência. Seus parâmetros foram ajustados a partir de técnicas diretas de otimização

“*PatternSearch*” para achatar o gráfico do valor singular máximo de uma matriz das funções de transferência, com a finalidade de obter o controle robusto do sistema.

Diante disso, alguns trabalhos utilizaram técnicas mais novas para definir os controladores robustos para sistemas carga-frequência, capazes de encontrar soluções aproximadas em problemas de otimização, como Goshal (2004), Sudha e Santhi (2011) e Boroujeni et al. (2011) que utilizaram Lógica Fuzzy e Silva Filha (2011) que utilizou Algoritmos Genéticos para projetar seus controladores.

Alguns pesquisadores consideram um novo critério para obtenção dos seus projetos de controladores, pois foi observado a possibilidade de alcançar o controle robusto de sistemas carga-frequência, superando as restrições da taxa de variação na geração de energia (Khodabakhshian e Edrisi, 2008; Tan e Xu, 2009; Alrifai et al., 2011).

Outra forma de controle robusto, baseado na abordagem da equação de Ricatti foi proposto por Wang et al. (1993) *apud* Shayeghi et al. (2009). Posteriormente, com base na combinação da técnica de controle robusto e de controle adaptativo, foi proposto um projeto de um novo controlador adaptativo robusto (Wang et al., 1994 *apud* Shayeghi et al., 2009). A motivação dessa combinação foi utilizar o controle robusto para lidar com as pequenas incertezas paramétricas e o controle adaptativo para as grandes incertezas paramétricas. Diversos trabalhos usando esse método foram desenvolvidos ao longo dos anos, utilizando um controlador robusto baseado no método de controle  $H_\infty$  (Karrari et al., 1999 *apud* Shayeghi et al., 2009), utilizando a combinação de “condições de correspondência e teoria da estabilidade de Lyapunov (Goshaidas et al., 1999), e análise baseada em valores singulares considerando incertezas paramétricas (Shayeghi et al., 2000 *apud* Shayeghi et al., 2009). O uso desta técnica utilizando as equações de Ricatti mostram boas respostas dinâmicas, no entanto, a maioria delas são baseadas no feedback de estado e requerem a disponibilidade de todas as variáveis de estado. Assim, esses esforços se tornam quase irrealistas, uma vez que é muito difícil alcançá-los.

Toulabi et al. (2014) apresentou uma metodologia, para garantir a robustez do controle descentralizado das oscilações interáreas de um sistema carga-frequência de três áreas, fundamentada na otimização simultânea da margem de robustez do sistema e do desempenho transitório para atingir o desempenho ótimo do controlador. O teorema de Kharitonov é usado para determinar a margem de robustez e o erro de

intervalo de tempo integral é aplicado para quantificar o desempenho transitório do sistema carga-frequência. Os parâmetros do controlador foram obtidos por meio de algoritmos genéticos garantindo robustez satisfatória.

## 2.4 ESTADO DA ARTE DO MÉTODO DE ENXAME DE PARTÍCULAS

O método enxame de partículas proposto por Kennedy e Eberhart (1995), é uma meta-heurística que se baseia no comportamento social de animais. Possui características interessantes como a facilidade de implementação nos computadores, além de não requerer nenhuma informação de gradiente.

Este método vem se mostrando uma ferramenta de otimização poderosa. A primeira versão do método destinava-se a lidar apenas com problemas de otimização contínua não-linear. No entanto, muitos avanços no desenvolvimento deste, elevaram sua capacidade para resolver uma ampla classe de problemas complexos de otimização de engenharia e ciência (AlRashidi e El-Hawary, 2009).

Segundo AlRashidi e El-Hawary (2009), Yoshida et al. (1999) foi o primeiro artigo publicado que aplicou enxame de partículas para problemas na área de sistemas de energia elétrica com a intenção de minimizar as perdas de energia em uma rede elétrica. O problema foi classificado como um problema de otimização não linear inteiro misto. A motivação para aplicar esse algoritmo de otimização para esse problema foi devido a complexidade do mesmo, demonstrando efetividade, além de melhorar a precisão e o tempo de computação da solução.

Fukuyama et al. (2001) também utilizou este método para controle de potência e tensão reativa em sistemas de potência obtendo excelentes resultados, além do pouco esforço computacional necessário.

Ainda para o problema de redução de perdas elétricas, Esmin (2005) aplicou um algoritmo novo, chamado de Algoritmo de Otimização por Enxame de Partícula Híbrido com Mutação (HPSOM) para estudo da redução das perdas elétricas. O modelo proposto foi utilizado em sistemas IEEE de 14, 30, 57 e 118 barras mostrando resultados promissores.

Enxame de partículas também foi utilizado no problema de fluxo de potência ótimo (OPF), cujo o objetivo é encontrar as configurações ótimas das variáveis de controle de modo que todas as soma das funções custo de todos os geradores sejam

minimizadas, se mostrando eficaz no tratamento desse complexo problema de otimização (Abido, 2002).

Outro aproveitamento em sistemas de potência utilizando enxame de partículas foi para aplicação de dispositivos FACTS, especificamente capacitores em série controlados por tiristores (TCSC) para controle das oscilações e estabilidade do sistema, por meio de um controle coordenado simultâneo. Esse controle proposto possui uma excelente capacidade de amortecimento das oscilações inter-áreas e melhora da estabilidade do sistema elétrico (Shayeghi et al., 2010). Sunkara et al (2013) também aplicou TSCS em um sistema multimáquinas em que o sistema se manteve estável, sob influência do controlador, mesmo diante de falhas no sistema, mas não diante de falhas dos estabilizadores. Mondal et al. (2012) também utilizou ele para selecionar a localização e os parâmetros de configuração ideais do TSCS e dos compensadores estáticos de reativos (SVC) para mitigar pequenas oscilações em um sistema de energia de multimáquinas, mostrando-se um ótimo método de otimização para esse problema, pois teve boa precisão, uma taxa de convergência rápida, além de exigir pouco esforço computacional. Mahapatra e Jha (2012) aplicaram enxame de partículas em controladores ESP, mas em um sistema com uma única máquina, conectado a um barramento infinito.

Del Valle et al. (2008) e AlRashidi et al. (2009) apresenta os conceitos básicos do enxame de partículas, destacando os principais recursos e vantagens desse método em relação aos outros algoritmos de otimização, além de fornecer uma pesquisa abrangente sobre as aplicações desse método e discutir possíveis aplicações futuras em sistemas de potência.

Em Chen et al. (2015) é proposto um algoritmo de enxame de partículas aprimorado para otimizar a minimização das perdas de energia e desvios de tensão nos sistemas de potência através da introdução do operador “*cross-over*” que aumenta a diversidade de partículas e melhora a capacidade de busca global do método de otimização convencional aplicado a um sistema carga-frequência de 4 áreas que apresentou resultados promissores.

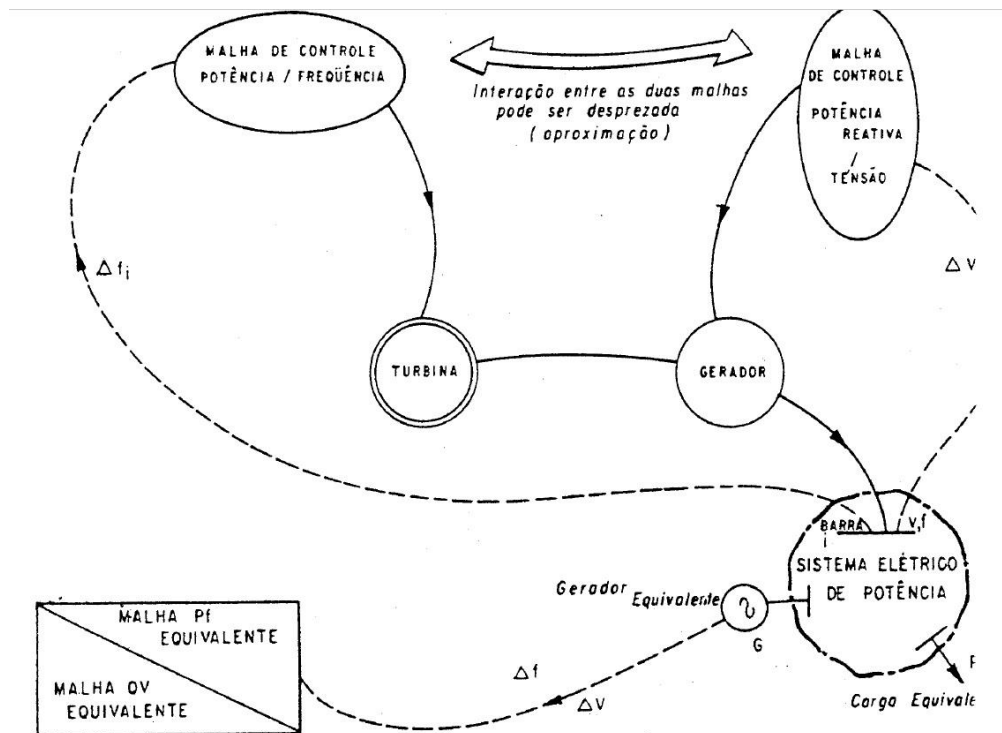
### **3 MODELO DE SISTEMAS EM CARGA - FREQUÊNCIA COM TRÊS ÁREAS**

### 3 MODELO DE SISTEMAS EM CARGA-FREQUÊNCIA COM TRÊS ÁREAS

Devido as complexidades do sistema, é necessário simplificá-lo para poder modelá-lo o mais próximo possível da realidade. Para isso utiliza-se a representação em áreas, em que a ferramenta principal deste trabalho é o controle da frequência nessas áreas. Por isso são tratadas neste capítulo as técnicas de controle de frequência utilizadas.

O controle automático de geração (CAG) de um sistema de potência é constituído basicamente de dois canais de controle, Carga-Frequência (PF) e Potência Reativa-Tensão (QV). Os propósitos do controle PF são manter a potência gerada igual à demanda de potência elétrica (controle primário); manter a frequência do sistema constante e igual à frequência padrão e manter as potências de intercâmbio constantes e iguais às potências de intercâmbio programadas (controle suplementar). Ao passo que o objetivo básico do controle QV é manter a tensão terminal do gerador constante (Mota, 2006). A Figura 3.1 mostra as malhas de controle automático de geração.

Figura 1 – Malhas do controle automático de geração.



Fonte: Vieira Filho, 1984.

Estes dois canais possuem uma certa interação entre si, isto é, uma perturbação dinâmica na malha de controle de excitação influenciará no balanço de potência ativa e frequência do sistema. Entretanto, por a malha de controle de excitação ser, geralmente, bem mais rápida que a malha de controle PF, em consequência das grandes constantes de inércia mecânicas, se torna possível desacoplar essas malhas de controle, ou seja, as malhas de controle são independentes. Propiciando grande simplificação no estudo particular de interesse.

No entanto, isto não é totalmente verdadeiro, sabendo que as tensões do sistema também influenciam o controle de frequência. As cargas do sistema variam com a tensão, e variações de tensão provocam variações de carga ativa contribuindo para o desequilíbrio carga-geração. E por variações de tensão provocarem variações nos coeficientes de potência sincronizantes, indicando transferência de potência ativa entre pontos do sistema (Vieira Filho, 1984).

Neste trabalho consideraremos que as malhas de controle de frequência e tensão são independentes, sendo o foco deste trabalho o controle da frequência, aplicado a um modelo de sistemas de potência de três áreas.

### 3.1 CONCEITO DE ÁREA

Cohn (1957) descreve o termo área como a parte de um sistema de potência interligado, responsável por absorver suas próprias variações de carga. Área essa que pode ser representada por uma única companhia respondendo às suas próprias variações de carga, parte de uma companhia respondendo às variações que ocorrem em uma determinada parte da rede ou um grupo de companhias responsáveis por absorver variações de carga que ocorram em qualquer lugar dentro dos limites da mesma. O controle PF, ao contrário do controle QV, é feito coletivamente atuando sobre todas as unidades geradoras em uma designada área de controle (Elgerd, 1976).

Na maior parte dos casos, as fronteiras de uma área de controle são as mesmas fronteiras elétricas pertencentes a concessionária de energia, que faz parte do sistema interligado. Espera-se que as áreas de controle sejam balanceadas em termos de carga-geração, de modo que operem em paralelo com os outros sistemas de controle, para não causar problemas de oscilação entre as áreas ou de instabilidade. Além de

que as linhas de interligação entre áreas trabalhem com folga suficientes para assegurar intercâmbios de auxílio, emergência e contingência.

No caso das máquinas que compõem uma área serem suficientemente coerentes, ou seja, oscilarem com a mesma velocidade angular e tensões terminais em uma relação complexa constante (GERMOND et al. MOTA, 2006), o modelo de uma unidade geradora pode ser empregado na representação de uma área. Objeto de discussão a seguir.

### 3.2 MODELO DOS SISTEMAS DE REGULAÇÃO DE VELOCIDADE DAS UNIDADES DE GERAÇÃO

No modelo clássico, o gerador é representado apenas por sua equação de oscilação, que de forma incremental e incluindo o amortecimento do sistema é dado por (Anderson e Fouad, 1977):

$$\dot{\delta}_i = \omega_i \quad (3.1)$$

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_L - D\Delta f \quad (3.2)$$

Em que:

$H$  = constante de inércia da unidade, em segundos;

$\omega_0 = 2\pi f_0$  = velocidade angular, em  $rad/s$ ;

$f_0$  = frequência do sistema, em  $Hz$ ;

$\Delta P_m$  = desvio da potência mecânica, em  $p.u.$ ;

$\Delta P_L$  = desvio da potência da carga, em  $p.u.$ ;

$\Delta f$  = desvio da frequência, em  $Hz$ ;

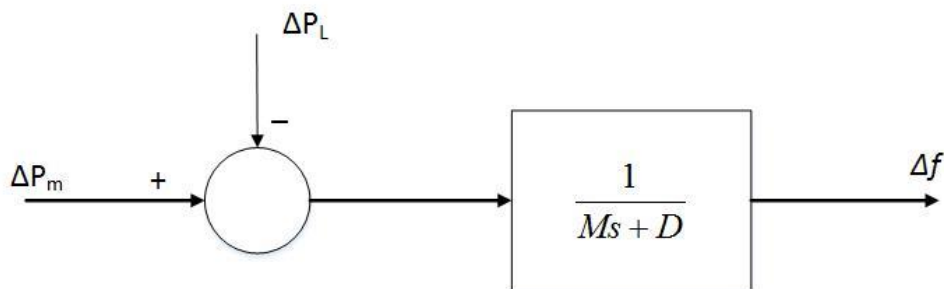
$D$  = coeficiente de amortecimento da carga, em  $p.u./Hz$ .

Considerando que  $\Delta\omega = 2\pi\Delta f$  e que  $M = 2H/f_0$  (constante de inércia do sistema equivalente), a Equação 3.2 pode ser escrita na forma:

$$M \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_L - D\Delta f \quad (3.3)$$

Frequentemente a Equação 3.3 é representada pelo diagrama de blocos da Figura 3.2:

**Figura 2** – Diagrama de blocos de um modelo dinâmico simplificado de um sistema de potência.



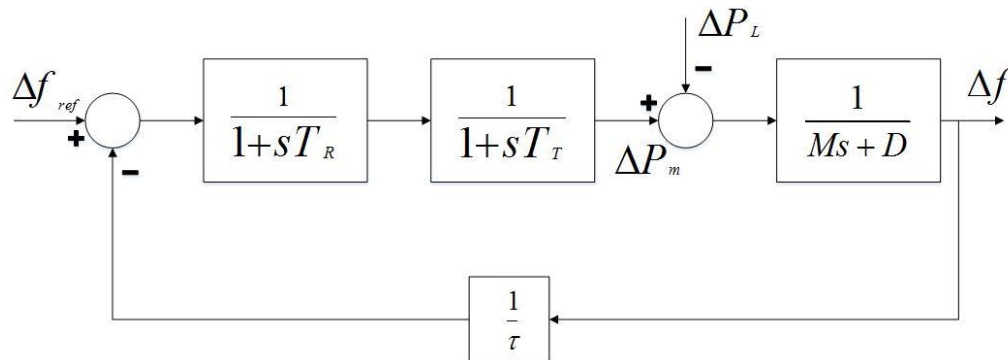
**Fonte:** Produzido pelo autor.

Considerando que as variáveis incrementais  $\Delta P_L$ ,  $\Delta f$  e  $\Delta P_m$  são, respectivamente, a variação da potência em p.u. solicitado pela carga, a variação da frequência em Hz e a variação da potência mecânica em p.u..

A frequência da tensão de geração é diretamente proporcional a velocidade da turbina. O regulador de velocidade atua no sistema para que a potência gerada seja igual a potência da carga. Para representar a ação do regulador obtemos o diagrama de blocos visto na Figura 3.3. Em que  $\Delta f_{ref}$  é a variação da frequência de referência, dado em Hz, e que a regulação de velocidade em estado de equilíbrio é representada por  $1/\tau$  dada em porcentagem.

O sistema de regulação de velocidade de hidrogeradores é semelhante ao de turbogeradores, menos os modelos de reguladores e turbinas. Nas turbinas a vapor, o servomotor do regulador de velocidade desloca a haste da válvula de entrada de vapor. A válvula tem dupla entrada de vapor para diminuir o esforço necessário para sua abertura. Nesse modelo, a turbina é do tipo sem ressuperaquecimento (Castro, 2006; Mota, 2006).

**Figura 3** – Diagrama de blocos do sistema de regulação de velocidade de uma turbina térmica.



Fonte: Produzio pelo autor.

### 3.3 OBTENÇÃO DO MODELO DE UMA ÁREA

Para facilitar a compreensão da dinâmica dos sistemas de controle PF, iremos estudar o caso mais elementar, o de uma única área de controle. Para tal, detalharemos um modelo dinâmico para descrever uma área de controle *i*, ligada por meio de linhas a áreas de controle vizinhas como pode ser visto na Figura 3.4.

**Figura 4** – Áreas de controle interligadas.



Fonte: Produzido pelo autor.

Admitindo que essa área sofra uma variação de carga de grandeza  $\Delta P_{Li}$  MW, em razão da ação dos controladores de turbina, a potência gerada nessa área aumenta em  $\Delta P_{Gi}$  MW. Consequentemente, o saldo de carga dessa área será  $\Delta P_{Gi} - \Delta P_{Li}$  MW.

