

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ADREISY RAMOS CAMARGO

LIARA RIBAS

TAIANE SPOLADOR PEREIRA

**ANÁLISE DO REGULADOR LINEAR QUADRÁTICO APLICADO AO
PROBLEMA DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA INTERLIGADOS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2018

ADREISY RAMOS CAMARGO
LIARA RIBAS
TAIANE SPOLADOR PEREIRA

**ANÁLISE DO REGULADOR LINEAR QUADRÁTICO APLICADO AO
PROBLEMA DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA INTERLIGADOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT), da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), apresentado como requisito parcial para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito

Co-orientador: Prof. Dr. Rafael Fontes Souto

CURITIBA

2018

Adreisy Ramos Camargo
Liara Ribas
Taiane Spolador Pereira

Análise do regulador linear quadrático aplicado ao problema de estabilidade de frequência em sistemas elétricos de potência interligados

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 19 de novembro de 2018.

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Dra.
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Rafael Fontes Souto, Dr.
Instituto Federal Brasília
Co-Orientador

BANCA EXAMINADORA

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Rafael Fontes Souto, Dr.
Instituto Federal Brasília

Victor Baptista Frencl, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Nastasha Salame da Silva, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

CAMARGO, Adreisy R.; RIBAS, Liara; PEREIRA, Taiane S. **Análise do Regulador Linear Quadrático Aplicado ao Problema de Estabilidade de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência Interligados**. 2018. 82 pp. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

A confiabilidade e a qualidade da energia elétrica estão diretamente relacionadas à estabilidade de frequência em Sistemas Elétricos de Potência (SEP) de forma a respeitar as faixas de operação estipuladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Atualmente, são utilizadas técnicas de controle convencionais para o retorno da frequência em seu valor nominal, como o Controle Automático de Geração (CAG), que aplica técnicas clássicas no sinal de erro injetado no integrador da malha secundária. Apesar dos sistemas tradicionais atenderem às especificações atuais, as agências reguladoras estão gradativamente exigindo limites mais rigorosos, o que proporcionou o interesse da aplicação do controle moderno nesse contexto. Paralelamente, este trabalho busca representar cenários mais próximos à realidade, devido à complexidade dos sistemas interligados. Assim, o objetivo é desenvolver e aplicar o projeto de um Regulador Linear Quadrático (LQR) em um sistema de duas áreas de controle compostas por seus conjuntos equivalentes de duas unidades geradoras que englobam turbinas térmicas com reaquecimento desprezando o estágio de baixa pressão. O desempenho dos métodos de controle é comparado através de simulações computacionais desenvolvidas pela ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB.

Palavras-chave: Estabilidade de Frequência. Sistema Elétrico de Potência. Controle Automático de Geração. Sistema Interligado. Regulador Linear Quadrático.

ABSTRACT

CAMARGO, Adreisy R.; RIBAS, Liara; PEREIRA, Taiane S. **Analysis of the Linear Quadratic Regulator Applied to the Frequency Stability Problem in Interconnected Power Systems**. 2018. 82 pp. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2018.

The reliability and quality of electric power are directly related to the frequency stability in Electric Power Systems (SEP) in order to meet the operating ranges stipulated by the National Electric Power Agency (ANEEL). Currently, conventional control techniques are used to return the frequency to its nominal value, such as the Automatic Generation Control (CAG) that applies classical techniques in the error signal inserted into the integrator in the secondary loop integrator. Although traditional systems present considerable responses, regulatory agencies are gradually demanding stricter limits, which have provided interest to the application of modern control in this context. In parallel, this work aims to represent scenarios closer to reality due to the complexity of interconnected systems. Thus, the objective is to develop and apply the design of a Linear Quadratic Regulator (LQR) in a system of two control areas composed by their equivalent sets of two generating units that include thermal turbines with reheating disregarding the low-pressure stage. The performance of the control methods is compared through computer simulations developed by the SIMULINK tool of the MATLAB software.

Keywords: Frequency Stability. Electric Power System. Automatic Generation Control. Interconnected System. Linear Quadratic Regulator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Diagrama esquemático da unidade geradora	20
Figura 2.2 – Diagrama esquemático dos componentes básicos do controle de velocidade	21
Figura 2.3 – Função de transferência do gerador e efeito da carga variante com a frequência.....	21
Figura 2.4 – Função de transferência da turbina térmica sem reaquecimento.....	22
Figura 2.5 – Função de transferência da turbina térmica com reaquecimento desprezando o estágio de baixa pressão	23
Figura 2.6 – Função de transferência do regulador de velocidade com queda de velocidade	24
Figura 2.7 – Diagrama de blocos da malha de controle primário	24
Figura 2.8 – Diagrama de blocos da malha de controle secundário.....	26
Figura 2.9 – Interação entre M áreas de controle com a operação de N máquinas ..	29
Figura 2.10 – Diagrama de blocos para sistema multimáquinas	31
Figura 2.11 – Esquemático do sistema de potência com duas áreas de controle interligadas	35
Figura 2.12 – Diagrama unifilar do sistema de potência com duas áreas de controle interligadas	36
Figura 2.13 – Diagrama de blocos do sistema de potência com controle primário contendo duas áreas de controle interligadas	38
Figura 2.14 - Representação gráfica do conceito de Característica Natural da Área 39	
Figura 2.15 – Diagrama de blocos do sistema de potência com Controle Automático de Geração contendo duas áreas de controle interligadas	42
Figura 3.1 – Sistema isolado com malha de controle primário e identificação das variáveis	55
Figura 3.2 – Sistema interligado com malha de controle primário e identificação das variáveis	59

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Variação do K_i do controle secundário com variação de carga de 0,05 pu	27
Gráfico 2.2 – Comportamento da frequência para valor de K_i que instabiliza o sistema com variação de carga de 0,05 pu	27
Gráfico 2.3 – Comparação da frequência para aplicações de controle com variação de carga de 0,05 pu	28
Gráfico 2.4 – Estabilidade da frequência variando o número de máquinas para uma área de controle com variação de carga de 0,5 pu e $K_i = 5$	30
Gráfico 2.5 – Cenário 1	32
Gráfico 2.6 – Cenário 2	33
Gráfico 2.7 – Desvio de frequência no cenário 1 e cenário 2	34
Gráfico 2.8 – Desvio de potência mecânica de cada unidade geradora	44
Gráfico 2.9 – Desvio de frequência de cada área de controle	45
Gráfico 2.10 – Desvio de potência na <i>tie line</i>	46
Gráfico 4.1 – Análise das frequências para verificação do melhor ganho do CAG ...	70
Gráfico 4.2 – Resposta da frequência da área de controle 1	71
Gráfico 4.3 – Resposta da frequência da área de controle 2	72
Gráfico 4.4 – Desvio de potência mecânica das duas áreas de controle	73
Gráfico 4.5 – Desvio da válvula de admissão da turbina das duas áreas de controle	74
Gráfico 4.6 – Desvio de potência na <i>tie line</i> entre as duas áreas de controle	75
Gráfico 4.7 – Desvio de potência na <i>tie line</i> entre as duas áreas de controle penalizada para uma amplitude de operação aceitável de 0,2	76
Gráfico 4.8 – Índice de desempenho do sistema (J)	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Faixas de frequência de operação da ANEEL.....	16
Tabela 2.1 - Parâmetros dos elementos básicos de controle de velocidade.....	26
Tabela 2.2 – Parâmetros para o cálculo do torque sincronizante.....	43
Tabela 4.1 - Parâmetros dos elementos básicos de controle de velocidade para uma unidade geradora referente ao projeto	67
Tabela 4.2 – Análise dos índices de desempenho para verificação do melhor ganho do CAG	69
Tabela 4.3 – Valores de custo para os 3 cenários	77

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CNA	Característica Natural da Área
ECA	Erro de Controle de Área
EDO	Equação Diferencial Ordinária
FF	<i>Flat-frequency</i>
FTL	<i>Flat-tie-line</i>
IEQ	Integral do Erro Quadrático
LESEP	Laboratório de Estudos em Sistemas Elétricos de Potência
LQR	<i>Linear Quadratic Regulator</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PID	Proporcional Integral Derivativo
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TLB	<i>Tie-line-bias</i>
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Matriz de estados de um sistema linear em espaço de estados
B	Matriz de controle de um sistema linear em espaço de estados
B_i	<i>Bias</i> de frequências ou ponderação da frequência
D	Coefficiente de amortecimento da carga com a frequência
E_n	Módulo da tensão fasorial de áreas de controle
F_{ap}	Fração de potência total da turbina gerada pelo estágio de alta pressão
H	Constante de tempo de inércia do conjunto gerador-turbina
J	Índice de desempenho
J_u	Índice de desempenho com a ponderação da lei de controle linear
J_x	Índice de desempenho com a ponderação da variável de estado
K	Matriz de ganho ótimo
K_i	Ganho do integrador do Controle Automático de Geração
L	Função utilizada para o cálculo de J ao longo do tempo
P	Matriz real simétrica definida positiva
P_{12}	Fluxo de potência da área 1 para a área 2
q	Valor escalar relativo à ponderação da relação entre J e o estado do sistema para sistemas que possuem uma única variável de estado
Q_c	Matriz de ponderação dos estados
r	Valor escalar relativo à ponderação da relação entre J e a entrada u do sistema para sistemas que possuem uma única entrada de controle
R_c	Matriz de ponderação do controle
R	Estatismo do regulador de velocidade com queda de velocidade
T	Coefficiente de torque sincronizante
T_{ch}	Constante de tempo associada aos volumes da câmara de vapor e da tubulação de entrada do estágio de alta pressão
T_g	Constante de tempo do regulador de velocidade com queda de velocidade

T_{rh}	Constante de tempo de reaquecimento
u	Lei de controle linear escalar
U	Lei de controle linear vetorial
U'	Lei de controle linear após uma transformação de variável
x	Variável de estados escalar
X	Variável de estados vetorial
X'	Variável de estados vetorial após uma transformação de variável
X_n	Reatância equivalente dos geradores para uma área de controle
X_{LT}	Reatância da interligação elétrica entre áreas
X_T	Reatância total
Δf	Varição de frequência da rede
Δf_{rp}	Varição de frequência da rede em regime permanente
ΔP_c	Varição de carga
ΔP_m	Varição de potência mecânica da turbina
$\Delta P_{m_{rp}}$	Varição de potência mecânica da turbina em regime permanente
ΔP_v	Varição de abertura da válvula
$\Delta P_{v_{rp}}$	Varição de abertura da válvula em regime permanente
ΔT	Desvios de intercâmbios
α	Fator de participação para o Controle Automático de Geração em um sistema multimáquinas
β	Coeficiente correspondente a regulação própria e a regulação primária para uma área de controle
δ_n	Ângulo da tensão fasorial de áreas de controle

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	TEMA.....	13
1.1.1	Delimitação do Tema	14
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS	15
1.3	OBJETIVOS.....	16
1.3.1	Objetivo Geral	16
1.3.2	Objetivos Específicos.....	17
1.4	JUSTIFICATIVA.....	17
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	18
1.6	ESTRUTURAS DO TRABALHO.....	18
2	MODELAGEM DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA E CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO.....	20
2.1	ELEMENTOS BÁSICOS DE CONTROLE DE VELOCIDADE	20
2.2	CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO	25
2.3	MULTIMÁQUINAS E SISTEMAS INTERLIGADOS	29
2.3.1	Multimáquinas.....	29
2.3.2	Sistemas Interligados.....	34
2.4	MODALIDADES DE OPERAÇÃO.....	46
2.5	COMENTÁRIOS GERAIS.....	47
3	MODELAGEM DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO E CONTROLE ÓTIMO	49
3.1	CONTROLE ÓTIMO	49
3.2	MODELAGEM DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO	54
3.2.1	Sistemas Elétricos de Potência Isolados	54
3.2.2	Sistemas Elétricos de Potência Interligados por Duas Áreas	57
3.3	COMENTÁRIOS GERAIS.....	65
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	66
4.1	PARÂMETROS DO PROJETO.....	66

4.2 PROJETO.....	70
5 CONCLUSÃO.....	78
5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	79
REFERÊNCIAS.....	80

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo expõe o tema referente ao trabalho, as razões e os objetivos desejados para a escolha do assunto abordado. Além disso, apresenta os procedimentos metodológicos e a estrutura, subdivididos em seções.

Salienta-se ainda que o embasamento teórico, as modelagens e o projeto são tratados, posteriormente, em capítulos próprios com a devida atenção para a realização e compreensão do tema.

1.1 TEMA

“A Terra pode ser vista como um imenso reservatório de energia” (TESLA, 2016). Com a descoberta da energia elétrica, grandes avanços tecnológicos foram alcançados, facilitando assim as atividades cotidianas, promovendo desenvolvimento e qualidade de vida. A eletricidade é entregue aos consumidores do mundo inteiro através de sistemas complexos, compostos de três etapas: geração, transmissão, distribuição.

Durante essas etapas é de extrema importância que o equilíbrio entre geração e carga seja mantido para assegurar a qualidade de energia. Dentre os aspectos considerados para avaliação de acordo com o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, ditado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), está a variação de frequência. Em condições normais de operação, as instalações de geração e os sistemas de distribuição a eles interligados devem operar dentro dos limites de frequência estipulados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Em ocasiões de distúrbios no sistema de distribuição, as unidades geradoras devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz dentro de um intervalo de tempo de 30 segundos após a perturbação, permitindo a recuperação do equilíbrio carga-geração. Para circunstâncias em que as diretrizes acima não são atendidas, o equilíbrio entre a carga e a geração é obtido com o corte de geração ou de carga durante os distúrbios no sistema de distribuição, também seguidos por normas com limites de tempo e frequência.

De acordo com Bevrani (2009), um valor de frequência fora da faixa aceitável de operação pode afetar diretamente o sistema e, conseqüentemente, sua

confiabilidade. Caso o desvio de frequência seja muito significativo, poderá haver danos em equipamentos e diminuição do desempenho da carga, devido a sobrecargas em linhas de transmissão e interferências no sistema.