Essa potência será absorvida pelo sistema, para este caso, de duas formas distintas:

- Variação da energia cinética do sistema (EC), a uma taxa de  $d/dt$  (EC);
- Variação no consumo das cargas, pois a frequência se eleva acima da nominal e, como sabemos,  $D = \partial P_D / \partial f$ .

Em representação matemática, temos:

$$\Delta P_{Gi} - \Delta P_{Li} = \frac{d}{dt}(EC_i) + D\Delta f_i + \Delta P_{tie,i} \quad (3.4)$$

Considerando que a energia cinética inicial do sistema é descrito pela Equação 3.5. O primeiro termo do lado direito da Equação 3.4 poderá ser escrita de outra forma.

$$EC_{inicial,i} = \frac{1}{2}(Mf_0^2) \quad (3.5)$$

$$\frac{EC_i}{EC_{inicial,i}} = \left(\frac{f_i}{f_0}\right)^2 \quad (3.6)$$

A frequência nominal é representada por  $f^0$ , a frequência instantânea da área de controle é  $f_i = f^0 + \Delta f_i$ . Assim:

$$f_i^2 = f_0^2 + 2f_0\Delta f_i + \Delta f_i^2 \quad (3.7)$$

Considerando  $\Delta f_i$  pequeno, podemos reescrever a Equação 3.7 como:

$$f_i^2 \cong f_0^2 + 2f_0\Delta f_i \quad (3.8)$$

Então:

$$\begin{aligned} \frac{EC_i}{EC_{inicial,i}} &= \left(\frac{f_i}{f_0}\right)^2 = \frac{f_0^2 + 2f_0\Delta f_i}{f_0^2} = 1 + 2\frac{\Delta f_i}{f_0} \\ EC_i &= \left(1 + 2\frac{\Delta f_i}{f_0}\right)EC_{inicial,i} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Portanto, o primeiro termo do lado direito da Equação 3.4 poderá ser escrito como:

$$\frac{d}{dt}(EC_i) = \frac{2EC_{inicial,i}}{f_0} \frac{d}{dt} \Delta f_i \quad (3.10)$$

O segundo termo da Equação 3.4 é obtido empiricamente, em razão de, considerando cargas compostas, que é a maioria dos sistemas reais, é possível observar na prática que a carga varia, dependendo da frequência e da velocidade.

O terceiro termo da Equação 3.4 é a potência incremental da linha de ligação,  $\Delta P_{tie,i}$ , exportada da área i, que é igual à soma de todas as potências incrementais que saem dessa área e migram para áreas vizinhas através das linhas de transmissão. Considerando, por exemplo, as linhas que ligam a área i a área k:

$$\Delta P_{tie,i} = \sum_k \Delta P_{tie,ik} \quad (3.11)$$

Desprezando as perdas das linhas de transmissão, as potências incrementais individuais em função do coeficiente de sincronização, pode ser escrita da seguinte forma:

$$\Delta P_{tie,ik} = T_{ik}^0 (\Delta \delta_i - \Delta \delta_k) \quad (3.12)$$

Sabendo que T é,

$$T_{ik}^0 = P_{max,ik} \cos(\delta_i^0 - \delta_k^0) \quad (3.13)$$

$P_{max,ik}$  é a capacidade de transmissão estática da linha em questão. Se essa capacidade for pequena em comparação com a potência nominal total da área considerada, pode-se dizer que essa linha é fraca.

Sabendo que a frequência incremental  $\Delta f_i$ , está relacionada com as variações de fase como pode ser visto na Equação 3.14, é possível reescrever a Equação 3.12 em função da frequência incremental:

$$\Delta f_i = \frac{1}{2\pi} \frac{d}{dt} \Delta \delta_i \quad (3.14)$$

$$\Delta P_{tie,ik} = 2\pi T_{ik}^0 \left( \int \Delta f_i dt - \int \Delta f_k dt \right) \quad (3.15)$$

Logo, a potência incremental total da linha que sai da área i, será:

$$\Delta P_{tie,ik} = 2\pi \sum_k T_{ik}^0 \left( \int \Delta f_i dt - \int \Delta f_k dt \right) \quad (3.16)$$

Se dividirmos todos os termos da Equação 3.4 por  $P_{ri}$  que é a potência nominal total, em MW, da área i, e considerando a Equação 3.10, teremos:

$$\Delta P_{Gi} - \Delta P_{Li} = \frac{2H_i}{f^0} \frac{d}{dt} \Delta f_i + D_i \Delta f_i + \Delta P_{tie,t} \quad (3.17)$$

Empregando a transformada de Laplace na Equação 3.17:

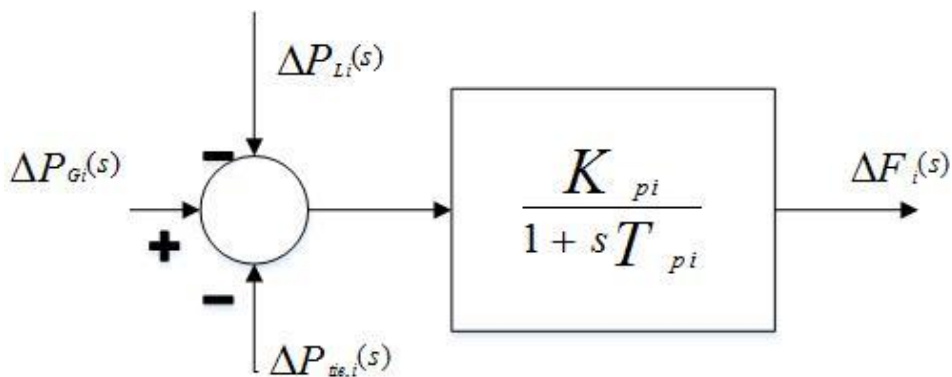
$$\Delta F_i(s) = [\Delta P_{Gi}(s) - \Delta P_{Li}(s) - \Delta P_{tie,i}(s)] G_{pi}(s) \quad (3.18)$$

### 3.3.1 Representação da Área de Controle por Diagrama de Blocos

Para representar em diagrama de blocos a Equação 3.18, dois novos parâmetros serão introduzidos para simplificar,  $T_{pi} \triangleq \frac{2H_i}{f^0 D_i}$  e  $K_{pi} \triangleq \frac{1}{D_i}$ .

Logo, o diagrama de blocos será como mostrado na Figura 3.5:

Figura 5 – Diagrama de blocos relativos à Equação 3.16.

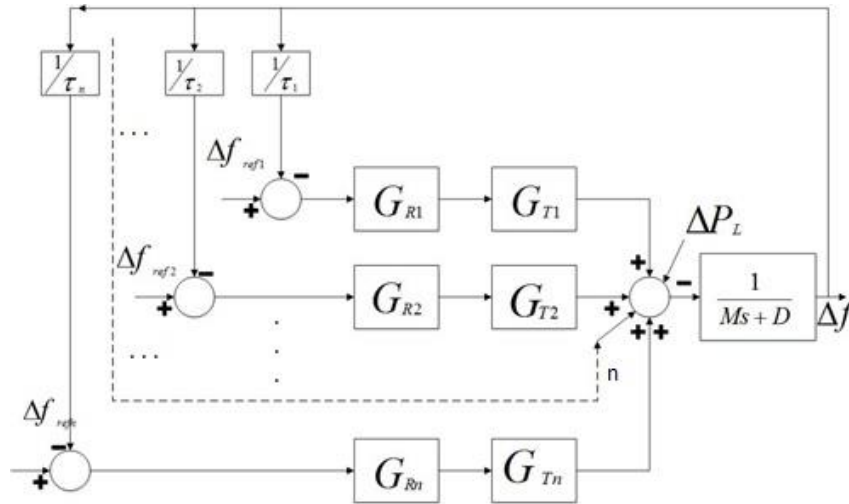


Fonte: Produzido pelo autor.

Isto posto, pode-se observar uma analogia entre o sistema descrito acima, com o modelo dinâmico clássico do sistema de potência exposto no subtítulo 3.2.

Agora, considerando uma área com  $n$  geradores e que as turbinas tenham reguladores de velocidade com funções transferência  $G_{R1}, G_{R2}, \dots, G_{Rn}$ , regulações  $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$ , e  $G_{T1}, G_{T2}, \dots, G_{Tn}$  representando as funções de transferência dos modelos de turbinas. É possível descrever uma área de controle com o diagrama de blocos como mostrado na Figura 3.6, em que  $M = M_1 + M_2 + \dots + M_n$  e  $D$  é o amortecimento da carga da área.

**Figura 6** – Modelo de uma área com  $n$  unidades geradoras representado por diagrama de blocos.



**Fonte:** Produzido pelo autor.

A partir do diagrama de blocos da Figura acima, é possível verificar que o desvio total de potência mecânica da área é:

$$\Delta P_m = - \left( \frac{G_{R1}G_{T1}}{\tau_1} + \frac{G_{R2}G_{T2}}{\tau_2} + \dots + \frac{G_{Rn}G_{Tn}}{\tau_n} \right) \Delta f \tag{3.19}$$

Considerando que as turbinas e os reguladores de velocidades possuam as mesmas funções de transferência, então  $G_{R1}G_{T1} = G_{R2}G_{T2} = \dots = G_{Rn}G_{Tn}$ . Desse modo:

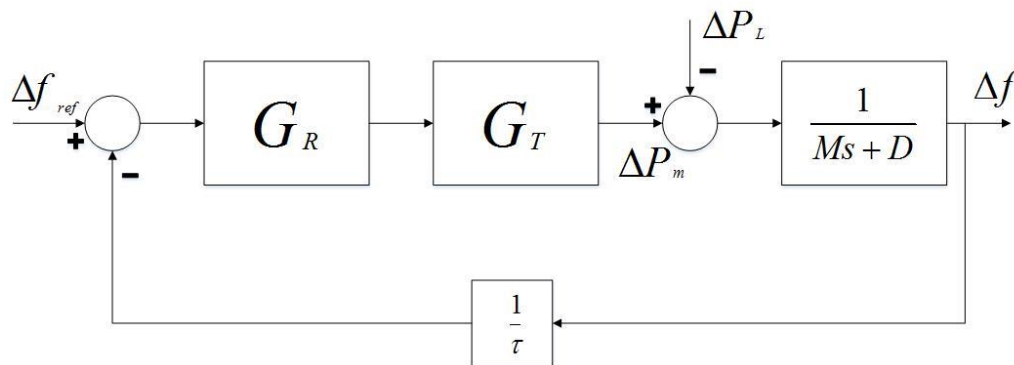
$$\Delta P_m = -\frac{G_R G_T}{\tau} \Delta f \quad (3.20)$$

No qual obtemos a regulação equivalente,  $\tau$ , da área.

$$\frac{1}{\tau} = \frac{1}{\tau_1} + \frac{1}{\tau_2} + \dots + \frac{1}{\tau_n} \quad (3.21)$$

O modelo equivalente da área é mostrado na Figura 3.7, que é similar ao modelo de uma única unidade geradora mostrado na Figura 3.3.

**Figura 7** – Modelo de área após a redução dos blocos das turbinas e reguladores de velocidade.



**Fonte:** Produzido pelo autor.

Se as turbinas e os reguladores de velocidade não são similares, é necessário obter um modelo equivalente dinâmico para  $G_{R1}G_{T1}$ , de modo a representar o conjunto de turbinas com reguladores de velocidade da área (Mota, 2006).

### 3.4 MODELO DE SISTEMAS COM AS ÁREAS INTERLIGADAS

O modelo apresentado anteriormente, pelo menos aproximadamente, mostra que uma área se comporta como uma grande unidade geradora. Isso mostra que para o caso de duas áreas ou mais, interligadas, poderá seguir o mesmo raciocínio utilizado para o caso de duas ou mais, máquinas síncronas, operando em paralelo e interligadas através de uma reatância mutua.

Para duas áreas, a troca de potência entre as máquinas é dada por:

$$P_{12} = \frac{|V_{t1}||V_{t2}|}{x_{12}} \sin \delta_{12} \quad (3.22)$$

Em que:

$V_{t1} = |V_{t1}| \angle \delta_1 =$  tensão terminal da máquina 1;

$V_{t2} = |V_{t2}| \angle \delta_2 =$  tensão terminal da máquina 2;

$x_{12} =$  reatância equivalente entre as máquinas 1 e 2.

O objetivo desse estudo é a análise e controle do sistema para pequenas perturbações, dessa forma podemos adotar o modelo linearizado da Equação 3.22, que é mostrado na Equação 3.23.

$$\Delta P_{tie} = T_{12}^0 \Delta \delta_{12} \quad (3.23)$$

Em que:

$\Delta P_{tie} =$  desvio da potência de intercambio;

$\Delta \delta_{12} =$  desvio da diferença angular;

$T_{12}^0 = \frac{|V_{t1}||V_{t2}|}{x_{12}} \cos \delta_{12(0)} =$  coeficiente de torque sincronizante em p.u.

Sabendo que  $\delta$  não é uma variável de estado do modelo de controle em estudo, não se pode utiliza-la diretamente, logo:

Como  $\Delta \omega = 2\pi f = \frac{d\Delta \delta}{dt}$ , então  $\Delta \delta = 2\pi \int_0^t \Delta f dt$ .

No domínio da frequência por transformada de Laplace, temos  $\Delta \delta = 2\pi \frac{\Delta f}{s}$ . Diante do exposto, a Equação 3.23 torna-se:

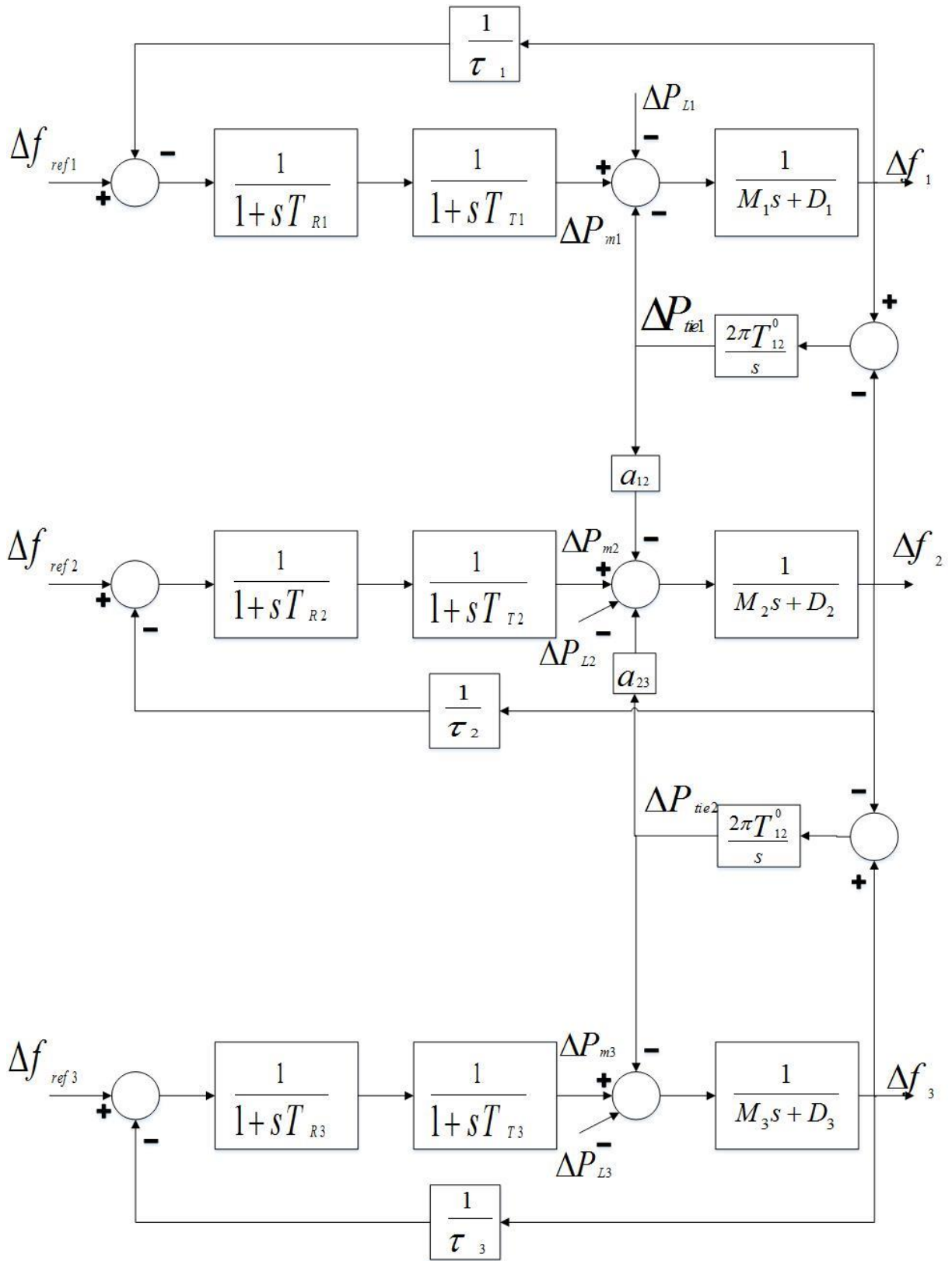
$$\Delta P_{tie,1} = \frac{2\pi T_{12}^0}{s} (\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (3.24)$$

Como o objeto de estudo desse trabalho é um modelo de três áreas, acrescentaremos a equação de intercâmbio de potência entre as áreas 2 e 3, que é dada por:

$$\Delta P_{tie,2} = \frac{2\pi T_{32}^0}{S} (\Delta f_3 - \Delta f_2) \quad (3.25)$$

O diagrama de blocos para um sistema simplificado de 3 áreas é mostrado na Figura 3.8. No diagrama de blocos, o sinal negativo indica que a área  $i$  fornece energia, enquanto que o sinal positivo indica que essa área recebe energia. As variáveis,  $a_{ij}$ , indicam a parte e o sentido da potência de intercâmbio. Nesse modelo é desconsiderado as características elétricas da linha de ligação, focando apenas nas potências de intercâmbio (Elgerd, 1976).

Figura 8 – Modelo simplificado do sistema carga-freqüência de três áreas térmicas interligadas.



Fonte: Produzido pelo autor.

## **4 OSCILAÇÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

## 4 OSCILAÇÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O controle de oscilações requer atenção constante dos engenheiros e operadores do sistema elétrico de potência. Todavia, para isso é necessário a análise e compreensão da natureza, tipos, frequência e outros parâmetros das oscilações mais críticas.