Os sistemas de energia vêm sendo operados com demandas cada vez maiores, devido à tendência de aproveitar ao máximo as instalações existentes. Além disso, os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) apresentam cargas que variam a cada instante, desequilibrando tensão eficaz e frequência. Conseqüentemente, isso dificulta a manutenção dos valores de frequência dentro da faixa permitida, havendo a necessidade da aplicação de técnicas de controle.

Embora o sistema possua uma regulação própria, muitas vezes esta não é suficiente. Diante disso, serão necessárias outras regulações provenientes da malha de controle de potência ativa-frequência. Estas regulações são classificadas como primária, secundária e terciária (LORA; NASCIMENTO, 2004).

Atualmente, são utilizadas técnicas de controles convencionais para tais procedimentos, como o Controle Automático de Geração (CAG), e também para intercâmbio entre áreas do SEP. Esses métodos são utilizados nos dias de hoje tanto para sistemas isolados, quanto para os interligados, ou seja, sistemas cujas instalações são responsáveis pela alimentação de todas as regiões do país interligadas eletricamente, conforme definição dada pelo Manual de Procedimento de Operação – Módulo 10 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Paralelamente, o avanço tecnológico presenciado, associado à complexidade dos sistemas e aos métodos de controle, propulsionou o interesse da aplicação do controle moderno para a regulação de frequência. Aplicações nesse contexto vêm sendo objeto de estudo nos últimos anos (BRAGA et al., 2016; KUNDUR, 1994; PELACINI, 2015; BEVRANI, 2009; BARREIROS, 1995).

1.1.1 Delimitação do Tema

“Um sistema de controle é uma interconexão de componentes formando uma configuração de sistemas que produzirá uma resposta desejada do sistema” (DORF; BISHOP, 2013).

Os sistemas de controles são utilizados em processos e projetos de naturezas distintas com o propósito de regular ou ajustar uma determinada grandeza, melhorando a eficiência de forma a conquistar o desempenho almejado.

Esse contexto deu origem a um importante campo dentro dos sistemas de controle: o controle ótimo. Este tipo de controle, assim como os demais sistemas de controle, tem por finalidade regular um determinado sinal ou uma determinada variável para atingir um resultado mais preciso. A variável a ser controlada neste estudo será a frequência, a qual é influenciada pelo conjunto turbina-gerador.

Apesar de otimizar o desempenho do sistema, é necessário ter o conhecimento das variáveis de estado para que o controle ótimo alcance verdadeiramente o resultado esperado. O desconhecimento de tais variáveis pode ocorrer devido às características de diversos sistemas que impossibilitam a medição direta de seus estados. Essa dificuldade exige a aplicação de técnicas que anulem a insuficiência de dados, permitindo que o controle ótimo seja implementado.

Neste trabalho, a teoria de controle será aplicada ao sistema elétrico de potência, a fim de aprimorar a qualidade da frequência da tensão elétrica e de manter estável um sistema interligado por duas áreas de controle composto por conjuntos gerador-turbina.

Segundo Vieira Filho (1984), é possível considerar uma área de controle como sendo parte de um SEP, em que os grupos de unidades geradoras respondem às variações de carga, ambos referentes a essa mesma parte.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Após submetido a um distúrbio físico, é necessário reestabelecer o equilíbrio do sistema de forma que este se mantenha estável. Para isso, é importante considerar a estabilidade do ângulo do rotor, da frequência e da tensão (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

Conforme abordado na apresentação do tema, valores de frequência fora da faixa de operação aceitável, repercutem de forma a degradar a qualidade da energia elétrica e até mesmo levar o sistema à instabilidade. Diante desta situação, é estabelecido pela ANEEL um valor limite de variação para essa faixa, segundo a Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Faixas de frequência de operação da ANEEL

Faixas de Frequência de Operação	Operação
59,9 – 60,1 Hz	Normal
59,5 – 60,5 Hz	Após distúrbio a frequência deve voltar para esta faixa em até 30 s.
Maior que 62 Hz	Máximo de 30 s.
Maior que 63,5 Hz	Máximo de 10 s.
Menor que 58,5 Hz	Máximo de 10 s.
Menor que 57,5 Hz	Máximo de 5 s.

Fonte: Tabela construída com dados da ANEEL

O SEP opera em regime permanente pré-perturbação que persiste até o instante de perturbação de carga. Durante a atuação da carga, rege o período do regime transitório e, após encerrada, entra em vigor o regime permanente pós-perturbação. Este trabalho tem como desafio atender a estas especificações para o regime transitório e o regime permanente pós-perturbação para sistemas interligados mais próximos à realidade através da aplicação de um controle ótimo que assume, como premissa, a possibilidade de medir todas as variáveis de estado.

O projeto de um Regulador Linear Quadrático, do inglês LQR (*Linear Quadratic Regulator*) já solucionou, de maneira satisfatória, o ajuste de frequência para um sistema elétrico de potência isolado composto por uma única máquina. Isso foi comprovado em Braga *et al.* (2016). Logo, questiona-se se esta técnica teria a mesma eficiência para o sistema interligado de duas áreas de controle compostas por duas unidades geradoras sendo representadas pelo seu equivalente.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Aplicar técnica de controle moderno em SEP no contexto do problema da estabilidade de frequência, considerando um sistema interligado por duas áreas de controle composto por um conjunto turbina-gerador equivalente.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar e elaborar uma revisão teórica sobre técnicas de controle convencional e ótimo;
- Modelar SEPs isolados e interligados nos domínios da frequência e do tempo.
- Simular SEPs com diferentes unidades geradoras e áreas de controle;
- Comparar os métodos de controle no contexto da estabilidade de frequência e do índice de desempenho através das simulações;

1.4 JUSTIFICATIVA

Para que os sistemas de energia continuassem capazes de atender toda a demanda, foi necessária uma grande ampliação desses, a qual foi possível devido ao desenvolvimento tecnológico que proporcionou um profundo avanço nas instalações e nas operações. No entanto, quanto maior a quantidade de áreas interligadas e de unidades geradoras, mais complexos se tornam os sistemas e, portanto, mais difícil é o controle de estabilidade da frequência. Visando uma melhor eficiência desses sistemas, cogitou-se a aplicação de controle moderno para esta função.

Pesquisas referentes à aplicação de controle moderno em SEP vêm sendo desenvolvidas, nesse contexto citam-se alguns estudos publicados como a análise da utilização do LQR em prol da estabilidade de frequência de SEPs isolados (BRAGA et al., 2016), análise de controle Proporcional Integral Derivativo (PID) Robusto aplicado ao problema de carga e frequência (PELACINI, 2015), controle robusto aplicado em SEPs (BEVRANI, 2009), controle adaptativo auto ajustável aplicados à síntese de estabilizadores de SEPs (BARREIROS, 1995), uso do LQR para controle suplementar aplicado em SEPs (ELGERD; FOSHA, 1970) e técnicas do controlador integral linear quadrático para problema de controle carga-frequência (CALOVIC, 1972).

Tendo em vista o contexto apresentado, este trabalho visa analisar se o controle ótimo pode ser usado como solução da estabilidade de frequência em dinâmicas mais complexas relacionadas à operação real de um SEP, como redes interconectadas, multiáreas e multimáquinas.

Espera-se com isso que o desempenho do controle moderno reduza o sobressinal, leve o sistema mais rápido à estabilidade e diminua o gasto da válvula, elemento atuador da planta. Em síntese, a substituição da ação do ajuste convencional do controle busca aumentar a eficiência dos SEPs.

Apesar disso, um dos obstáculos enfrentados, mesmo diante de tanto progresso, é que a aplicação no mundo real não acompanha o avanço dos estudos acadêmicos de análise comparativa do CAG do modelo convencional. O estudo, portanto, visa conceder mais subsídio para que essa implementação possa ser executada.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Inicialmente, realizou-se um estudo acerca do controle convencional de frequência para uma área de controle com uma ou mais máquinas, avançando a pesquisa para sistemas multiáreas.

Efetou-se também uma revisão bibliográfica sobre o controle ótimo visando a aplicação do LQR em um sistema elétrico de potência. Por meio da identificação de cenários que ainda precisam ser explorados, multimáquinas e multiáreas, foram desenvolvidas modelagens matemáticas em espaço de estados.

Finalizado o embasamento teórico, comparou-se o desempenho do controle convencional com o controle LQR para um mesmo modelo dinâmico de SEP através das faixas de operação ditadas pela ANEEL e do índice de desempenho.

As modelagens de todos os sistemas foram simuladas utilizando a ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB disponibilizados aos alunos pelo Laboratório de Estudos em Sistemas Elétricos de Potência (LESEP) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) detentor da licença 40685084.

1.6 ESTRUTURAS DO TRABALHO

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) é composto por cinco capítulos, conforme descrito na sequência.

Capítulo 1 – Introdução

Apresentação da proposta do TCC, contendo uma breve abordagem do tema. Abrange ainda os objetivos, os problemas e premissas, as justificativas e os procedimentos metodológicos essenciais para realização do estudo.

Capítulo 2 – Modelagem dos Sistemas de Potência no Domínio da Frequência e Controle Automático de Geração

Representação matemática e construção de diagramas de blocos correspondentes aos sistemas com uma ou mais unidades geradoras e sistemas interligados.

Capítulo 3 – Modelagem dos Sistemas de Potência no Domínio do Tempo e Controle Ótimo

Revisão bibliográfica, compreensão dos conceitos necessários e desenvolvimento dos modelos matemáticos em espaços de estados de SEPs para a aplicação do controle ótimo em turbinas térmicas com reaquecimento.

Capítulo 4 – Simulações e Resultados

Comparações entre o método do controle convencional e do ótimo baseados em simulações computacionais para diferentes modelagens de um mesmo sistema elétrico interligado.

Capítulo 5 – Conclusão

Considerações finais referentes ao estudo, além de um parecer sobre a utilização de controle ótimo em SEP.

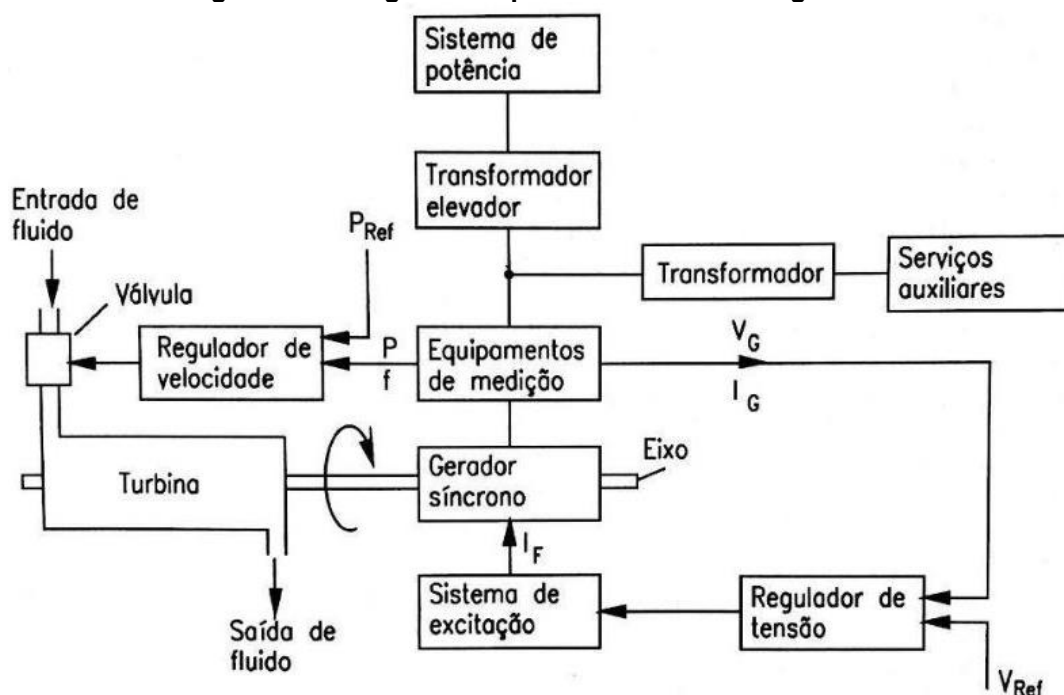
2 MODELAGEM DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA E CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

Neste capítulo serão abordados o embasamento teórico e a representação matemática no domínio da frequência sob a forma de diagrama de blocos dos elementos básicos de controle de carga-frequência. As modelagens dos sistemas serão simuladas utilizando a ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB. O conhecimento separado de cada elemento é essencial para a realização do estudo geral dos sistemas elétricos. A análise do comportamento dinâmico desses elementos permitirá a identificação da necessidade de um sistema de controle adequado para o reestabelecimento do equilíbrio entre carga e frequência em cenários em que o sistema é submetido a diversos distúrbios e perturbações.

2.1 ELEMENTOS BÁSICOS DE CONTROLE DE VELOCIDADE

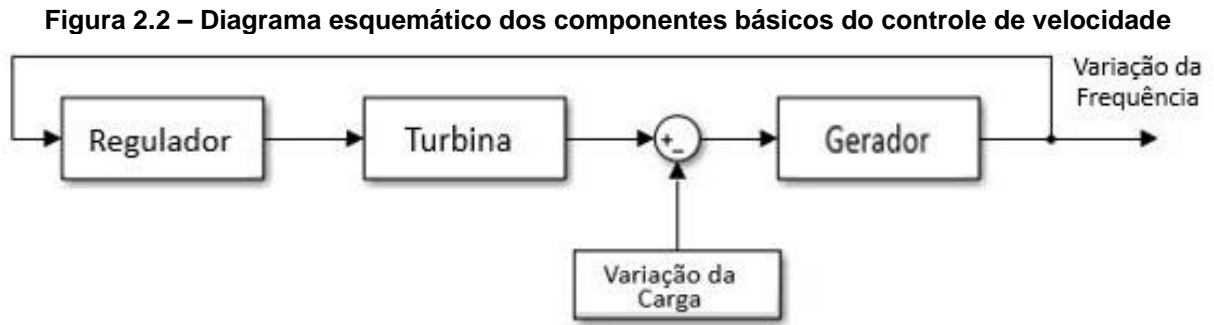
Os elementos de controle de velocidade estão presentes em unidades geradoras e contribuem na operação de sistemas elétricos interligados. A Figura 2.1 retrata um diagrama esquemático simplificado de uma unidade geradora.