Os sistemas de geração de energia elétrica se tornavam instáveis devido à falta de sincronismo dos geradores. Com o crescimento do SEP e consequente crescimento das potências de intercâmbio, a estabilidade dos sistemas elétricos tornou-se vulnerável por causa das oscilações, que podem limitar a potência transmitida além de aumentar o risco da ocorrência de paradas não programadas de oferta de energia (Castro, 2006).

### 4.1 DEFINIÇÃO DE ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO

A estabilidade do sistema é a habilidade que o mesmo possui, para uma determinada condição de inicial de operação, de se manter em equilíbrio sob condições normais de operação e de atingirem um estado de equilíbrio operacional depois de submetidos a distúrbios ou perturbações (IEEE/CIGRE, 2004).

Historicamente, a instabilidade transitória tem sido o problema de estabilidade dominante na maioria dos sistemas e tem sido o centro de boa parte da atenção da indústria de energia elétrica em relação à estabilidade do sistema. Com a evolução do sistema, novas tecnologias e formas de controles foram desenvolvidos, surgindo diferentes formas de instabilidade. Por exemplo, estabilidade de tensão, de frequência e oscilações interárea requerem mais atenção que antes (IEEE/CIGRE, 2004).

Estabilidade do sistema de potência é semelhante à estabilidade de qualquer sistema dinâmico e fundamentos matemáticos mostram isso. A definição aplica-se ao sistema como um todo. O sistema de energia é altamente não-linear e opera em um ambiente com constantes mudanças, muitas vezes um determinado gerador pode perder a estabilidade sem causar instabilidade em cascata do sistema principal.

O sistema elétrico está sujeito a diversas perturbações, pequenas e grandes. Pequenas, na forma de alteração da carga continuamente e grandes, como um curto-

circuito, numa linha de transmissão ou a saída de operação de um grande gerador. O sistema deve ser capaz de se ajustar as condições de mudança e operar satisfatoriamente, mesmo na ocorrência de mudanças estruturais devido a um grande distúrbio.

Durante o funcionamento em equilíbrio, o sistema pode ser estável para uma certa perturbação e instável para outra. É impraticável e antieconômico projetar sistemas de potência para ser estável para todos os tipos de distúrbios possíveis. As contingências de projeto são selecionadas baseada na probabilidade de ocorrência razoavelmente elevada. Assim, a estabilidade para uma grande perturbação sempre se refere a um cenário especificado, logo, um conjunto de equilíbrio estável tem uma região finita de possibilidades. Quanto maior a região, mais robusto o sistema será em relação a grandes perturbações.

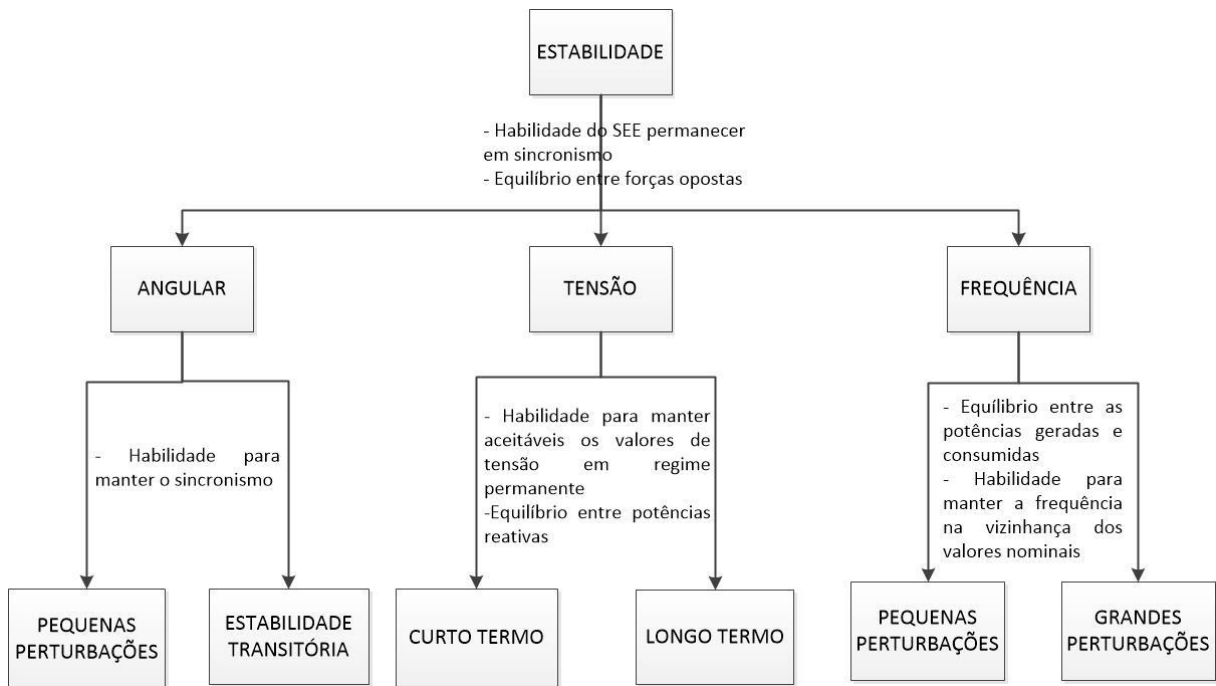
Sistemas de energia estão constantemente experimentando flutuações de pequenas magnitudes. No entanto, para avaliar a estabilidade quando sujeito a uma variação especificada, é comum supor que o sistema está inicialmente numa condição de estado de funcionamento estável.

## 4.2 CLASSIFICAÇÃO DA ESTABILIDADE DO SISTEMA DE POTÊNCIA

Como o sistema elétrico, é um processo multivariável de alta ordem e influenciado por uma enorme quantidade de dispositivos com diferentes respostas e características, a estabilidade é uma condição de equilíbrio entre essas forças.

A classificação é essencial para uma análise prática e significativa da solução dos problemas de estabilidade em sistemas elétricos de potência. Essa se baseia na natureza física do modo de instabilidade resultante, tal como indicado pela variável principal do sistema em que foi observado a instabilidade; no tamanho da perturbação considerada, que influencia a previsão de estabilidade; nos dispositivos, processos e tempo que são considerados para avaliar a estabilidade. A força tarefa conjunta do IEEE/CIGRE em 2004, classificou a estabilidade de sistemas elétricos em angular, de frequência e de tensão, como pode ser visto na Figura 4.1.

**Figura 9** – Classificação dos diferentes tipos de estabilidade do sistema elétrico.



Fonte: Adaptado de IEEE/CIGRE, 2004.

#### 4.2.1 Estabilidade angular/ do ângulo do rotor

Esse tipo de estabilidade refere-se à habilidade das máquinas síncronas de um sistema de energia interligado permanecerem em sincronismo após uma perturbação (DILL, 2013). Depende da habilidade de manter/restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o mecânico de cada máquina síncrona do sistema. A instabilidade pode levar a perda de sincronismo de alguns geradores.

O problema de estabilidade angular envolve o estudo das oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema de potência. Um dos principais motivos do estudo deste problema é o comportamento das saídas de potência de máquinas síncronas conforme seus ângulos de rotor variam. Para o estado estacionário, há equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque eletromagnético de saída e a velocidade permanece constante. Para uma perturbação do sistema, há aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas. Se um gerador corre mais rápido que outro, a posição do ângulo do rotor em relação à máquina mais lenta avançará. Essa diferença angular resultante transfere parte da carga da máquina lenta para a rápida, dependendo da relação potência-ângulo, reduzindo a diferença de velocidade e, conseqüentemente, a separação angular. A relação potência-ângulo é altamente não

linear. Além de um certo limite, um aumento na separação angular resulta na diminuição da transferência de potência de tal modo que a separação angular é aumentada ainda mais. A instabilidade ocorre se o sistema não puder absorver a energia cinética correspondente a estas diferenças de velocidade do rotor (Kundur, 1994).

A estabilidade angular do sistema para pequenas perturbações depende da existência do componente de torque de sincronismo e de amortecimento. A falta de torque de sincronismo resulta em instabilidade aperiódica ou não oscilatória, ao passo que a falta de torque de amortecimento resulta em instabilidade oscilatória. O problema de instabilidade aperiódica tem sido largamente eliminado com a utilização de reguladores de tensão de atuação contínua nos geradores. Já a instabilidade transitória pode ser de natureza local ou global, os problemas locais envolvem uma pequena parte do sistema, como uma única usina, contra todo o resto do sistema, enquanto que os problemas globais são causados por interações entre grandes grupos geradores, como um grupo de geradores de uma área contra um de outra área (IEEE, 1995).

Estabilidade do ângulo do rotor para grandes perturbações ou estabilidade transitória, como também é conhecida, é relacionado a habilidade do sistema em manter o sincronismo quando sujeito a uma perturbação grave, como um curto-circuito em uma linha de transmissão. Ela depende do estado de funcionamento inicial do sistema e da gravidade da perturbação. Geralmente ocorre na forma de instabilidade do primeiro balanço. No entanto, em sistemas de grande potência, a instabilidade nem sempre ocorre como instabilidade de primeiro balanço associado a um único modo. Pode também ser um resultado de efeitos não lineares que afetam um único modo causando instabilidade para além do primeiro balanço (IEEE TF REPORT, 1982).

#### 4.2.2 Estabilidade da tensão

A estabilidade de tensão refere-se à habilidade do sistema em manter os níveis de tensão estáveis em todos os barramentos após uma perturbação a partir de uma dada condição de funcionamento inicial. Depende da habilidade de manter/restaurar o equilíbrio entre a demanda de carga e a carga do sistema elétrico. A instabilidade de tensão se dá na forma de uma queda ou aumento progressivo do nível de tensão em

alguns barramentos, resultando em perda de carga em uma determinada área, disparo de linhas de transmissão e outros elementos através do sistema de proteção que resultam em interrupções em cascata (Cutsem e Vournas, 1998).

Diversos são os fatores que influenciam o colapso de tensão, como também é conhecida. Uma situação em que ocorre a instabilidade é quando a dinâmica de carga tenta reestabelecer o consumo de energia além da capacidade da rede de transmissão e da geração conectada. Outro fator importante é a queda de tensão que ocorre no fluxo de potência ativa e reativa através de reatâncias indutivas da rede de transmissão (Hill, 1993).

Semelhante a estabilidade angular, a estabilidade de tensão também é dividida em de pequena perturbação, tais como alterações incrementais na carga do sistema e de grande perturbação, como distúrbios causados por falhas do sistema, perda de geração ou contingências de circuito.

#### 4.2.3 Estabilidade da frequência

A estabilidade de frequência refere-se à habilidade de um sistema de potência em manter uma frequência constante após uma perturbação grave do sistema, resultando em um desequilíbrio entre a geração e a carga, dependendo diretamente da habilidade de manter/restaurar o equilíbrio entre aquelas, com perda mínima involuntária de carga. A instabilidade que pode resultar ocorre sob a forma de balanços de frequência sustentados levando ao disparo de unidades de geração e/ou cargas.

Geralmente, os problemas de estabilidade de frequência estão associados com inadequações nas respostas dos equipamentos, má coordenação dos equipamentos de controle e proteção, ou reserva de geração insuficiente (Chow et al., 1989). A estabilidade de frequência pode ser um fenômeno de curto ou de longo prazo.

Na ocorrência de perturbações no sistema, qualquer forma de instabilidade pode não ocorrer em sua forma pura. Isto é particularmente verdadeiro em sistemas elétricos altamente estressados e para fenômenos em cascata, para falhas no sistema, uma instabilidade pode ocasionar outra. O fator principal é garantir a estabilidade do sistema como um todo, mas a distinção entre diferentes formas é

importante para o entendimento das causas subjacentes dos distúrbios, a fim de criar o projeto e procedimentos adequados.

### 4.3 CONCEITO DE OSCILAÇÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS

As oscilações relacionadas as equações de oscilação do sistema são nomeadas “oscilações eletromecânicas” e os modos de oscilação associados a elas são denominados “modos de oscilações eletromecânicos” (MOE). Esses modos são mais correntes e críticos em sistemas elétricos interligados (Castro, 2006). O termo “eletromecânico” é bem sugestivo, pois a equação de cada gerador tem termos elétricos em  $T_e$ , termos mecânicos em  $T_m$ , a inércia das partes girantes, e termos eletromecânicos.

O surgimento de oscilações pouco amortecidas ao longo do tempo em variáveis eletromecânicas do sistema, como ângulo do rotor e tensão, pode estar relacionado a presença de modos eletromecânicos de baixa frequência, os quais são intrínsecos ao sistema de energia compostos de geradores síncronos. Um baixo amortecimento desses modos é capaz de induzir as variáveis do sistema a oscilar (Rogers, 2000).

A Equação 4.1 mostra a representação clássica de um  $i$ -ésimo gerador, por variáveis de estado (Anderson e Fouad, 1977), em que em condições normais de operação,  $T_{mi} - T_{ei}$  estão equilibrados entre si em seu conjunto turbina-rotor de cada gerador, operando em sincronismo.

$$\frac{2H_i}{\omega_B} \dot{\omega}_i = T_{mi} - T_{ei} \quad (4.1)$$

Como foi visto anteriormente, esse desequilíbrio entre torques que pode ser representado pela Equação 4.1 representa a estabilidade de ângulo a pequenas perturbações, objeto de estudo deste trabalho.

### 4.4 CONCEITO DE MODO DE OSCILAÇÃO

Sabe-se que um sistema de  $n$  equações diferenciais lineares de primeira ordem tem  $n$  autovalores,  $\lambda_i, i = 1, \dots, n$ , e a solução desse sistema tem a forma,

$$y = \sum_{i=1}^n c_i e^{\lambda_i t} + f(t) \quad (4.2)$$

em que  $f(t)$  depende da entrada. Cada uma das exponenciais  $e^{\lambda_i t}$  é denominada “modo” do sistema associado ao autovalor  $\lambda_i$ .

Para o caso de pares de autovalores complexos conjugados, na forma  $\lambda_i = \alpha_i \pm j\omega_i$ , os dois termos exponenciais associados a esses autovalores formam um só termo, na forma,

$$e^{\alpha_i t} \text{sen}(\omega_i t + \theta) \quad (4.3)$$

que é denominado “modo oscilatório” associado a esse par (Castro, 2006).

#### 4.5 MODOS ELETROMECAÑNICOS DE OSCILAÇÕES

Os MOE se tornaram críticos devido a interligação das centrais geradores de energia elétrica a fim de permitir uma maior disponibilidade de potência e confiabilidade ao sistema interligado. Eles aparecem durante o controle da excitação ou velocidade dos geradores e estão diretamente associados ao comportamento dinâmico dos rotores dos geradores, oscilando entre a faixa de 0,1 e 2,5 Hz (Kundur, 1994).

Os quatro principais tipos são os modos locais, os modos interárea, os modos intra-área e os modos intraplantas, cada um com sua particularidade como pode ser visto a seguir (Larsen e Swann, 1981; Kundur, 1994; Araújo e Castro, 1996).

##### 4.5.1 Modos locais

Também chamados de modos máquina-sistema, estão associados ao balanceamento de uma unidade geradora ou unidades geradoras remotas em relação

a um sistema de potência relativamente grande através de linhas de transmissão relativamente fracas, essencialmente radiais. A frequência natural de oscilação desse modo é geralmente entre 0,8-1,8 Hz. O termo local é utilizado devido as oscilações ocorrerem em uma estação ou em uma pequena parte do sistema. Esse modo é, comumente, fortemente controlável e fortemente observável em um único gerador.

#### 4.5.2 Modos interáreas

Esse modo está relacionado à oscilação de muitas máquinas em uma parte do sistema (área) contra máquinas em outra parte (área). São causados por dois ou mais grupos geradores estreitamente interligados, interligação esta que ocorre por linhas fracas, significando que possuem capacidade muito inferior a capacidade do sistema que elas conectam. A frequência natural de oscilação se dá, geralmente, na faixa de 0,1-0,8 Hz. Um modo interárea pode ser moderadamente observável e controlável em diferentes áreas ou fracamente observável e fortemente controlável em uma área, mas fortemente observável e fracamente controlável em outra área (Klein et al., 1991, Yang et al., 1994).

#### 4.5.3 Modos intra-áreas

Entre os extremos da faixa de frequência dos modos locais e interáreas existem outros modos geralmente encontrados em sistemas fracamente conectados (Beagles et al., 1978). Esse modo intra-área é resultado de oscilações entre unidades individuais de geração dentro de uma área e tendem a ter comportamento semelhante aos modos locais. Desse modo, são normalmente tratados como modos locais, embora tenham características de observabilidade e controlabilidade particulares (Araújo e Castro, 1997; Castro e Araújo, 1998).

#### 4.5.4 Modos intraplanta

As oscilações que ocorrem entre unidades de geração na mesma planta (central de geração) caracterizam os modos intraplantas. É geralmente indesejável que um estabilizador responda a esse modo, tipicamente na faixa de frequência superior a 1,0

Hz, uma vez que isto afasta a sua habilidade de aumentar os limites de transferência da planta devido a deterioração do amortecimento (Schleif et al., 1979). Esse problema pode ser resolvido com a utilização de sinais combinados para realimentação através do ESP (Castro, 1990; Araújo e Castro, 1991 e 1995). Esse modo não é considerado no estudo de sistemas de potência de grande porte devido a representação de cada central geradora ser feita por um gerador equivalente.

Existem outros modos críticos, como o modo de excitação que é associado aos sistemas de excitação dos geradores. Na maior parte dos casos, são originalmente bem amortecidos, mas seu amortecimento pode se deteriorar com a parametrização dos ESPs (Larsen e Swann, 1981; Kundur et al., 1981). E também os modos torcionais que ocorrem devido às vibrações do eixo do grupo turbina-gerador. Esse problema só aparece em geradores acionados por turbinas térmicas, pois giram com velocidade maior que as hidráulicas (Alden et al., 1977; Lawson et al., 1978; Rogers, 2000, Castro, 2006).

#### 4.6 ANÁLISE MODAL E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

A análise dos modos de oscilação críticos em sistemas de potência é muito importante para conhecer a que geradores estão associados e para o correto amortecimento dessas oscilações (Castro, 2006). Como foi visto, os MOE são os modos mais críticos no SEP. Os que estão associados as equações de oscilação pouco dependem do modelo do gerador, contudo os seus amortecimentos se modificam com a inserção do sistema de excitação, das equações de amortecimento do gerador e outros parâmetros no modelo.

Sabendo que cada modo de oscilação possui propriedades de observabilidade e controlabilidade próprios, a análise prévia destas, são imprescindíveis para uma seleção mais eficaz dos pares entrada-saída do sistema onde serão aplicados os controladores. Pois um modo pode ser influenciado por sinais de distúrbio em uma ou mais entradas e esse distúrbio em um certo modo pode excitar uma ou mais saídas (Araújo e Castro, 1998).

Esta análise prévia é importante para garantir confiabilidade, estabilidade e segurança ao sistema. A confiabilidade é o objetivo geral no projeto e operação do sistema. Para ser confiável, ele deve ser seguro pela maior parte do tempo. Para ser

seguro, ele deve ser estável, mas também deve ser seguro para outras contingências que não são classificadas como problemas de estabilidade, como danos a equipamentos, quedas de torres devido a sabotagem. A estabilidade juntamente com a segurança, são atributos variáveis no tempo que podem ser julgados através do estudo de desempenho do sistema sob um conjunto de condições. Mas a segurança pode ser diferenciada da estabilidade em termos de consequência resultante, por exemplo, dois sistemas podem ser estáveis com margens de estabilidade iguais, mas um pode ser relativamente mais seguro que outro tendo em vista que as consequências de instabilidade são menos severas (IEEE/CIGRE, 2004).

Tendo conhecimento que o torque elétrico pode ser decomposto em dois componentes ortogonais, torque de amortecimento e sincronizante, cujo primeiro oscila em fase no tempo com a variação da velocidade do rotor e o segundo com a variação angular do rotor. A falta do primeiro desencadeia instabilidade aperiódica enquanto a falta do segundo resulta em instabilidade oscilatória. De Mello e Concórdia (1969) adicionaram um sinal estabilizante suplementar à referência dos reguladores automáticos de tensão dos geradores, para um adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência. Castro (2006) classifica a aplicação de controle suplementar no sistema de excitação dos geradores como a técnica mais simples, mais barata e certamente a mais eficiente para amortecer os MOE em sistemas de potência.

A ação de introduzir sinais estabilizantes na referência dos reguladores automáticos de tensão é exercida através do estabilizador do sistema de potência. Ele possibilita um aumento da componente de amortecimento do torque elétrico através da modulação da tensão de referência do sistema de excitação do gerador (Ayres, 2005). Além dos modelos clássicos, algumas técnicas de controle têm sido propostas para o projeto de ESP, como por exemplo, técnicas de controle robusto utilizando otimização  $H_2$ ,  $H_\infty$  e LMI (Doyle et al., 1989; Taranto e Chow, 1995; Ramos et al., 2004; Ramos et al., 2005).

## **5 ANÁLISE DE SINAIS PARA CONTROLE DESCENTRALIZADO**

## 5 ANÁLISE DE SINAIS PARA CONTROLE DESCENTRALIZADO

A análise dos sinais de entrada e saída são importantes para selecionar os pares mais eficazes para serem aplicados controladores de sistemas de potência descentralizados. Essa análise será feita através de MGR e valores singulares proposta por Castro (2006).

O sistema elétrico de potência é representado pela Equação 5.1, em que  $G$  representa o número de unidades,  $U$  a quantidade de entradas de controle e  $Y$  os sinais de saída.

$$Y(j\omega) = G(j\omega).U(j\omega) \quad (5.1)$$

Van de Wal e De Jager (2001) definiram controlabilidade de um MO como a habilidade do sistema para amortecer-lo e alcançar um desempenho aceitável com entradas e saídas limitadas. Da mesma forma, é possível elucidar a observabilidade de um MO como a contribuição dele na resposta do sistema. A controlabilidade e observabilidade de um modo é diretamente influenciado pelos zeros do sistema, além do projeto dos controladores (Skogestad e Postlethwaite, 2005). A única forma de evitar zeros indesejáveis é selecionando as entradas e saídas adequadas para aplicação dos controladores.

Para análise de controlabilidade e observabilidade modais em sistemas multivariáveis no domínio da frequência são empregados valores singulares da matriz função transferência (MFTfr), que para a matriz  $G(j\omega)$ , são definidos na Equação 5.2.

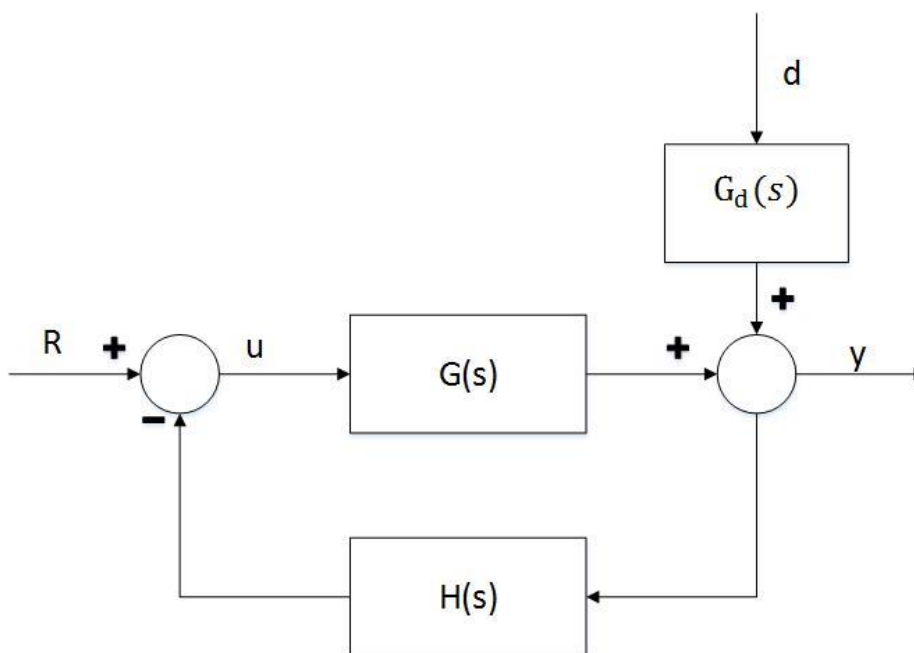
$$\sigma_i(j\omega) = \sqrt{\lambda_i G^H G} = \sqrt{\lambda_i (G G^H)}, i = 1, \dots, k \quad (5.2)$$

Em que  $\lambda_i$  é o  $i$ -ésimo autovalor da matriz  $G^H G$  ou  $G G^H$ ,  $G^H$  é a matriz conjugada e transposta de  $G$  e  $k = \min(m, r)$  sendo  $m$  e  $r$  o número de linhas e colunas da matriz  $G$  respectivamente. Os valores singulares são reais e não negativos. Definem-se  $\bar{\sigma}$  como o maior e  $\underline{\sigma}$  como o menor valor deles e a relação  $\gamma = \bar{\sigma}/\underline{\sigma}$  como o número de condição. As propriedades de interesse são apresentadas a seguir (Cruz, 1996; Castro e Araújo, 2002; Skogestad e Postlethwaite, 2005).

- $\bar{\sigma}$  na frequência de um MO descreve o grau de observabilidade do modo na resposta do sistema e  $\underline{\sigma}$  corresponde ao grau de controlabilidade do modo. MO pouco amortecidos e fortemente observáveis apresentam grandes picos no gráfico de  $\bar{\sigma}$ , picos esses que estão associados a robustez do sistema. Sistemas robustos apresentam pequenos picos de  $\bar{\sigma}$ ;
- Um achatamento no gráfico de  $\underline{\sigma}$  aponta a presença de um zero influente na referida frequência;
- Número de condição elevado ( $\gamma > 10$ ) aponta dificuldade de controle, principalmente se  $\underline{\sigma} \ll 1$ , já que  $\underline{\sigma} \gg 1$  aponta que o MOE é fortemente controlável;
- A norma  $I_2$  de  $G$  é  $\bar{\sigma}(G)$ . Também  $\|G^{-1}\| = \frac{1}{\underline{\sigma}(G)}$ .

A Figura 5.1 mostra o sistema de potência,  $G(s)$ , com controladores na realimentação  $H(s)$ , entrada de referência  $R$  e distúrbios  $d$ .

**Figura 10** – Representação do sistema de potência com controladores.



**Fonte:** Produzido pelo autor.

Através da Figura 5.1 é possível obter a relação da Equação 5.3.

$$y = (I + GH)^{-1}GR + (I + GH)^{-1}G_d d \quad (5.3)$$

Em que  $S = (I + GH)^{-1}$  é a matriz de sensibilidade e  $T = SG$  é a MFTfr de malha fechada do sistema.

Considerando uma variação do vetor de referência  $R$ , e assumindo  $d = 0$ . A Equação 5.3 resulta em:

$$\frac{\|y\|}{\|R\|} = \bar{\sigma}(T) = \frac{\bar{\sigma}(G)}{\underline{\sigma}(I + GH)} \quad (5.4)$$

Sabendo que:

$$\underline{\sigma}(GH + I) \geq \underline{\sigma}(GH) - 1 \quad (5.5)$$

E que:

$$\underline{\sigma}(GH) \geq \underline{\sigma}(G)\underline{\sigma}(H) \quad (5.6)$$

A Equação 5.4 resulta em:

$$\frac{\|y\|}{\|R\|} = \bar{\sigma}(T) \leq \frac{\bar{\sigma}(G)}{\underline{\sigma}(G)\underline{\sigma}(H) - 1} \quad (5.7)$$

Através das Equação 5.7, pode-se concluir que  $\underline{\sigma}(G)$ , que depende da seleção das entradas e saídas, deve ser grande para reduzir os picos de  $\bar{\sigma}(T)$ , que geralmente são grandes nas frequências do MOE, facilitando a ação do controlador. Para o caso de  $\underline{\sigma}(G) \ll 1$  na faixa de frequência dos MO será quase impossível o controle robusto do sistema através do controle descentralizado. Isso justifica nomear,  $\underline{\sigma}(G)$ , como grau de controlabilidade do sistema.

## 5.1 INTERAÇÕES NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA

A matriz de ganhos relativos (MGR) é uma importante ferramenta de análise de interações em sistemas multivariáveis e será utilizada para uma seleção prévia das

entradas e saídas mais significativas para o controle descentralizado. Ela é definida na Equação 5.8,

$$\Lambda(G(j\omega)) = \begin{bmatrix} \lambda_{11} & \cdots & \lambda_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \lambda_{r1} & \cdots & \lambda_{rm} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

em que  $\lambda_{ij} = g_{ij}b_{ij}$ ,  $g_{ij}$  é o elemento  $ij$  de  $G$  e  $b_{ij}$  é o elemento  $ji$  da matriz inversa generalizada de  $G$  ( $G^+$ ), definida por  $G^+ = (G^H G)^{-1} G^H$ .

Para  $r \neq m$ ,  $B = G^+$ . Neste caso, considera-se:

$B = (G^H G)^{-1} G^H$  para  $m \leq r$  e  $\text{Posto}(G) = m$ .

$B = G^H (G G^H)^{-1}$  para  $r \leq m$  e  $\text{Posto}(G) = r$ .

Bistol (1966) definiu  $\lambda_{ij}$  como uma medida de interação entra a entrada  $j$  e a saída  $i$ . Verifica-se também que  $\lambda_{ij}$  é uma medida do efeito que o controle do restante das variáveis tem no ganho entre  $u_j$  e  $y_j$  (Milanovic e Duque, 2001).

Milanovic e Duque (2001) utilizaram as propriedades da MGR para selecionar os pares entrada-saída mais efetivos no sistema. Apesar disso, a aplicação isolada da MGR nessa seleção possui certas limitações, como a impossibilidade de selecionar a saída mais eficaz entre sinais de uma mesma unidade de geração, tendo como exemplo, a velocidade e potência elétrica em um gerador, ou sinais quaisquer que possuam alguma relação entre si.

Castro e Araújo (2002) propuseram um método que emprega MGR e valores singulares para selecionar os pares entrada-saída mais eficazes para aplicação de controladores descentralizados. Essa técnica se mostra muito efetiva e segura para seleção de sinais.

## 5.2 DESCENTRALIZAÇÃO

Para que um controle descentralizado em SEP seja possível e prático, primeiramente é necessário que cada par entrada-saída para controle seja da mesma unidade e não tenham modos instáveis, além de não controláveis; não possuam zeros

à direita do plano complexo até a frequência de corte e nem próximos da origem. Por último, não deve haver interação com qualquer outro controlador de outra unidade (Castro, 2006).

Para se obter um conjunto de entradas-saídas totalmente descentralizado é necessário  $\Lambda(G) = I$ . Essa igualdade só ocorre para o caso da matriz  $G$  ser triangular, que não é o caso para sistemas de potência. Contudo, é possível obter bons resultados se  $\Lambda(G) \cong I$  na frequência de corte  $\omega_c$  (Skogestad e Postlethwaite, 2005). A frequência de corte,  $\omega_c$ , é definida como a frequência em que  $\bar{\sigma} = 1$ , quando  $\bar{\sigma}$  está decrescendo.

A proximidade da matriz  $\Lambda(G(j\omega))$  com a matriz identidade mostra a independência dos pares entradas-saídas, significando que quanto mais próximo, menos interações ocorrerão entre os controladores.

### 5.3 SELEÇÃO DE ENTRADAS E SAÍDAS

A seleção dos pares entradas-saídas mais significativos para aplicação de controladores descentralizados é realizada de acordo com o método apresentado por Castro e Araújo (2002).

Inicialmente, determina-se a MGR na frequência  $\omega = 0$  considerando todas as entradas e saídas de todas as unidades. A partir dessa matriz total no estado estacionário, elimina-se as saídas e entradas pouco efetivas ou que provoquem interações indesejáveis ao sistema.

Após a eliminação de entradas e saídas, considera-se que  $p$  controladores descentralizados são suficientes para amortecer todos os modos críticos. Então, estabelece todos os conjuntos com  $p$  entradas e  $p$  saídas, e analisa-os para verificar a descentralização na frequência  $\omega = \omega_c$ . Conjuntos com fortes interações entre unidades (fraca descentralização) são ignorados.

Por último, os conjuntos restantes são comparados através dos valores singulares, para eleger o conjunto com boa descentralização e com a maior controlabilidade ( $\underline{\sigma}$  maior) na faixa dos modos de oscilação. Esse conjunto é então, escolhido para aplicação de controladores descentralizados.

## **6 PROJETO DE CONTROLADORES ROBUSTOS DESCENTRALIZADO**

## 6 PROJETO DE CONTROLADORES ROBUSTOS DESCENTRALIZADOS

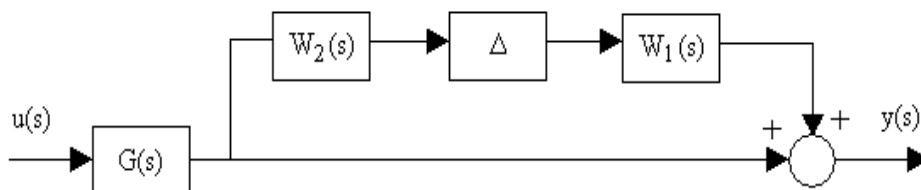
A utilização de controladores robustos para estabilizadores do sistema de potência se deu na década de 1990 (Folly et al., 1998). Resultando em controladores centralizados e de ordens elevadas.

Os controladores são projetados levando em consideração os erros de modelagem, também chamados de incertezas. Esses erros ocorrem devido a modelagem do sistema ser linear e não considerar as não linearidades, as mudanças dos parâmetros em razão da variação de carga e por causa da exclusão da dinâmica dos geradores, dos sistemas de excitação. Empregando as incertezas multiplicativas refletidas na saída, como pode ser visto na Figura 6.1 (Cruz, 1996; Skogestad e Postlhwaiete, 2005) em que

$$\Delta_0 W_0(s) = (G' - G)G^{-1} \tag{6.1}$$

é a matriz de incertezas relativas e  $G'$  é a matriz de transferência do sistema real. A matriz diagonal  $W_0(s)$  representa os limites superiores das incertezas nos canais de controle que correspondem a  $W_2$  e  $W_1$ .

**Figura 6.1** – Diagrama de blocos do sistema de potência real.



**Fonte:** Produzido pelo autor.

Da Equação 6.1, tem-se que  $G'$  é:

$$G'(s) = (I + \Delta_0 W_0)G(s) \tag{6.2}$$

Tendo conhecimento que  $S' = (I + G'H)^{-1}$  é a matriz de sensibilidade do sistema real. Então,

$$S' = [I + (I + \Delta_0 W_0)GH]^{-1}[I + GH]S \tag{6.3}$$

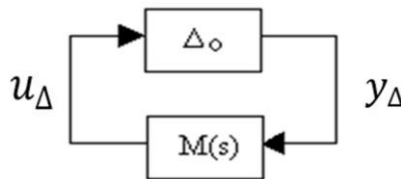
Considerando que no intervalo de frequência de maior interesse ocorre  $\underline{\sigma}(GH) \gg 1$ , resultando em:

$$\bar{\sigma}(S') \leq \frac{\gamma(G)\gamma(H)}{\underline{\sigma}(I + \Delta_0 W_0)} \bar{\sigma}(S) \tag{6.4}$$

Da Equação 6.4, conclui-se que o controle descentralizado não contribuirá para deteriorar a sensibilidade do sistema se  $\gamma(H) = 1$ , ou seja, quando controladores idênticos são empregados nos diversos canais. O mesmo resultado se obtém para incertezas na entrada, o que significa que o sistema se torna mais robusto para falhas nos controladores quando estes são idênticos.

Introduzindo as incertezas no diagrama de blocos do sistema  $G(j\omega)$  com controladores  $H(j\omega)$ , visto anteriormente no capítulo 5 (Figura 5.1) e arranjando-os para separar o blocos da incertezas, nesse caso representado por  $\Delta_0$ , resultando no diagrama mostrado na Figura 6.2, em que  $M(s) = -W_0(s)T(s)H(s)$ . Sabendo que T é o produto da matriz de sensibilidade pelo sistema.