Figura 2.1 – Diagrama esquemático da unidade geradora



Fonte: Adaptado de Lora e Nascimento (2004)

Conforme já explicado, este estudo focará apenas na análise de controle de carga-frequência, cujo diagrama esquemático é mostrado na Figura 2.2. Os componentes básicos que atuam no controle de velocidade são compostos pelo gerador elétrico, pela turbina e pelo regulador de velocidade que estão sujeitos às variações de carga.

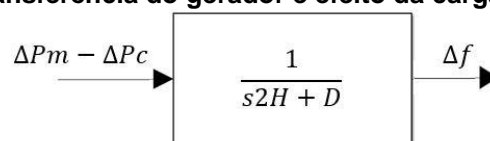


Fonte: Autoria própria (2018)

O gerador síncrono, acionado através de uma turbina, é responsável pela conversão de energia mecânica em energia elétrica proveniente da rotação do eixo a eles acoplado. Quando aplicados em SEP, sofrem influência das variações de carga e tendem a se autorregular.

O desequilíbrio instantâneo entre a potência gerada e a potência consumida altera a velocidade de rotação dos geradores e, conseqüentemente, modifica a frequência elétrica da rede. Dessa forma, a regulação própria busca o equilíbrio de frequência através do ajuste da energia cinética dos geradores e é expressa pelo parâmetro D , denominado coeficiente de amortecimento (VIEIRA FILHO, 1984). Esse coeficiente, durante um distúrbio de carga, é inversamente proporcional à variação da frequência (Δf). O sinal de entrada do modelo matemático do gerador e do efeito da carga variante com a frequência refere-se à diferença da variação de potência mecânica da turbina (ΔP_m) com a variação de carga (ΔP_c), conforme apresentado na Figura 2.3.

Figura 2.3 – Função de transferência do gerador e efeito da carga variante com a frequência



Fonte: Autoria própria (2018)

O gerador possui também o parâmetro H , denominado de constante de tempo de inércia. Essa constante depende do conjunto gerador-turbina e, portanto, terá valor fixo durante todo o trabalho. O valor representa a razão entre a energia cinética armazenada no rotor à velocidade síncrona e a potência base do conjunto.

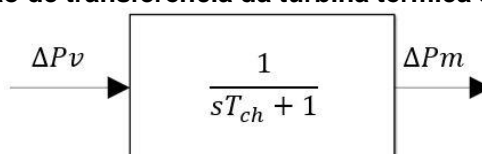
De acordo com Lora e Nascimento (2004), os geradores síncronos podem ser classificados como hidrogeradores e turbogeradores. Este estudo contemplará a aplicação dos turbogeradores que operam com velocidades mais elevadas de rotação e são instalados em usinas termelétricas.

As turbinas termelétricas utilizam a energia armazenada em forma de vapor à alta pressão e temperatura, obtida pela queima de carvão, óleo, gás ou fissão nuclear, para a produção de energia mecânica. O vapor aquecido percorre o eixo da turbina passando de alta a baixa pressão, completando assim seus estágios. As ações exercidas sobre essas turbinas são realizadas fundamentalmente através de válvulas dispostas nas entradas dos diversos estágios.

As turbinas térmicas apresentam três diferentes estágios: alta pressão, pressão intermediária e baixa pressão (KUNDUR, 1994). “A divisão da turbina em estágios possibilita o reaquecimento do vapor, elevando sua entalpia e, conseqüentemente, aumentando a eficiência do ciclo” (LORA; NASCIMENTO, 2004). É possível ainda classificar em turbinas sem e com reaquecimento.

As turbinas sem reaquecimento lançam o vapor proveniente do estágio de alta pressão diretamente ao de baixa pressão, sem possuir o estágio de pressão intermediária. Diferentemente, as turbinas com reaquecimento consideram os três estágios, pois o vapor que sai do estágio de alta pressão é retornado à caldeira a fim de aumentar sua energia térmica antes de ser introduzido no próximo estágio. O sinal de entrada de ambas as turbinas corresponde à variação de abertura da válvula (ΔP_v). As Figuras 2.4 e 2.5 representam as turbinas sem e com reaquecimento, respectivamente.

Figura 2.4 – Função de transferência da turbina térmica sem reaquecimento



Fonte: Autoria própria (2018)

A turbina térmica sem reaquecimento depende do parâmetro T_{ch} , correspondente à constante de tempo associada aos volumes da câmara de vapor e da tubulação de entrada do estágio de alta pressão, resultado da resposta do fluxo de vapor devido a uma mudança na abertura da válvula (LORA E NASCIMENTO, 2004).

Figura 2.5 – Função de transferência da turbina térmica com reaquecimento desprezando o estágio de baixa pressão

$$\begin{array}{c} \Delta P_v \longrightarrow \boxed{\frac{sF_{ap}T_{rh} + 1}{s^2T_{ch}T_{rh} + s(T_{ch} + T_{rh}) + 1}} \longrightarrow \Delta P_m \end{array}$$

Fonte: Autoria própria (2018)

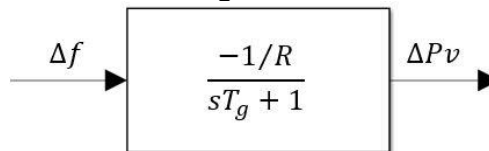
Já a turbina térmica com reaquecimento desprezando o estágio de baixa pressão depende, além do parâmetro T_{ch} , dos parâmetros T_{rh} e F_{ap} correspondentes a constante de tempo do reaquecedor e a fração de potência total da turbina gerada pelo estágio de alta pressão, respectivamente. A constante T_{rh} é fundamental no comportamento dinâmico da turbina, pois representa a quantidade de vapor que passa através do reaquecedor antes que as novas condições ditadas pelo controle sejam estabelecidas, influenciando diretamente no tempo de resposta da turbina.

Devido a esses parâmetros e aos diferentes processos de estágios de pressão, as turbinas com reaquecimento apresentam uma maior eficiência, pois aproveitam melhor a potência de entrada, embora as respostas em frequência sejam significativamente mais lentas.

Para executar o controle de velocidade e de potência mecânica adequadamente, as turbinas necessitam de elementos de controle de velocidade para correção das variações inadmissíveis de frequência que podem ocorrer caso o sistema apresente apenas sua capacidade de regulação própria. Entre eles, está o regulador de velocidade que é capaz de controlar a partida e a tomada de carga da turbina, além de atuar como agente de controle no sentido de atender as solicitações de potência do sistema. Segundo Mello (1983), através de sensores, o regulador realiza uma determinada ação sobre a variação de admissão do fluido quando detectados desvios de velocidade ou frequência em relação a um valor referencial.

Essa ação possibilita controlar a potência mecânica fornecida, uma vez que o regulador de velocidade utiliza as válvulas das turbinas para realizar o controle do fluxo de vapor. A Figura 2.6 expressa o modelo matemático do regulador de velocidade com queda de velocidade.