**Figura 6.2** – Configuração  $M - \Delta$  do sistema.



**Fonte:** Produzido pelo autor.

Assumindo que a matriz  $M(s)$  e as perturbações representadas por  $\Delta$  sejam estáveis, então o sistema  $M - \Delta$  é estável para todas as incertezas com  $\bar{\sigma}(\Delta) \leq 1 \forall \omega$  se e somente se (Skogestad e Postlethwaite, 2005):

$$\mu(M(j\omega)) < 1, \forall \omega \tag{6.5}$$

em que  $\mu(M)$  é o valor singular estruturado de  $M$ .

Sabendo que  $\mu(M) \leq \bar{\sigma}(M)$ , e que a igualdade ocorre para o caso da matriz de incertezas,  $\Delta$ , ser cheia, verificada devido aos erros de modelagem e exclusão da dinâmica dos geradores e das redes de transmissão. Então, a condição necessária e suficiente para estabilidade robusta do sistema, com  $\bar{\sigma}(\Delta) \leq 1, \forall \omega$ , é (Skogestad e Postlethwaite, 2005):

$$\bar{\sigma}(M(j\omega)) \leq 1, \forall \omega \quad (6.6)$$

A partir da Equação 6.6 é possível concluir que o controle descentralizado não influenciará na deterioração da sensibilidade do sistema se  $\gamma(H) = 1$ , isto é, para o caso de empregar controladores idênticos nos diversos canais do sistema. Obtém-se resultado semelhante para incertezas na entrada, representando uma maior robustez do sistema para falhas nos controladores, quando estes são idênticos.

A matriz  $W_0(s)$ , geralmente, é representada por  $\omega_0(s)I$ , em que  $\omega_0$  é um peso, considerando apenas um limite superior para o pior caso, associado a todos os canais de controle (Cruz, 1996; Skogestad e Postlethwaite, 2005). Esse peso é descrito na Equação 6.7:

$$\omega_0(s) = \frac{\zeta s + \zeta_0}{\left(\frac{\zeta}{\zeta_\infty}\right) s + 1} \quad (6.7)$$

em que  $\zeta_0$  é a incerteza relativa no estado estacionário,  $1/\zeta$  é aproximadamente a frequência onde a incerteza relativa atinge 100% e  $\zeta_\infty$  é a grandeza do peso em altas frequências.

Considerando que o controlador é de baixa ordem. Então,  $H(s)$  será da seguinte forma:

$$H(s) = \begin{pmatrix} h_1(s) & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & h_2(s) & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & h_p(s) \end{pmatrix} \quad (6.8)$$

Existem na literatura diversas estruturas para representar cada  $h_i(s)$ , nesse trabalho será considerado a seguinte:

$$h_i(s) = K_0 \frac{1 + T_1 s}{1 + T_2 s}, 0,1 < \frac{T_1}{T_2} < 10 \quad (6.9)$$

Os controladores  $h_i(s)$  podem incluir filtros de baixa frequência (*washout*), para eliminar erros persistentes no sinal de entrada, da forma:

$$\frac{k_s T_w s}{1 + T_w s} \quad (6.10)$$

Conhecida a matriz  $M(s)$ , Figura 6.1, que inclui  $H(s)$ , deve-se ajustar os parâmetros dos controladores  $h_i(s)$  para a solução do problema de otimização abaixo:

$$\min \left[ \sup \left( \bar{\sigma}(M(j\omega)) \right) \right] \quad (6.11)$$

sujeito a  $\gamma(H) = 1$ .

Sabendo que  $H(s)$  não faz parte de  $M$ , não é necessário tomar medidas em relação a restrição de  $\gamma$ , pois ela já é atendida pela constituição do problema que considera todos os controladores iguais. Contudo, deve-se prestar atenção as limitações impostas as grandezas dos parâmetros do controlador. Nesse trabalho, os parâmetros são sempre positivos e a relação deles, nos estágios avanço-atraso, deverão satisfazer:

$$0,1 \leq \frac{T_1}{T_2} \leq 10 \quad (6.12)$$

Desprezando o sinal negativo de  $M$  por não afetar o resultado. A representação da Figura 6.2 será:

$$\bar{\sigma}(M) = \bar{\sigma}(\omega_0 T H) \leq \bar{\sigma}(\omega_0 H) \bar{\sigma}(T) < 1 \quad (6.13)$$

A partir da última igualdade da Equação 6.13 obtém-se:

$$\bar{\sigma}(T) < \frac{1}{\bar{\sigma}(\omega_0 H)}, \forall \omega \quad (6.14)$$

Reescrevendo a Equação 6.14, temos:

$$\bar{\sigma}(T) < \bar{\sigma}\left(\frac{H^{-1}}{\omega_0}\right), \forall \omega \quad (6.15)$$

Desse modo, o propósito é otimizar a função objetivo ( $M$ ), encontrando as grandezas dos parâmetros do controlador,  $T_i$  e  $K$ , de tal forma que seja satisfeita a condição de robustez, descrita pela Equação 6.15. O valor singular máximo de  $M$  está diretamente relacionado aos modos de oscilação, ou seja, ao minimiza-lo estamos minimizando também os picos relacionados aos MOE, resultando em uma maior estabilidade do sistema.

Sabendo que a função  $M$  não é uma função explícita dos parâmetros do controlador, necessita-se de métodos de otimização que não utilizem derivadas da função em seu algoritmo. Para esse problema, será utilizado o método de otimização enxame de partículas descrito abaixo para maior amortecimento das oscilações.

## 6.1 OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS

O método enxame de partículas foi proposto por Kennedy e Eberhart (1995), a partir da explicação do comportamento de um conjunto de pássaros, abelhas ou peixes, em que os membros tendem a seguir o líder do grupo, ou seja, aquele que apresenta o melhor desempenho.

Dessa forma, é possível fazer uma analogia onde, a procura por alimentos é associada à busca por soluções de boa qualidade para um problema de otimização, cada indivíduo da população está associado a um vetor solução ( $n$ -dimensional), o fator cognitivo (melhor experiência individual) está relacionado a melhor solução encontrada por cada indivíduo, e o fator social (melhor experiência do grupo) está vinculado a melhor solução encontrada pela população.

Em Del Valle et al. (2008) são citadas algumas vantagens do método enxame de partículas em relação ao método de otimização algoritmos genéticos:

- A implementação deste método é mais fácil e existem poucos parâmetros para serem ajustados;
- Neste método cada partícula se lembra da sua melhor posição bem como a melhor posição dos seus vizinhos. Logo o enxame de partículas possui maior capacidade de memória;
- Este método é mais eficiente em manter a diversidade da população. Isso porque todos os indivíduos são mantidos na população durante o processo de busca e são evoluídas com base no comportamento cognitivo e social. Em contrapartida, em algoritmos genéticos, as piores soluções são descartadas a cada geração e a busca é realizada com base em um grupo de melhores posições.

O algoritmo é desenvolvido com base no conceito de posição e velocidade. A posição apresenta a solução do problema e a velocidade a direção de busca que é determinada levando-se em consideração três diferentes termos, a inércia, a memória e a cooperação.

- Inércia – conduz o indivíduo para a direção que este vinha seguindo;
- Memória – atrai o indivíduo para a melhor posição encontrada por ele durante sua trajetória;
- Cooperação – conduz o indivíduo para a melhor posição até então encontrada pelo enxame.

A escolha da melhor posição de cada partícula, a cada iteração  $k$ , assim como a melhor posição do enxame é atualizada com base na memória e cooperação do enxame, prevalecendo o indivíduo mais apto para um determinado objetivo. Ao final do número máximo de iterações (gerações), o indivíduo com a melhor posição de todo o enxame é a solução ótima do problema de otimização. As principais etapas do método são descritas mais a frente.

Matematicamente, o algoritmo de otimização por enxame de partículas é descrito a partir das Equações a seguir:

$$v_i(t + 1) = \omega v_i(t) + c_1 r_1 (P_{ibest}(t) - x_i(t)) + c_2 r_2 (G_{best}(t) - x_i(t)) \quad (6.16)$$

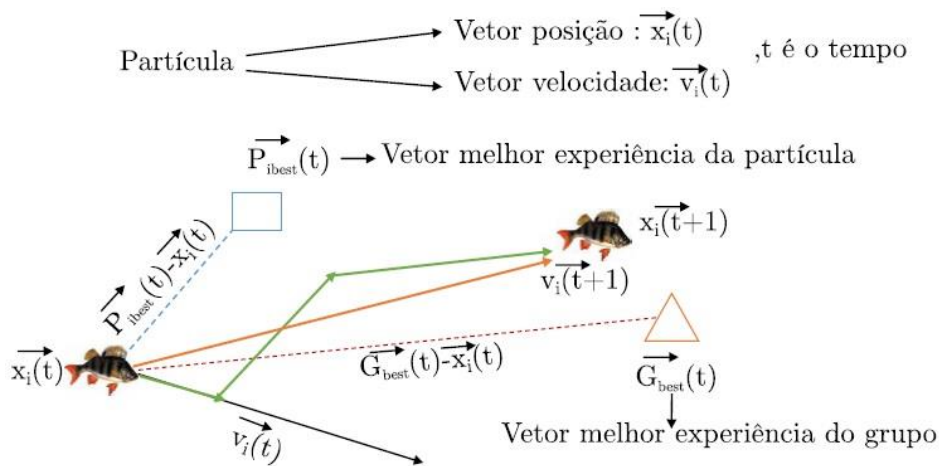
$$x_i(t + 1) = x_i(t) + v_i(t + 1) \quad (6.17)$$

em que:

- $x_i$  – posição do indivíduo;
- $v_i$  – velocidade do indivíduo;
- $P_{ibest}$  – melhor experiência desse indivíduo;
- $G_{best}$  – melhor experiência do grupo de indivíduos;
- $c_1$  e  $c_2$  – coeficientes de aceleração;
- $r_1$  e  $r_2$  – variáveis aleatórias uniformemente distribuídas no intervalo de 0 a 1;
- $\omega$  – termo de inércia.

Na Figura 6.3 é possível visualizar o processo de movimentação de uma partícula.

**Figura 6.3** – Movimentação de uma partícula pelo método enxame de partículas.



**Fonte:** Produzido pelo autor.

O valor do termo de inércia ( $\omega$ ) representa um parâmetro importante para o método, pelo motivo de afetar diretamente a convergência e o espaço de exploração do método (Khanesar et al., 2007). Como pode ser visto em pesquisa, diferentes fórmulas têm sido utilizadas para computar o termo de inércia, como por exemplo:

$$\omega = 0,5 + \frac{Rand()}{2} \quad (6.18)$$

sendo:

- $Rand()$  – uma variável aleatória entre 0 e 1 (Eberhart et al., 2001); e

$$z = 4z(1 - z) \quad (6.19)$$

$$\omega = (\omega_1 - \omega_2) \left( \frac{MAXiter - iter}{MAXiter} \right) + \omega_2 z \quad (6.20)$$

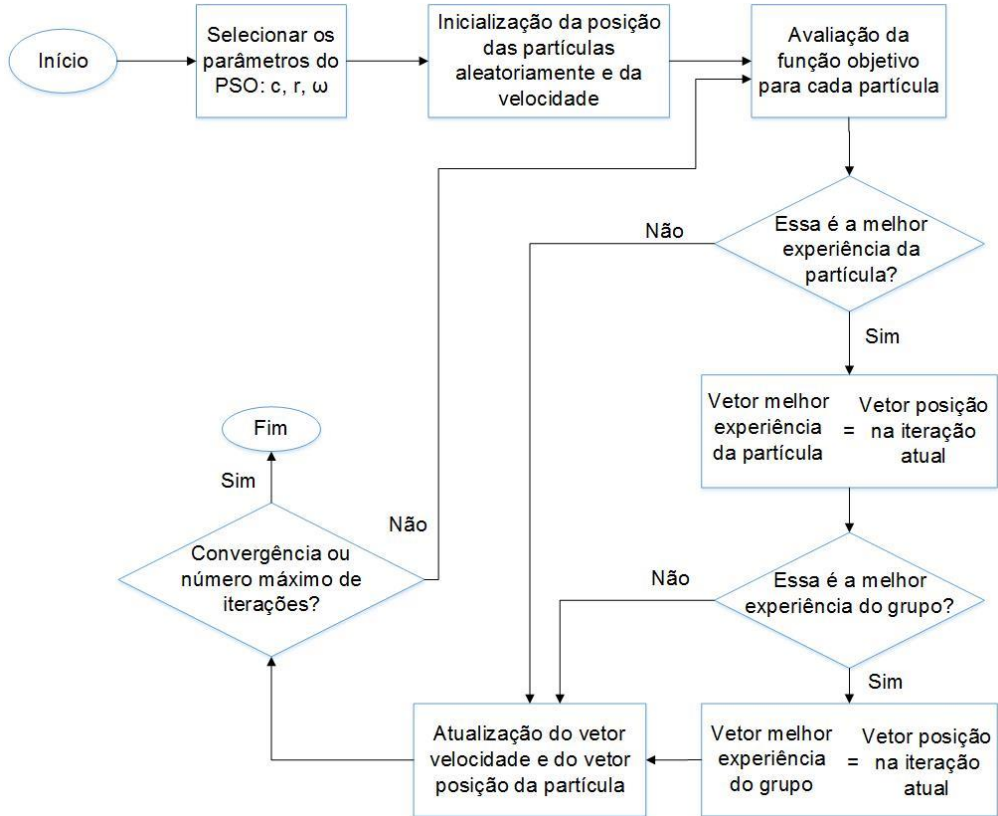
sendo:

- $z$  – uma variável aleatória entre 0 e 1;
- $\omega_1$  – o termo de inércia inicial;
- $\omega_2$  – o termo de inércia final;
- $MAXiter$  – o número máximo de iterações;
- $iter$  – a iteração atual (Feng et al., 2007).

Segundo Bansal et al. (2011), essas duas aproximações apresentaram a melhor eficiência e a melhor precisão deste método, respectivamente.

O fluxograma do enxame de partículas que será utilizado neste trabalho é apresentado na Figura 6.4. A função objetivo é definida pela Equação 6.15. O Capítulo 7 mostra os parâmetros escolhidos para a utilização deste método.

**Figura 6.4** – Fluxograma do método enxame de partículas.



Fonte: Produzido pelo autor.

**7 APLICAÇÃO DO MÉTODO EM UM SISTEMA DE  
3 ÁREAS**

## 7 APLICAÇÃO DO MÉTODO EM UM SISTEMA DE 3 ÁREAS

Como visto no capítulo 5, a análise e seleção dos pares de entrada e saída mais efetivos do sistema de potência utilizando os métodos vistos neste é importante para a aplicação dos controladores. O sistema carga-frequência de três áreas equivalente interligadas já discutido no capítulo 3, em que será aplicado o controle, pode ser visto na Figura 3.4.

Segundo o exemplo utilizado em trabalhos como Calvert e Titli (1989), Castro (2006) e Silva Filha (2012), os parâmetros do sistema representado na Figura 3.4 são:

- $M_1 = M_2 = M_3 = \frac{20}{240} s/Hz$ ;
- $D_1 = D_2 = D_3 = \frac{1}{240} pu/Hz MW$ ;
- $\tau_1 = \tau_2 = \tau_3 = 2,4 Hz/pu MW$ ;
- $T_{12}^0 = T_{32}^0 = 0,0866 pu. MW$ ;
- $a_{12} = a_{32} = -0,5$ ;
- $T_{R1} = 0,08 s$ ;
- $T_{T1} = 0,3 s$ ;
- $T_{R2} = 0,2 s$ ;
- $T_{T2} = 0,4 s$ ;
- $T_{R3} = 0,3 s$ ;
- $T_{T3} = 0,5 s$ .

A representação do modelo do sistema é dado por:

$$\begin{cases} \dot{x} = A_t x + B_t u \\ y = C_t x \end{cases} \quad (7.1)$$

Em que:

$$x^T = |\Delta f_1 \Delta x_{E1} \Delta P_{G1} \Delta P_{tie1} \Delta f_3 \Delta x_{E3} \Delta P_{G3} \Delta P_{tie2} \Delta f_2 \Delta x_{E2} \Delta P_{G2}| \quad (7.2)$$

$$u^T = |\Delta P_{C1} \Delta P_{C3} \Delta P_{C2}| \quad (7.3)$$

$$y^T = |\Delta f_1 \Delta P_{tie1} \Delta f_3 \Delta P_{tie2} \Delta f_2| \quad (7.4)$$

Os parâmetros,  $f_i$ ,  $x_{Ei}$ ,  $P_{Gi}$ ,  $P_{tiei}$  e  $P_{Ci}$  mostrados nas Equações 7.2, 7.3 e 7.4 são, respectivamente, a frequência, o sinal de saída do regulador, a potência da turbina, a potência de intercâmbio do turbogerador equivalente a área i e por último, a entrada do controle do regulador de velocidade da área i, em valores incrementais (Castro e Araújo, 2002).

Castro e Araújo (2002) definiu o sistema com três modos de oscilação interárea cujos autovalores associados são:  $\lambda_1 = -0,1759 \pm j3,0010 s^{-1}$ ,  $\lambda_2 = -0,1199 \pm j4,0102 s^{-1}$ ,  $\lambda_3 = -0,1893 \pm j4,6410 s^{-1}$ . Serão necessários controladores para atuar amortecendo os modos nas três áreas.

A matriz de ganhos relativos no estado estacionário, considerando apenas entradas e saídas que podem ser usadas para controle, seguido da soma de cada uma das linhas foi alcançada em Castro e Araújo (2002) como pode ser visto abaixo.