Figura 2.6 – Função de transferência do regulador de velocidade com queda de velocidade

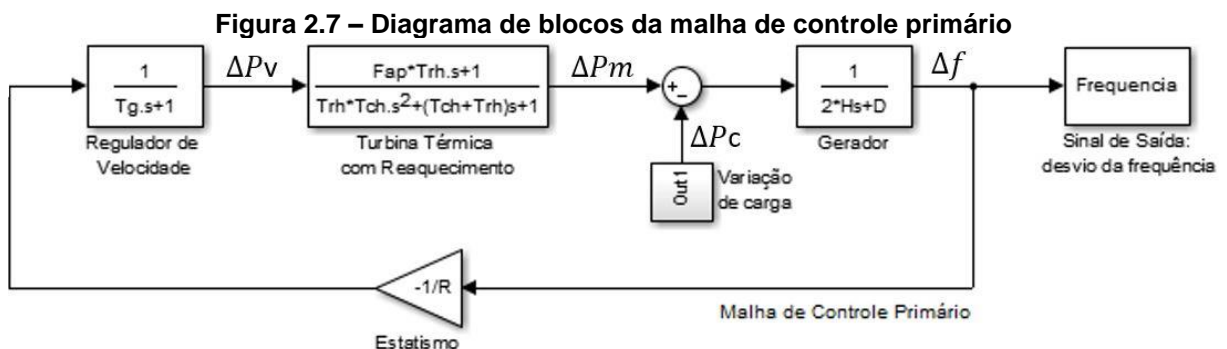


Fonte: Autoria própria (2018)

O parâmetro T_g , denominado de constante de tempo do regulador de velocidade, depende exclusivamente de um sistema de controle para atuar. A partir do momento que a potência mecânica é controlada, a velocidade das máquinas girantes se mantém regulada e, conseqüentemente, a frequência estabilizará.

A regulação automática exercida pelos reguladores de velocidade das máquinas do sistema é denominada regulação primária. A regulação primária ou controle primário é responsável por estabelecer um rápido equilíbrio entre carga e geração, porém o valor de frequência estabilizado difere do valor nominal. Esse tipo de regulação de velocidade mais rápida e mais estável permite distribuir as variações de cargas entre várias unidades em paralelo de forma adequada e é obtida pelo Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade (VIEIRA FILHO, 1984).

Matematicamente, essa regulação é feita através de uma realimentação na malha de controle dada por $-1/R$, denominado energia de regulação da máquina. A Figura 2.7 representa o diagrama de blocos da realimentação do controle primário.



Fonte: Autoria própria (2018)

O parâmetro a ser considerado na realimentação primária é o R , conhecido como estatismo. O estatismo representa uma conexão entre o servo pistão e a válvula piloto que atua nos desvios de velocidade na transição da operação sem carga para plena carga e na abertura e fechamento da válvula de admissão.

Conforme citado no Módulo 10 do Manual de Procedimento da Operação no Operador Nacional do Sistema Elétrico:

“O estatismo é definido como sendo a inclinação da curva característica de “carga-frequência” dos reguladores de velocidade. Corresponde a um valor de ajuste do regulador de velocidade de uma unidade geradora, equivalente a queda da frequência nominal, ao se elevar a geração da unidade, de zero à potência nominal” (ONS, 2017).

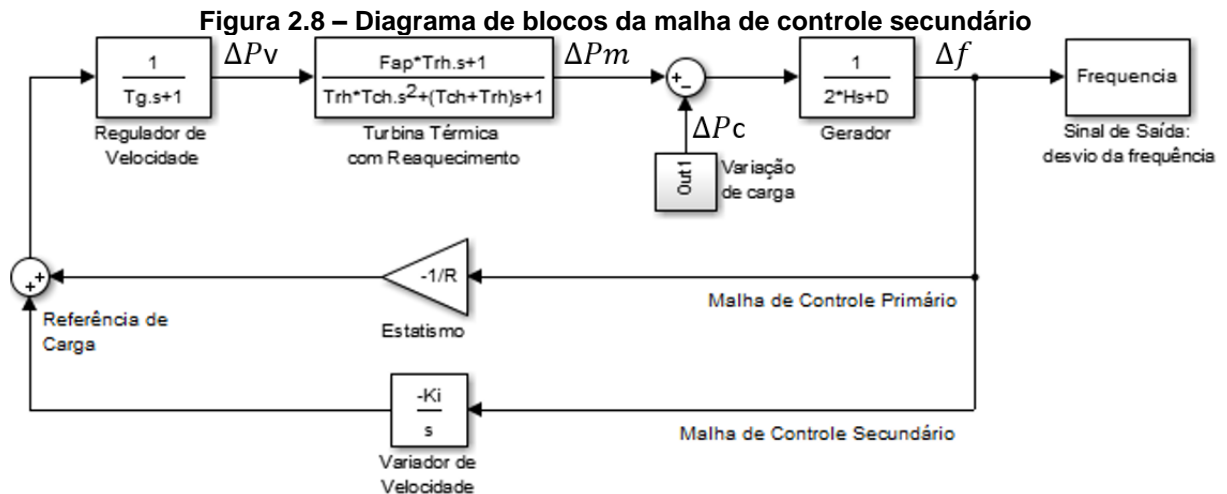
Apesar do estatismo buscar a estabilidade do sistema, o mesmo traz um afastamento da frequência original em regime permanente, o que pode levar o sistema a níveis operacionais indesejados.

2.2 CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

O problema do afastamento da frequência pós-perturbação pode ser, muitas vezes, solucionado com o incremento de um regulador secundário. Este também pode ser chamado de Controle Automático de Geração (CAG), o qual atua para que o valor de frequência seja estabilizado em seu valor nominal. Segundo Lora e Nascimento (2004), um controle com essa atuação deve ser do tipo integral, buscando anular o sinal de erro injetado no integrador para recuperar a frequência inicial.

O funcionamento da regulação secundária caracteriza a injeção de um sinal no regulador de velocidade obtido pela diferença da frequência de uma unidade geradora pela frequência padrão (VIEIRA FILHO, 1984).

Matematicamente, o controle secundário é obtido pela adição de um bloco integrador em paralelo com a realimentação do sistema, como visto no diagrama de blocos da Figura 2.8.



Fonte: Autoria própria (2018)

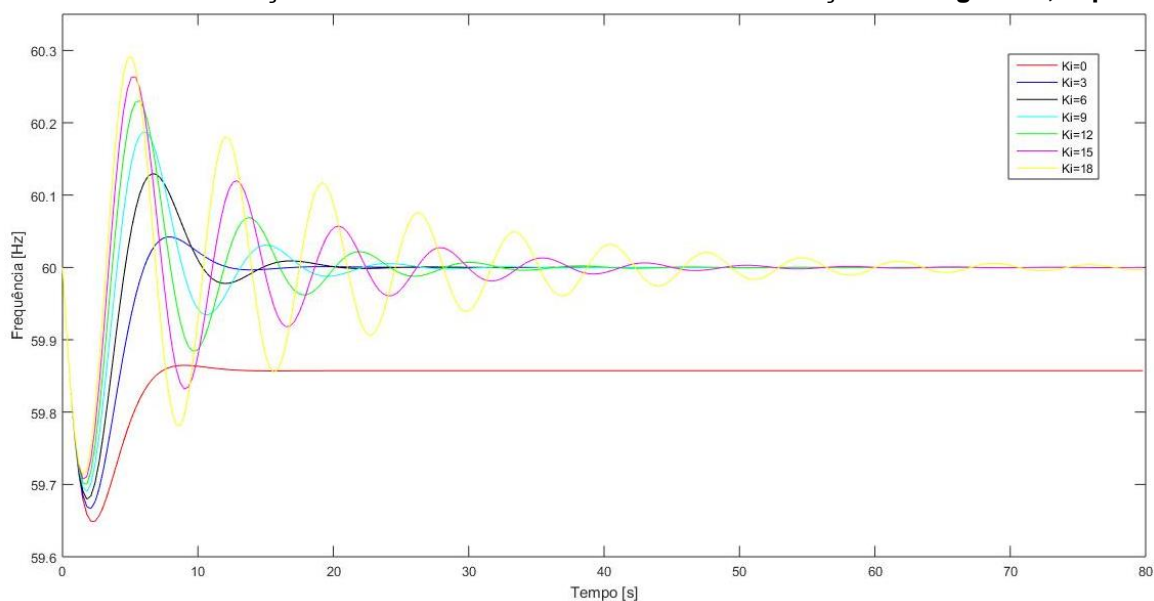
Segundo Kundur (1994), o sinal de referência de carga corresponde a entrada do controle secundário. O parâmetro a ser considerado na realimentação secundária é o K_i , conhecido como ganho do CAG, o qual possui uma faixa de operação que permite o ajuste de seu valor. O Gráfico 2.1 representa o impacto da variação desse parâmetro na resposta da frequência para um mesmo cenário de carga-geração. A Tabela 2.1 a seguir mostra os parâmetros dos elementos básicos de controle de velocidade utilizados nesta e nas demais simulações.

Tabela 2.1 - Parâmetros dos elementos básicos de controle de velocidade

D	H	T_{ch}	T_g	F_{ap}	T_{rh}	R
1	5 s	0,3 s	0,2 s	30 %	7 s	5 %

Fonte: Autoria própria (2018)

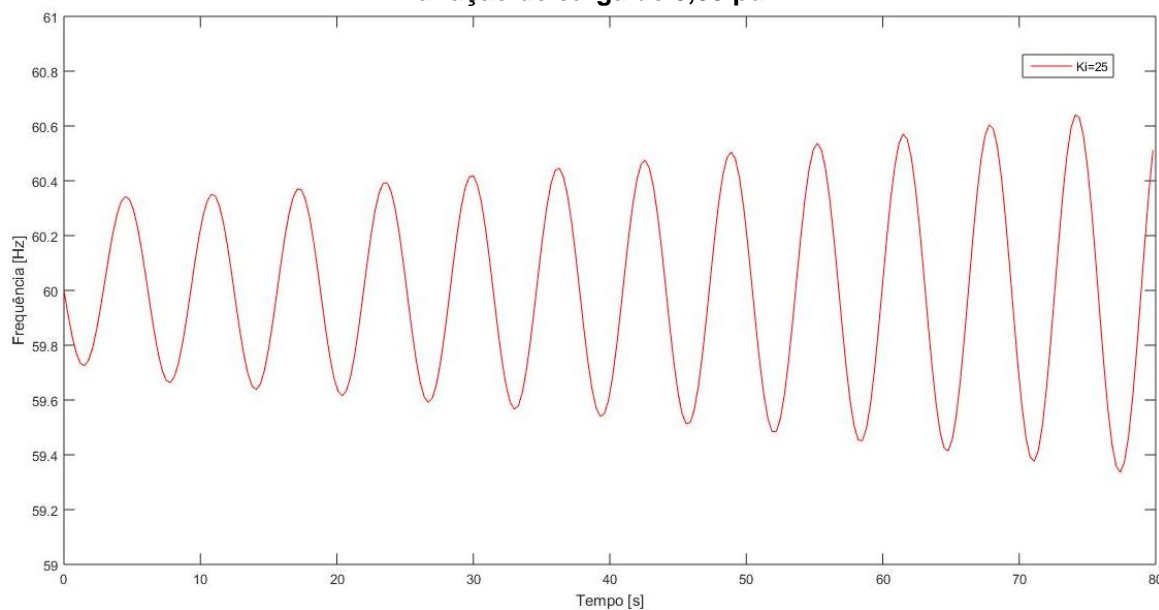
Gráfico 2.1 – Variação do K_i do controle secundário com variação de carga de 0,05 pu



Fonte: Autoria própria (2018)

Como é possível perceber, quando o ganho do CAG for nulo, o sistema não retornará a seu valor nominal de frequência, pois o controle secundário estará desabilitado. Conforme o aumento do valor K_i , o sistema apresentará um desvio de frequência e um tempo de estabilização diferentes. Porém, o aumento da constante do controle secundário acima do limite de operação provoca a instabilidade do sistema, como pode ser visto no Gráfico 2.2.

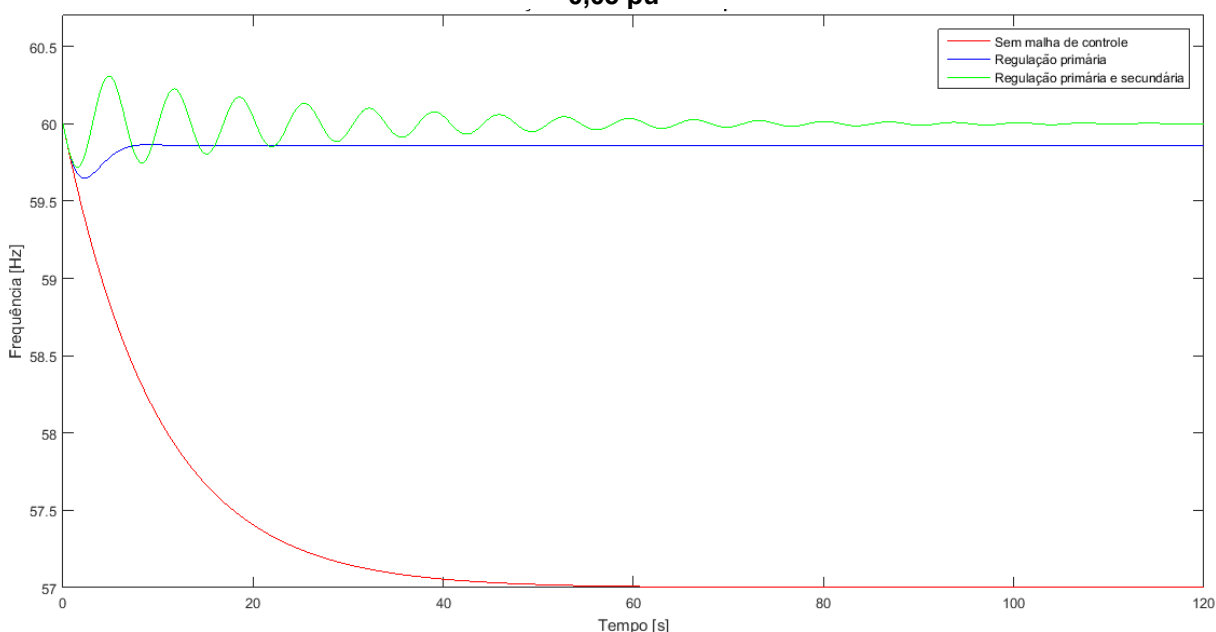
Gráfico 2.2 – Comportamento da frequência para valor de K_i que instabiliza o sistema com variação de carga de 0,05 pu



Fonte: Autoria própria (2018)

Apresentadas as duas malhas de controle, é possível comparar, dentro do um mesmo cenário de carga-geração da Tabela 2.1, a resposta da frequência quando aplicados os controles primário e secundário. O Gráfico 2.3 apresenta as curvas sem atuação de controle – apenas com a regulação própria do sistema –, com regulação primária e com regulação primária e secundária.