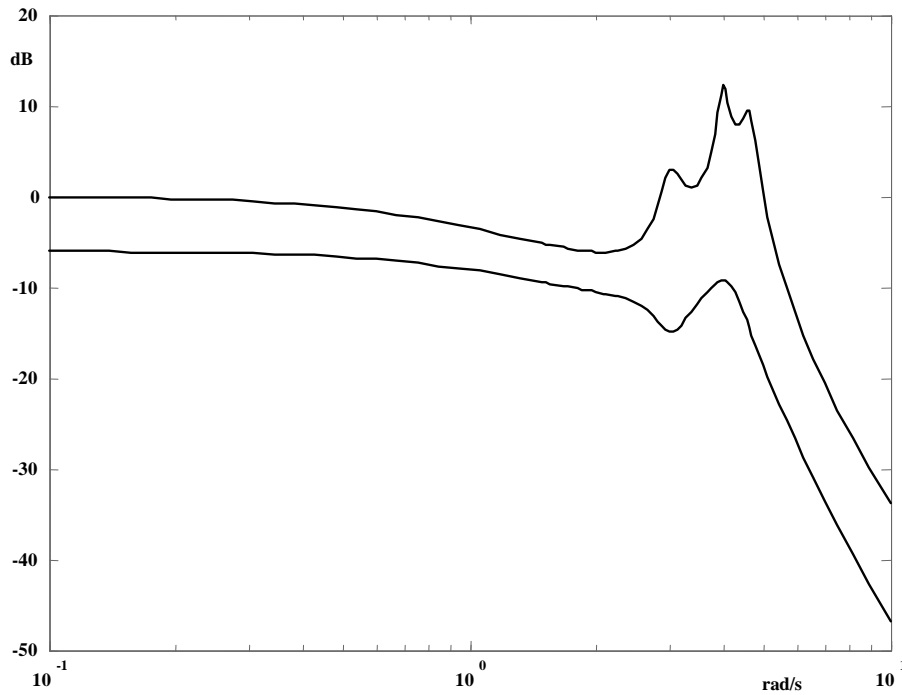
$$\Lambda(0) = \begin{matrix} & \Delta P_{C1} & \Delta P_{C3} & \Delta P_{C2} & \sum_{j=1}^3 \lambda_{ij} \\ \begin{bmatrix} 0,0834 & 0,0834 & 0,1667 \\ 0,7500 & -0 & 0,2500 \\ 0,0834 & 0,0834 & 0,1667 \\ -0 & 0,7500 & 0,2500 \\ 0,0834 & 0,0834 & 0,1667 \end{bmatrix} & & & & \begin{matrix} 0,3335 \\ 1 \rightarrow \Delta P_{tie1} \\ 0,3335 \rightarrow \\ 1 \rightarrow \Delta P_{tie2} \\ 0,3335 \end{matrix} \end{matrix} \quad (7.5)$$

A partir da análise de  $\Lambda(0)$  é perceptível que todos os elementos da matriz são menores que um, indicando que provavelmente o sistema de controle não será difícil de ser alcançado. Constata-se também que  $\Delta P_{tie1} - \Delta P_{C1}$  e  $\Delta P_{tie2} - \Delta P_{C3}$  são os conjuntos entradas-saídas mais efetivos do sistema para aplicação de controladores. Além de ser possível verificar também que os pares entrada-saída completamente ineficazes a esse sistema são  $\Delta P_{tie1} - \Delta P_{C3}$  e  $\Delta P_{tie2} - \Delta P_{C1}$ . Essa consideração também é válida para  $\omega \neq 0$ .

Conforme visto no Capítulo 5, em alguns casos a MGR não é suficiente para avaliar o desempenho dos pares entrada-saída do sistema. Por isso, calcula-se os valores singulares da matriz de transferência. Para esse caso, os valores singulares de  $G(0)$ , são  $\bar{\sigma} = 2,539$  e  $\underline{\sigma} = 0,811$ , resultando em  $\gamma = 3,13$ , confirmando a previsão que o controle do sistema seria simples de ser realizado.

Calculando-se através da ferramenta computacional – MatLab®, utilizando a função sigma, os valores singulares para os pares entrada-saída selecionados anteriormente e mostrados na Figura 7.1.

**Figura 11** – Valores singulares do sistema em dB versus  $\omega$  em rad/s, para os pares  $(\Delta P_{tie1}, \Delta P_{C3})$  e  $(\Delta P_{tie2}, \Delta P_{C1})$ .



Fonte: Castro e Araújo, 2002.

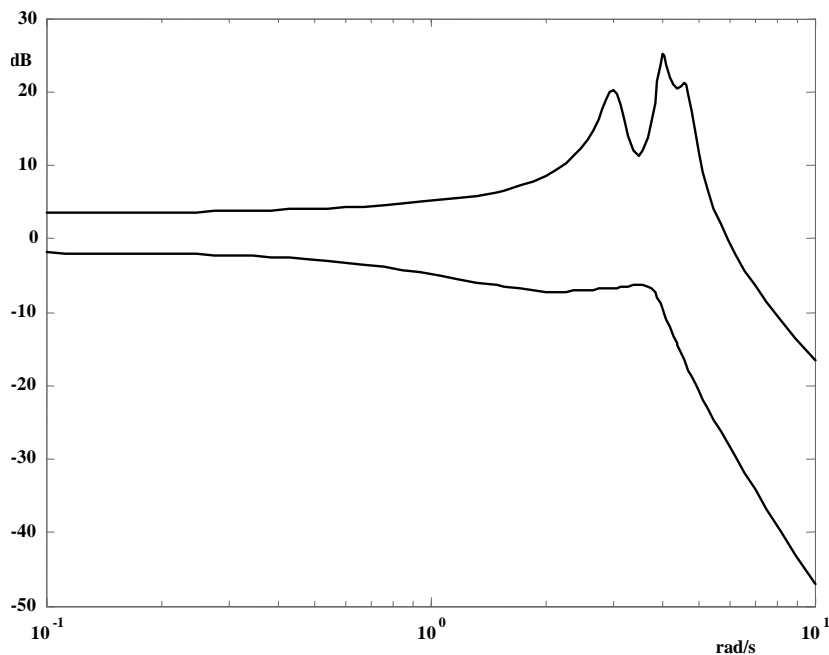
Na Figura 7.1 é observável que os três modos são influentes devido aos picos de  $\bar{\sigma}$ . Todavia, o MO 1 é praticamente não controlável nesse caso, por causa de um zero,  $z = -0,2755 \pm j2,9905$  que, embora não esteja localizado no semiplano direito, está muito próximo dele além de estar com a mesma frequência desse modo, influenciando-o negativamente.

Por causa dessa restrição, foi preciso acrescentar um novo par entrada-saída para o controle do sistema, nesse caso foi o par  $\Delta f_2 - \Delta P_{C2}$ , como pode ser observado na Equação 7.6.

$$\Lambda(0) = \begin{matrix} \Delta P_{C1} & \Delta P_{C3} & \Delta P_{C2} & \sum_{j=1}^3 \lambda_{ij} \\ \begin{bmatrix} 0,0834 & 0,0834 & 0,1667 \\ 0,7500 & -0 & 0,2500 \\ 0,0834 & 0,0834 & 0,1667 \\ -0 & 0,7500 & 0,2500 \\ 0,0834 & 0,0834 & 0,1667 \end{bmatrix} & \begin{matrix} 0,3335 \rightarrow \Delta f_1 \\ 1 \rightarrow \Delta P_{tie1} \\ 0,3335 \rightarrow \Delta f_2 \\ 1 \rightarrow \Delta P_{tie2} \\ 0,3335 \rightarrow \Delta f_3 \end{matrix} \end{matrix} \quad (7.6)$$

A Figura 7.2 mostra os valores singulares do sistema para os três pares entrada-saída selecionados na Equação 7.6.

**Figura 12** – Valores singulares do sistema em dB versus  $\omega$  em rad/s, para os pares  $(\Delta P_{tie1}, \Delta P_{C3})$ ,  $(\Delta P_{tie2}, \Delta P_{C1})$  e  $(\Delta f_2, \Delta P_{C2})$ .



Fonte: Castro e Araújo, 2002.

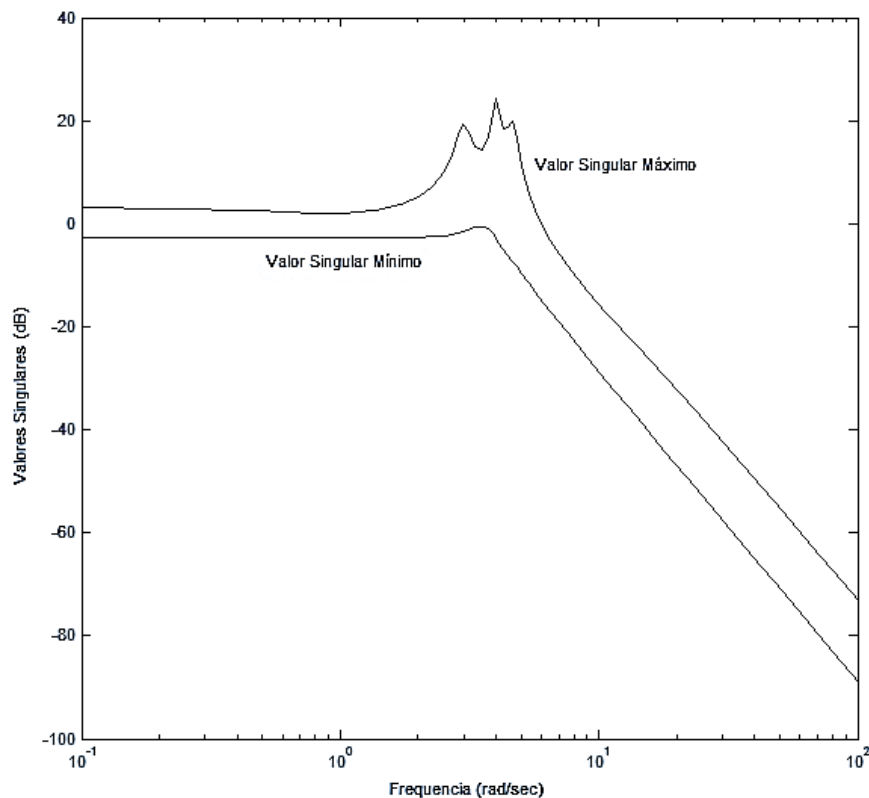
Para esse caso, o valor singular  $\underline{\sigma}$  é maior em toda a faixa de frequência de maior interesse, apontando para uma maior controlabilidade do sistema. Para melhorar a descentralização do controlador, foi considerado a representação do sistema com sinais compostos de saída, que são recursos utilizados na prática e podem ser vistos na Equação 7.7.

$$y_2^T = |P_{tie1} + Bf_1 \quad P_{tie2} + Bf_3 \quad -P_{tie2} + Bf_2| \quad (7.7)$$

O termo  $B$  da Equação 7.7 representa o fator de polarização, também chamado de fator “*bias*”, em MW/Hz. Geralmente tem-se  $B$  maior que zero e menor que um. A relação  $P_{tiei} + Bf_i$ , com variáveis incrementais, é denominada erro de controle de área (ECA). O sinal de erro pode ser positivo (indicando que a área deve diminuir a geração), negativo (indicando que a área deve aumentar a geração) ou nulo que é o estado de equilíbrio desejado. Esses dois parâmetros são largamente empregados na literatura como operadores do controle da frequência e do intercambio em sistemas de potência. Tradicionalmente, procura-se tomar o fator de polarização igual a característica natural combinada da área, ou seja,  $B_i = \frac{1}{\tau_i} + D_i$  (Cohn, 1961; Elgerd, 1976; Castro et al., 1988; Mota, 2006). Dessa forma, consideramos o valor dominante  $B_1 = B_2 = B = 0,417$  MW/Hz.

A Figura 7.3 apresenta os sinais de  $y_2$  com as entradas  $u$ . Pode-se concluir que esses pares resultam em uma descentralização muito boa como pode ser visto através dos gráficos de  $\bar{\sigma}$  e  $\underline{\sigma}$ .

**Figura 13** – Valores de  $\bar{\sigma}$  e  $\underline{\sigma}$  de  $G_2(j\omega)$ .



Fonte: Silva Filha, 2012.

A Equação 7.8, mostra a MGR em  $\omega_c = 6$  rad/s. Justificando a utilização de controladores idênticos, pois as três áreas do sistema são semelhantes.

$$\Lambda = \begin{bmatrix} 1,064 - j0,038 & 0 & -0,064 + j0,038 \\ -0,005 - j0,003 & 1,0 - j0,11 & 0,005 + j0,11 \\ -0,059 + j0,041 & -0,001 + j0,11 & 1,059 - j0,152 \end{bmatrix} \quad (7.8)$$

Diante do exposto, será aplicado controladores idênticos de primeira ordem do tipo  $h_i = \frac{K(1+sT_1)}{(1+sT_2)}$  em cada área. Os parâmetros do controlador são ajustados para minimizar a função M, conseqüentemente, como visto anteriormente, diminuindo  $\bar{\sigma}(T)$  também. Para alcançar esse objetivo foi utilizado o método de otimização enxame de partículas.

Os valores dos parâmetros foram: para os coeficientes de inércia  $c_1 = c_2 = 2$ , pois a literatura recomenda que seja considerado  $c_1 + c_2 \leq 4$ , para que seja mantido o equilíbrio entre a capacidade de busca global e local do algoritmo (Santos, 2013; Bergh, 2001). Para  $\omega$  foi considerado o valor de 0,3, selecionado através de testes com o algoritmo. A velocidade máxima das partículas, 4, e o número de interações e agentes, 50 e 15, respectivamente foi determinado empiricamente.

Foram realizadas 50 simulações, e todos os resultados se mostraram robustos para incertezas não elevadas e satisfizeram as condições das Equações 6.6 e 6.15 com a utilização de controladores descentralizados de 1ª ordem como pode ser visto na Tabela 1.

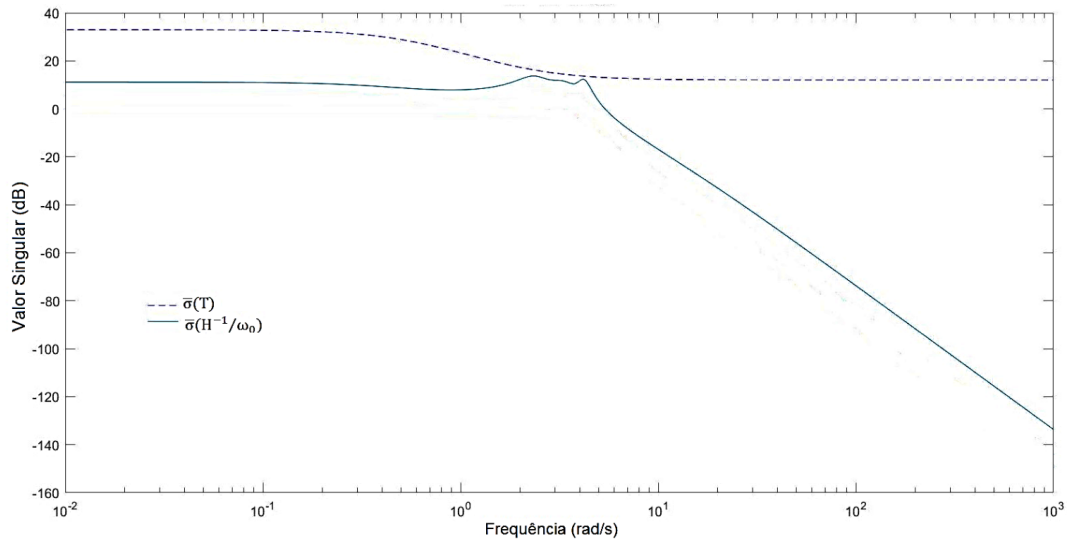
**Tabela 1** - Parâmetros do Controlador com enxame de partículas

	Resultado com maior nº de ocorrências (15 ocorrências)	Médias das 50 simulações
K	0,5	0,478630293
$T_1$	0,01	0,009985805
$T_2$	0,001	0,001107742
M	0,946939337	0,964924706

Fonte: Produzido pelo autor.

Os gráficos de  $\bar{\sigma}(T)$  com o controlador obtido e de  $\bar{\sigma}(H^{-1}/\omega_0)$  para  $\omega_0 = (0,25s + 0,15/0,5s + 1)$  são apresentados na Figura 7.4.

**Figura 7.4** – Gráficos de  $\bar{\sigma}(T)$  para o controle proposto e de  $\bar{\sigma}(H^{-1}/\omega_0)$ .

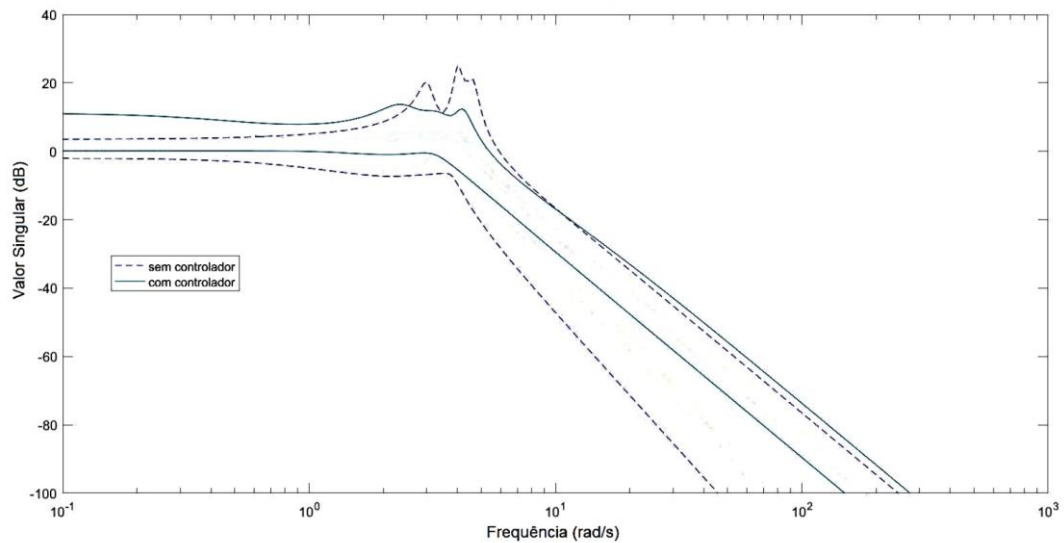


**Fonte:** Produzido pelo autor.

Através da Figura 7.4 é possível perceber que o controle robusto pode ser obtido para incertezas não elevadas, usando controladores descentralizados de 1ª ordem. Melhores resultados deverão ser obtidos com controladores de ordem superior.

Observando os valores singulares do sistema com e sem controlador, os picos no gráfico de valor máximo de T são menores no segundo caso, mostrando que com a colocação do controlador houve amortecimento dos MOEs. Isso pode ser comprovado, sobrepondo os dois gráficos, como pode ser visto na Figura 7.5.

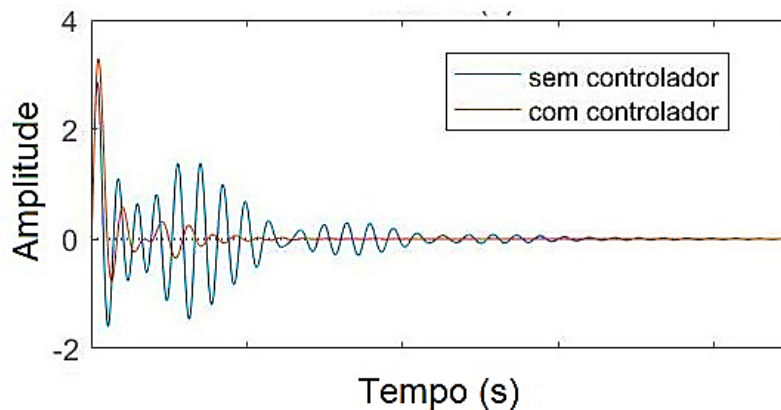
**Figura 7.5** – Valores singulares do sistema com e sem controlador.



Fonte: Produzido pelo autor.

Foi obtida também a resposta ao impulso para o sistema e foi observado que, ao aplicar o controlador, o sistema entra em regime permanente mais rapidamente. Isso pode ser observado comparando os resultados da Figura 7.6 que correspondem à resposta ao impulso para o par de entrada-saída  $\Delta P_{tie1}$  e  $P_{tie1} + \beta f_1$ , sem e com o controlador.

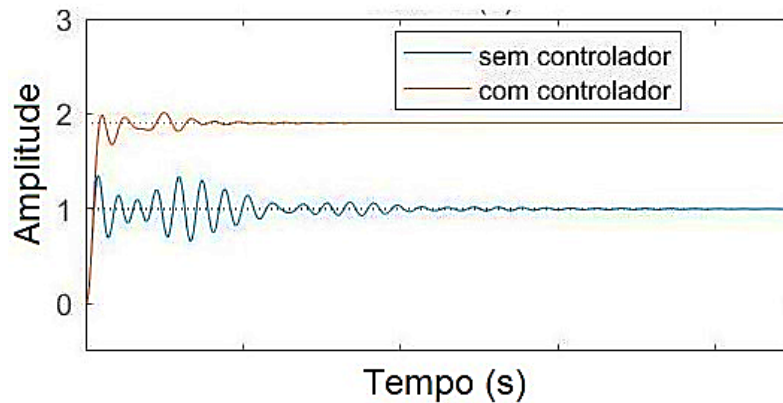
**Figura 7.6** – Resposta ao impulso para o sistema com e sem controle.



Fonte: Produzido pelo autor.

Ao aplicar um degrau para o mesmo par entrada saída, foi verificado que o sistema teve uma resposta mais rápida do que sem o controlador como pode ser visto na Figura 7.7.

**Figura 7.7** – Resposta ao degrau para o sistema com e sem controle.



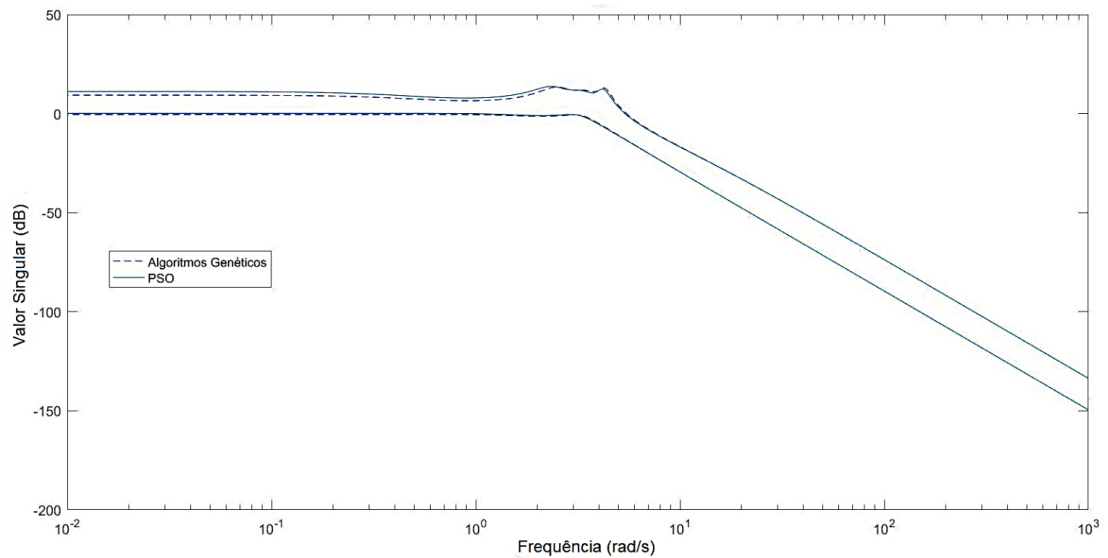
**Fonte:** Produzido pelo autor.

Diante do exposto, foi verificado que o uso isolado de ganhos relativos para seleção de saídas e entradas é passível de falhas, fazendo-se necessário o uso em conjunto dos valores singulares, que, por sua vez, pode ser impraticável se utilizado isoladamente quando um grande número de saídas e entradas deve ser analisado, devido ao grande número de combinações possíveis.

O procedimento proposto por Castro e Araújo (2002), em que os ganhos relativos são usados para pré-seleção de saídas e entradas, a seleção final sendo realizada com o uso de valores singulares é adequado e eficiente para aplicação no sistema de carga-frequência escolhido foi fundamental para facilitar a escolha eficiente de um controlador de baixa ordem e descentralizado.

A resposta obtida para o método de otimização escolhido, observando os valores singulares do sistema foi muito semelhante ao encontrado em Silva Filha (2012), em que foi empregado o método “*Genetic Algorithms*”, como pode ser visto na Figura 7.8.

**Figura 7.8** – Valores singulares máximo e mínimo do sistema com controlador obtido por enxame de partículas e algoritmos genéticos.

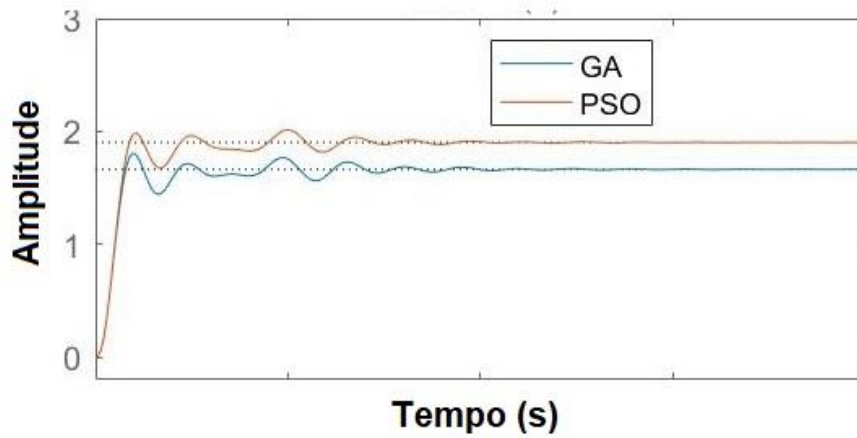


**Fonte:** Produzido pelo autor.

É possível verificar pela Figura 7.8 que os gráficos dos valores singulares para os dois métodos de otimização praticamente se sobrepõem. Alguns autores afirmam que, do ponto de vista evolutivo, este método supera os algoritmos genéticos pois obtém os valores ótimos dos parâmetros em menos iterações (PANDA, 2009; SICILIANO, 2007).

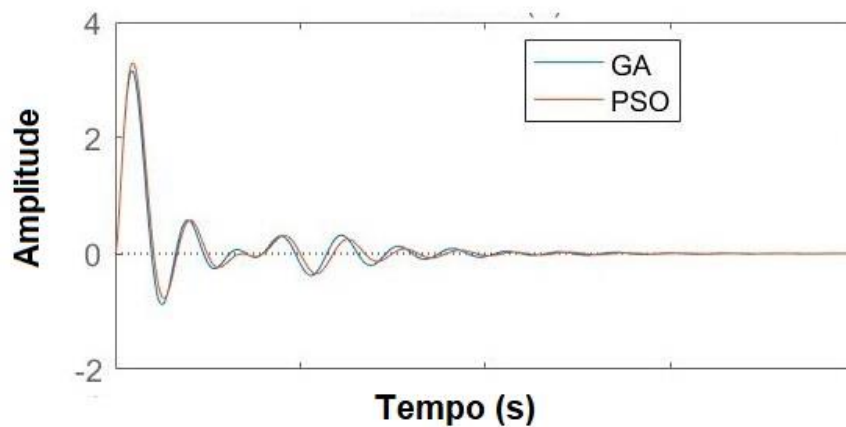
As Figuras 7.9 e 7.10 mostram a resposta ao degrau e ao impulso para o sistema com os parâmetros do controlador sendo obtidos por enxame de partículas e algoritmos genéticos.

**Figura 14** – Resposta do sistema ao degrau com controladores por algoritmos genéticos e enxame de partículas.



Fonte: Próprio autor.

**Figura 15** – Resposta do sistema ao impulso com controladores por algoritmos genéticos e enxame de partículas.



Fonte: Próprio autor.

O algoritmo de enxame de partículas apresenta características parecidas a técnicas da computação evolutiva, que são fundamentadas em populações de soluções. Apesar disso, a busca da solução no enxame de partículas se dá pela simulação do comportamento social e cooperação entre agentes em vez da sobrevivência do indivíduo mais apto (Coelho e Weihmann, 2007).

## **8 CONCLUSÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS**

## 8 CONCLUSÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

A metodologia proposta neste trabalho para o projeto e sintonia de controladores robustos, descentralizados e de pequena ordem para sistemas de carga-frequência, mostrou resultados bastante satisfatórios.

A aplicação de valores singulares suscitou utilizar técnicas frequenciais em sistemas com múltiplas entradas e saídas. A matriz MGR indica o grau de interação entre as entradas e saídas do sistema, mostrando o quanto o controlador pode ser descentralizado. Aplicando as duas técnicas em conjunto permite selecionar simultaneamente todos os pares de entrada e saída mais efetivos, com o intuito de amortecer os modos de oscilações eletromecânicos mais críticos e obter um controlador descentralizado. Essa metodologia pode ser aplicada em qualquer sistema, independente do tamanho.

Esta técnica se destaca em relação às tradicionais de controle robusto  $H_\infty$ , principalmente em sistemas de grande porte, por resultar em um controlador de baixa ordem, aplicado diretamente no sistema sem nenhuma redução do modelo, ao passo que nos métodos tradicionais o controlador resultante é centralizado e de ordem superior à ordem do sistema, sendo necessária a redução do modelo do sistema original e posteriormente a redução do próprio controlador.

Além disso, o método de otimização utilizado para minimizar a norma  $H_\infty$  nos garante uma probabilidade muito grande de encontrar o mínimo global, resultando em um controlador o mais ótimo possível.

Após todas as etapas propostas neste trabalho, obteve-se o amortecimento das oscilações eletromecânicas interáreas em um sistema carga-frequência de três áreas. Além do método de otimização, enxame de partículas, ter se mostrado eficaz para solução deste problema. Por fim, conclui-se que o controlador atua corretamente no sistema proposto, além de garantir a robustez necessária

Considerando que esse é um campo de estudo bastante amplo, sugerimos, para trabalhos futuros, a aplicação deste método em modelos de sistemas diferentes do utilizado aqui, como, por exemplo, modelo com 10 geradores, também utilizado em Castro (2006), ou acrescentando mais áreas, como o modelo de 4 áreas interligadas, utilizado em Boroujeni et al. (2011). Além da utilização de outros métodos heurísticos como recozimento simulado.

## REFERÊNCIAS

- Abido. M. A. "Optimal power flow using particle swarm optimization," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 24, no. 7, pp. 563–571, Oct. 2002.
- Abido, M. A. "Power system stability enhancement using fuzzy controllers: a review". *The Arabian Journal for Science and Engineering*, Volume 34, Number 1B. 2009.
- AlRashidi, M. R.; El-Hawary, M. E. "A survey of particle swarm optimization applications in electric power systems". *IEEE transactions on evolutionary computation*, 13(4), 913-918, 2009.
- Abdel-Magid Y. L.; Abido M. A.; Mantawy A. H. "Robust tuning of power system stabilizers in multimachine power systems," *IEEE Trans. Power Syst.* , vol. 15, pp. 735–740, May 2000
- Afonso, C.M.; Silva, A.S.; Trofino Neto, A.; "Aplicação de Técnicas de Controle Robusto Baseadas em LMI's para Sistemas Elétricos de Potência". In: Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática, pp. 1178-1183, Florianópolis, 2000.
- AIEE Subcommittee on Interconnections and Stability Factors, "First report of power system stability," *AIEE Trans.*, pp. 51–80, 1926.
- Aldeen M, Marsh JF. "Observability controllability and decentralized control of interconnected power systems". *Int. J. Comput. Elect. Eng.* 1990;16(4):207–20.
- Alden, R.T.H., Nolan, P.J., Bayne, J.P., "Shaft Dynamics in Closely Coupled Identical Generators", *IEEE Transactions*, v. PAS-96, pp. 721-728, 1977.
- Alrifai, M. T., Hassan, M. F., Zribi, M., "Decentralized load frequency controller for a multi-area interconnected power system". *Electrical Power and Energy Systems*, N° 33. pp. 198–209, 2011.
- Anderson, P.M., Fouad, A.A, "Power System Control and Stability", *Iowa State Univ. Press*, Ames, 1977.
- Aoki, M., "On Feedback Stabilizability of Decentralized Dynamic Systems", *AUTOMATICA*, v. 8, pp. 163-173, 1972.
- Araújo, C.S., Castro, J.C., "Frequency Domain Technique for Designing Stabilisers for a Power Plant with Identical Generators", *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, pp. 330-336, 1995.
- Balas, G.J., Doyle, J.C., Glover, K., et al., "m - Analysis and Synthesis Toolbox: The MathWorks, Inc", 1995.
- BANSAL, J. C. et al. "Inertia weight strategies in particle swarm optimization". In: *Nature and Biologically Inspired Computing (NaBIC), 2011 Third World Congress on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 633–640.

Bergh, F. V. D. "An analysis of particle swarm optimizers". Tese submetida ao programa de pós-graduação em engenharia elétrica da University of Pretoria, 2001.

Bevrani H, Mitani Y, Tsuji K. "Sequential design of decentralized load frequency controllers using I synthesis and analysis". *Energy Convers Manage* 2004;45(6):865–81.

Boroujeni S. M. S., Hemmati R. e Boroujeni H. F., "Load frequency control in multi area electric power system using genetic scaled fuzzy logic". *International Journal of the Physical Sciences*, Vol. 6(3), 377-385, 2011.

Bristol, E.H., "On a New Measure of Interactions for Multivariable Process Control", *IEEE Transactions on Automatic Control*, v.AC-11, pp. 133-134, 1966.

C. P. Steinmetz, "Power control and stability of electric generating stations," *AIEE Trans.*, vol. XXXIX, Part II, pp. 1215–1287, July 1920.

Calovic MS. "Automatic generation control: decentralized area-wise optimal solution". *Electr Power Syst Res* 1984;7(2):115–39.

Calvert, J. L., Titli, A. (1989). Overlapping vs Partitioning in Bloc-Iteration Methods: Application in Large-Scale Theory. *Automatica*, 25, 137-145.

Castro, A. C., "Projeto de controladores robustos descentralizados de ordem reduzida para amortecimento de oscilações em sistemas elétricos de potência". Tese apresentada à Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, PB, Brasil, 2006.

Castro, A. C., Araujo, J. M., Santos, E. T. F., Silva, F.G.S. E Araújo, C. S., "A novel technique for designing decentralized stabilizers for robust control in power systems using an H criterion". *International Journal of Innovative Computing, Information and Control*, vol 7, nº 3. pp. 1387-1396, 2011.

Castro, A. C.; Araujo, C.S.; Araujo, J. M.; Santos, E. T. F., "Robust H-infinity Control with Selection of Sites for Application of Decentralized Controllers in Power Systems". *International Journal of Innovative Computing, Information & Control*, v. 9, p. 139-152, 2013.

Castro, A.C., Araújo, C.S., "Análise de Sinais para Controle Descentralizado em Sistemas de Potência". In: Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática , pp. 1188-1193, Natal, 2002.

Castro, A.C., Araújo, C.S., "Um Estudo sobre Robustez de Controladores Descentralizados em Sistemas de Potência". In: Anais do XV Congresso Brasileiro de Automática, Gramado, 2004.

Castro, J.C., Araújo, C.S., "Frequency Domain Analysis of Oscillatory Modes in Decentralized Control Systems", *AUTOMATICA*, v. 34, pp. 1647-1649, 1998.

Castro, J.C., Catão, M.O., Doraiswami, R., "Identification of the Generating Units to Be Equipped with Stabilizers in a Multimachine Power Systems", *AUTOMATICA*, v. 24, pp. 405-409, 1988.

G. Chen, L. Liu, Y. Guo, S. Huang. "Multi-objective enhanced PSO algorithm for optimizing power losses and voltage deviation in power systems", *COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 35 Issue: 1, pp.350-372

Coelho, L. S.; Weihmann, L. "Abordagem de enxame de partículas inspirada em algoritmo cultural aplicada em um problema de otimização não linear com restrições". Anais do Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI), Florianópolis, SC, Brasil, 2007.

Cohn, N., "Control of Interconnected Power System". In: *Ramo, S., Wooldrige, D.E. (eds), Handbook of Automation Computation and Control*, chapter 17, John Wiley, 1961.

D. J. Hill, "Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 8, pp. 166–176, Feb. 1993.

De Mello, F.P.; Concórdia, C.; "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", *IEEE Transactions*, v. PAS-88, pp. 316-329, 1969.

De Mello, F.P., Nolan, P.J., Laskowski, T.F., et al., "Coordinated Application of Stabilizers in Multimachine Power Systems", *IEEE Transactions*, v. PAS-99, pp. 892-901, 1980.

Del Valle, Y.; Venayagamoorthy, G. K.; Mohagheghi, S. "Particle swarm optimization: basic concepts, variants and applications in power systems." *IEEE Transactions on evolutionary computation* 12.2 (2008): 171-195.

Dill, G. K. "Projeto de controladores robustos para sistemas de potência baseado em otimização paramétrica". Tese apresentada à Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil, 2013.

Djukanovic, M.; Khammash, M.; Vittal, V. "Application of the Structured Singular Value Theory for Robust Stability and Control Analysis in Multimachine Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, pp. 1311-1322, 1998.

Donde V, Pai A, Hiskens IA. "Simulation and optimization in a LFC system after deregulation". *IEEE Trans Power Syst* 2001;16(3):481–9, 2001.

Doyle, J.C., Glover, K., Khargonekar, P., et al., "State-Space Solutions to Standard H2 and Control Problems", *IEEE Transactions on Automatic Control*, v. AC-34, pp. 831-847, 1989.

Eberhart, R. C.; Shi, Y. "Tracking and optimizing dynamic systems with particle swarms". In: *Proceedings of the 2001 Congress on Evolutionary Computation (IEEE)*.

Elgerd, O.I., "Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica", 1ª ed., São Paulo, McGraw-Hill do Brasil, 1976.

ESMIN, A. A. A. "Estudo de Aplicação do Algoritmo de Otimização por Enxame de Partícula na Resolução de Problemas de Otimização Ligados ao SEP". Tese apresentada a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá - MG.

F. P. de Mello and C. Concordia, "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1969.

F.R. Schleif, R.K. Feeley, W.H. Phillips, R.W. Torluemke, "A Power System Stabilizer Application with Local Mode Cancellation," *IEEE Trans.*, Vol PAS-98, May/June 1979, pp. 1054-1060.

Fardanesh, B., "Future Trends in Power System Control", *IEEE Computer Applications in Power*, v. 15, pp. 24-31, 2002.

Febres Tapia, Carlos Alberto. "Análise do amortecimento de modos interáreas com o método de imposição de polos". C.A. Febres Tapia – versão corr. São Paulo, 2013. 112p.

Feng, Y. et al. "Chaotic inertia weight in particle swarm optimization". In: *Second International Conference on Innovative Computing, Informatio and Control (ICICIC 2007)*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 475–475.

Fischman, A., Bazanella, A.S., Silva, A.S., et al., "Application of Linear Matrix Inequalities Techniques to the Design of Robust Coordinated Controllers for Power Systems". In: *Proceedings of the 3th IFAC Conference on System Structure and Control*, Bucareste, Romênia, 1997.

Folly, K.A., Yorino, N., Sasaki, H., "Improving The Robustness of  $H^\infty$  -PSSs Using The Polynomial Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.13, pp. 1359-1364, 1998.

G. N. Taranto and J. H. Chow, "A robust frequency domain optimization technique for mining series compensation damping controllers," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1219–1225, 1995F.

Ghoshal S.P., "Application of GA/GA-SA based fuzzy automatic generation control of a multi-area thermal generating system". *Elect. Power. Syst. Res.* 70:115–27, 2004.

Goshaidas R, Prasad AN, Prasad GD." A new approach to the design of load frequency controller for large scale power system". *Electr. Power. Syst. Res.* 1999;51:13–22.

H. Shayeghi, H.A. Shayanfar, A. Jalili. "Load frequency control strategies: A state-of-the-art survey for the researcher", *Energy Conversion and Management*, v.50 (2009), pp. 344–353.

H. Hasanvand, B. Mozafari, M. R. Arvan, T. Amraee. "Application of polynomial control to design a robust oscillation-damping controller in a multimachine power system". *ISA Transactions* v.59 (2015), pp. 343–353.

IEEE PES Working Group on System Oscillations, "Power System Oscillations," *IEEE Special Publication* 95-TP-101, 1995.

IEEE TF Report, "Proposed terms and definitions for power system stability," *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, pp. 1894–1897, July 1982.

J. C. Doyle, K. Glover and P. Khargonekar and B. A. Francis, "State-space solutions to standard H<sub>2</sub> and H<sub>∞</sub> control problems," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 34, pp. 831–847, 1989.

Karrari M, Shayeghi H, Abedi M, Menhaj MB. "Design of H<sub>1</sub> controller load frequency control in electrical power systems". *Amirkabir J Sci Technol* 1999;11(41):79–88.

Kawabata H, Kido M. "A decentralized scheme of load frequency control power system". *Electr. Eng. Jpn.* 1982;102(4):100–6.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. "Particle swarm optimization". In: *Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference on.* [S.l.: s.n.], 1995. v. 4, p. 1942–1948 vol.4.

KHANESAR, M. A.; TESHNEHLAB, M.; SHOOREHDELI, M. A. "A novel binary particle swarm optimization". In: *Control Automation, 2007. MED '07. Mediterranean Conference on.* [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–6.

Khodabakhshian A, Edrisi M. "A new robust PID load frequency controller". *Control Eng. Pract.*;16:1069–1080, 2008.

Klein, M., Le, L.X., Rogers, G.J., et al., "H<sub>∞</sub> Damping Controller Design in Large Power Systems", *IEEE Winter Meeting*, Paper 94 WM 172-7 PWRS, 1994.

Klein, M., Rogers, G.J., Kundur, P., "A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations in Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, pp. 914-921, 1991.

Klein, M., Rogers, G.J., Moorthy, S., et al., "Analytical Investigation of Factors Influencing Power System Stability Performance", *IEEE Winter Meeting*, Paper 92 WM 016-6 EC, 1992.

Kothari D. P., Nagrath I. J.; "Modern power system analysis". 3rd ed. *Singapore: McGraw-Hill*; 2003.

Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., G. ; Bose A. ; Canizares C., Hatziargyriou N., D.; Stankovic A. , Taylor C. , Van Cutsem T. , Vittal V., "Definition and Classification of Power System Stability", *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE/CIGRE Task Force, IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No 2, May 2004, pg. 1387- 1401.

Kundur, P., Klein, M., Rogers, G.J., et al., "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.4, pp. 614-626, 1989.

Kundur, P., Lee, D.C., Zein el-din, H.M., "Power System Stabilizers for Thermal Units: Analytical Techniques and On-Site Validation", *IEEE Transactions*, v.PAS-100, pp. 81-95, 1981.

Kundur, P., *Power System Control and Stability*. Editora McGraw-Hill, 1994.

Kwakernaak, H., "Robust Control and  $H^\infty$  Optimization-Tutorial Paper", *AUTOMATICA*, v.29, 1993, pp. 255-273.

Larsen, E.V., Sanchez-Gasca, J.J., Chow, J.H., "Concepts for Design of FACTS Controllers to Damp Power Swings", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, pp. 948-956, 1995.

Larsen, E.V., Swann, D.A., "Applying Power System Stabilizers", *IEEE Transactions*, v.PAS-100, pp. 3017-3046, 1981. Tese apresentada a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), 2005.

Lawson, R.A., Swann, D.A., Wright, G.F., "Minimization of Power System Stabilizer Torsional Interaction on Large Steam Turbine-Generators", *IEEE Transactions* v.PAS-97, pp. 183-190, 1978.

Mahapatra, S.; Jha, A.N. "PSS & TCSC coordinated design using particle swarm optimization for power system stability analysis", *Power, Control and Embedded Systems (ICPCES), 2th International Conference on* pp. 1,5, 17-19, 2012.

Martins, N., Lima, L.T.G., "Eigenvalue and Frequency Domain Analysis of Small-Signal Electromechanical Stability Problems", *IEEE Publicação Especial*, nº90TH0292-3 PWR, pp. 17-33, 1990.

Martins, N., Pinto, H.J.C.P., Bianco, A., et al., "TCSC Control Structures on Line Power Scheduling and Methods to Determine Their Location and Tuning to Damp System Oscillations". In: *IV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Foz do Iguaçu, Brazil, 1994.

Martins, N., Pinto, H.J.C.P., Lima, L.T.G., "Efficient Methods for Finding Transfer Function Zeros on Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.7, pp.1350-1361, 1992.

Milanovic, J.V., Duque, A.C.S., "The Use of Relative Gain Array for Optimal Placement of PSS", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.16, pp. 992-996, 2001.

Mota, W. S., "Simulação de transitórios Eletromecânicos em Sistemas de Potência". Ed. EPGRAF. Campina Grande-PB. Brasil, 2006.

Othman, H.A., Ängquist, L., "Analytical Modeling of Thyristor Controlled Series Capacitors for SSR Studies", *IEEE Winter Meeting*, Paper 95 WM 171-9 PWRS, 1995.

P. Kundur, "Power System Stability and Control". *New York: McGraw-Hill*, 1994.

P.H. Beagles, E.V. Larsen, "Field Tests and Analytical Experience with Dynamic Stability of a Loosely Interconnected Power System," *Paper A78 519-1, presented at IEEE PES Summer Meeting*, Los Angeles, July 1978.

Pal, B., e Chaushuri B., "Robust Control in Power Systems". *Ed. Springer*, 2005.

Panda, S. "Multi-objective evolutionary algorithm for SSSC-based controller design". *Electric Power System Research* 79, 937-944, 2009.

Park YM, Lee KY. "Optimal decentralized load frequency control". *Electr Power Syst Res* 1984;7(4):279–88.

Paserba, J., "Recent Power Electronics/FACTS Installations to Improve Power System Dynamic Performance". *Power Engineering Society General Meeting*, 2007. IEEE

Q. B. Chow, P. Kundur, P. N. Acchione, and B. Lautsch, "Improving nuclear generating station response for electrical grid islanding," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. EC-4, pp. 406–413, Sept. 1989.

R. A. Ramos, A. C. P. Martins, and N. G. Bretas, "An improved methodology for the design of power system damping controllers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1938–1945, November 2005.

R. A. Ramos, L. F. C. Alberto, and N. G. Bretas, "A new methodology for the coordinated design of robust decentralized power system damping controllers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 444–454, February 2004.

Rogers, G., "Power System Oscillation", 1 ed. Boston, *Kluwer Academic Publishers*, 2000.

Sandell JR, N.R., Varaiya, P., Athans, M., et al., "Survey of Decentralized Control Methods for Large Scale Systems", *IEEE Transactions on Automatic Control*, v.AC-23, pp. 108-128, 1978.

Santos, M. P. S.; "Algoritmo Enxame de Partículas Evolutivo para o problema de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais em sistemas elétricos de potência". Dissertação apresentada ao programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, SP. Brasil, 2013.

Scavone, F.E., Silva, A.S., Trofino Neto, A., et al., "Projeto Robusto de Controladores para Sistemas de Potência Usando Técnicas LMI". In: *Anais do XII Congresso Brasileiro de Automática*, Uberlândia, 1998.

Shayeghi H, Karrari M, Menhaj MB. "Theory of I synthesis for power systems load frequency control". *J Electron Eng* 2000;51:258–63.

Shayeghi, H., A. Safari, and H. A. Shayanfar. "PSS and TCSC damping controller coordinated design using PSO in multi-machine power system." *Energy Conversion and Management* 51.12 (2010): 2930-2937.

Shayeghi H, Shayanfar HA, Malik OP. "Robust decentralized neural networks based LFC in a deregulated power system". *Electr Power Syst Res* 2007;47:241–51.

Shayeghi H, Shayanfar HA. "Design of decentralized robust LFC in a competitive electricity environment". *J Electron Eng* 2005;56(9–10): 225–36.

Siciliano, A. V. "Algoritmos Genéticos e *Particle Swarm Optimization* e suas aplicações problemas de Guerra Eletrônica". IX Simpósio de aplicações operacionais em áreas de defesa (IXSIGE), Rio de Janeiro, 2007.

Silva, L. G. W. "Desenvolvimento de uma metodologia integrada para alocação ótima de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica". Tese apresentada à Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira - SP.

Silva Filha, B. G., "Projeto de controladores robustos para amortecimento de oscilações eletromecânicas em um sistemas carga-frequência". Dissertação apresentada à Universidade Federal da Bahia, Salvador - BA, 2012.

Sivakumar, S., Sharaf, A.M., Hamed, H.G., "Coordinated Tuning of Power System Stabilizers in Multimachine Power Systems", *International Journal of Electric Power System Research*, v.8, pp. 275-284, 1985.

Skogestad S., Postlethwaite, I. *Multivariable Feedback Control Analysis and Design*. John Wiley & Sons, 2005.

Sudha, K.R., Santhi, R. V., "Robust decentralized load frequency control of interconnected power system with Generation Rate Constraint using Type-2 fuzzy approach". *Electrical Power and Energy Systems*, nº 33, pp. 699–707, 2011.

Sunkara, S. K.; Narne, R.; Panda, P. C., "Co-ordinated tuning of PSS with TCSC damping controller through advanced adaptive PSO for a multi-machine power system", *Energy efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference on*, vol., no., pp.1097,1102, 10-12 April 2013.

T. Van Cutsem and C. Vournas, "Voltage Stability of Electric Power Systems". Norwell, MA: Kluwer, 1998.

TADA, Y., OHKUBO, H., KURITA, A., "Multivariable Control Design for Damping Interarea Oscillations of Bulk Power Systems Using a Modal Reduction Technique", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.PWRS-11, 1996, pp. 295-302.

Tan W, Xu Z., "Robust analysis and design of load frequency controller for power systems". *Elect. Power Syst. Res.*;79(5):846–53, 2009.

Tan, W., "Decentralized load frequency controller analysis and tuning for multi-area power systems". *Energy Conversion and Management*, Nº 52, pp. 2015–2023, 2011.

Taranto, G.N., Chow, J.H., "A Robust Frequency Domain Optimization Technique for Tuning Series Compensation Damping Controllers", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, pp. 1219-1225, 1995.

Toulabi M. R., Shiroei M., Ranjbar A. M., "Robust analysis and design of power system load frequency control using the Kharitonov's theorem", *Electrical Power and Energy Systems*, v. 55, pp. 51–58, 2014.

Tse, C.T., Tso, S.K., "Approach to the Study of Small-Perturbation Stability of Multimachine Systems". *IEE Proceedings C*, v.5, pp. 396-405, 1988.

Vieira Filho, Xisto. "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração / Cisto Vieira Filho. - Rio de Janeiro : Campus : Eletrobrás, 1984.

Wal, M. V, De Jager, B. A Review of Methods for Input/Output Selection. *Automatica*, 37, 487-510, 2001.

Wang Y, Zhou R, Wen C. "New robust adaptive load frequency control with system parameter uncertainties". *IEE Proc. Gen. Transm. Distri.* 1994;141(3):184–90.

Wang Y, Zhou R, Wen C. "Robust load-frequency controller design for power systems". *IEE Proc. Gen. Transm. Distri.* 1993;140(1):111–6.

Wang, S.H., Davison, E.J., "On the Stabilization of Decentralized Control Systems", *IEEE Transactions on Automatic Control*, v.AC-18, pp. 473-478, 1973.

Wang, Y., Hill, D.J., Guo, G., "Robust Decentralized Control for Multimachine Power Systems", *IEEE Transactions on Circuits and Systems: Fundamental Theory and Applications*, v.45, pp. 271-279, 1998.

Yao W., Jiang L., Fang J., Wena J., Cheng S., Wub Q.H., " Adaptive power oscillation damping controller of superconducting magnetic energy storage device for interarea oscillations in power system". *Electrical Power and Energy Systems* 78 (2016) 555–562.

Yang, X., Feliachi, A., "Stabilization of Inter-area Oscillation Modes through Excitation Systems", *IEEE Winter Meeting*, Paper 93 WM 206-3 PWRS, 1993.

Yoshida, H., Fukuyama, Y., Takayama, S., & Nakanishi, Y. (1999). "A particle swarm optimization for reactive power and voltage control in electric power systems considering voltage security assessment". *In Systems, Man, and Cybernetics*, 1999. *IEEE SMC'99 Conference Proceedings*. 1999 *IEEE International Conference on* (Vol. 6, pp. 497-502). IEEE.

Zhao, Q., Jiang, J., "Robust SVC Controller Design for Improving Power System Damping", *IEEE Winter Meeting*, Paper 95 WM 172-7 PWRS, 1995.

Zhao, Q., Jiang, J., "Robust Controller Design for Generator Excitation Systems" *IEEE Summer Meeting*, Paper 94 SM 354-1 EC, 1994.

## Sintonia de Controladores Robustos para Amortecimento de Oscilações Utilizando Enxame de Partículas

**Resumo:** Devido ao constante crescimento e avanço tecnológico do sistema elétrico, as oscilações eletromecânicas inerentes ao seu funcionamento se tornaram motivo de preocupação de engenheiros e operadores do sistema. Essas oscilações são responsáveis por causar instabilidade ao sistema, pois limitam a capacidade de transmitir potência além de aumentar o risco de ocorrer paradas não programadas. Este trabalho tem como objetivo principal, o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas de potência de três áreas, pretendendo alcançar a estabilidade robusta do sistema. Para isso, serão utilizadas técnicas de análise e projeto de controladores para sistemas multivariáveis no domínio da frequência, para investigar a viabilidade de se conseguir controle robusto a partir de controladores descentralizados de ordem reduzida. A seleção dos pares entrada-saída mais significativos para o sistema é indispensável para que os controladores aplicados neles, atinjam a robustez. Para tal, foram aplicadas técnicas de análise frequenciais: matriz de ganhos relativos e análise dos valores singulares. As técnicas de análise foram aplicadas a um sistema carga-frequência de três áreas. O controlador é do tipo  $H_\infty$  e o método de aplicado nesse trabalho, para obter o controle robusto do sistema, foi o enxame de partículas (particle swarm optimization - PSO). Os resultados se mostraram satisfatórios devido a robustez do controle e ao amortecimento das oscilações do sistema.

**Palavras-chaves:** Sistema elétrico de potência, oscilações eletromecânicas, controle robusto, enxame de partículas.

## Tuning of Robust Controllers For Damping of Oscillations Using Particle Range

**Abstract:** Due to the constant growth and technological advancement of the electrical system, emerged electromechanical oscillations inherent in its operation. These oscillations are responsible for causing instability to the system as they limit the ability to transmit power as well as increase the risk of non-scheduled stops. The main objective of this work is the damping of electromechanical oscillation in power systems of three areas, aiming to achieve the robust stability of the system. For this, it will be used techniques of analysis and design of controllers for multivariate systems in frequency domain, to investigate the feasibility of achieving robust control from decentralized controllers of reduced order. The selection of the most important input-output series for the system is imperative for the controllers applied, to achieve robustness. For this, the techniques of metric analysis were used: matrix research and analysis of the singular values. The techniques of analysis were applied to a load-frequency system of three areas. The controller is type  $H_\infty$  and the method of application in this work, to obtain th robust control os the system, was the particle swarm optimization (PSO). The results obtained are satisfactory due to the robustness of the control and the damping of the oscillations of the system.

**Keywords:** Electric power system, electromechanical oscillations, robust control, particle swarm optmization.

PPGEE - UFPB

CAMPUS I, Cidade Universitária, Caixa Postal 5088, João Pessoa-PB

CEP:58051-970