Gráfico 2.3 – Comparação da frequência para aplicações de controle com variação de carga de 0,05 pu



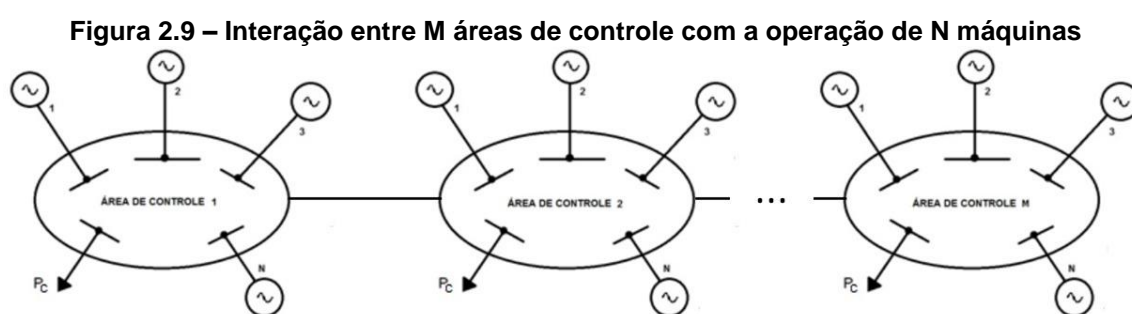
Fonte: Autoria própria (2018)

A curva sem aplicação de malha de controle não possui um desempenho satisfatório, pois o cenário presente retrata a ocorrência de perturbação de carga. Contudo, em banda morta, regiões onde pequenos intervalos de variações de carga são aceitáveis, a regulação própria é suficiente para a estabilidade de frequência, não necessitando da atuação das malhas de controle. (FACCIN, 2004).

A comparação das demais curvas possibilita identificar a ação do ganho do CAG na correção do erro de estabilidade de frequência. A atuação da regulação primária em conjunto com a da regulação secundária retorna o sistema para a frequência nominal, comprovando a teoria apresentada.

2.3 MULTIMÁQUINAS E SISTEMAS INTERLIGADOS

As seções anteriores abordaram a modelagem dos sistemas de potência de uma única área de controle com apenas uma unidade geradora. Quanto maior a quantidade de áreas de controle e de unidades geradoras, mais complexo fica o sistema e, portanto, mais difícil é o controle de estabilidade da frequência. Com o intuito de ampliar o estudo dos sistemas elétricos, será analisada a interação entre unidades geradoras e sistemas interligados, como apresentado na Figura 2.9.



Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984)

Os sistemas interligados são constituídos por diversas áreas de controle interligadas, sendo estas compostas por várias unidades geradoras conectadas que operam em sincronismo para suprir as variações de carga e as perturbações nas linhas de transmissão. A principal vantagem de um sistema interligado é a continuidade e a confiabilidade da geração de energia elétrica uma vez que os desvios de frequência encontrados nessa integração são menores (MOHAN, 2012).

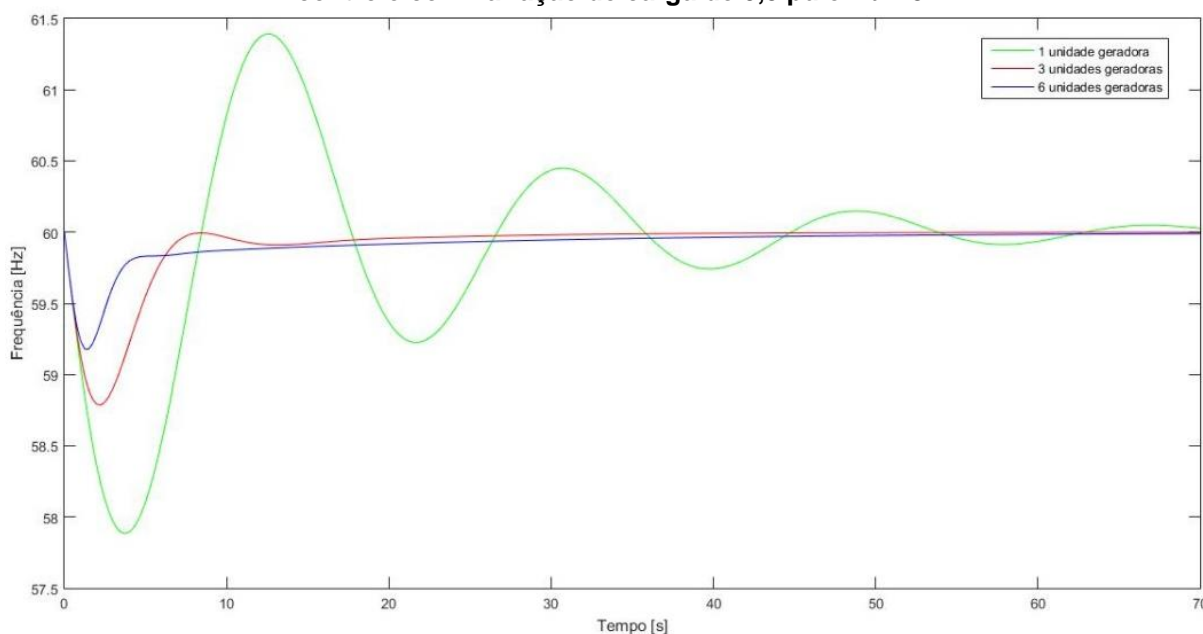
2.3.1 Multimáquinas

Os sistemas multimáquinas, assim como as áreas interligadas, desempenham um melhor controle de frequência quando comparado aos sistemas isolados, uma vez que apresentam menores variações e tempos de respostas.

Esse fato pode ser observado no Gráfico 2.4 através da comparação das respostas de uma única área de controle com uma, três e seis unidades geradoras, considerando os mesmos parâmetros de SEP e de controle da Tabela 2.1. Adotou-se um ganho K_i igual a 5, o que não representa necessariamente o melhor ganho do CAG para os três sistemas.

Para melhor visualização do efeito da carga, foi aplicado uma variação de amplitude maior, dado que os arranjos de sistemas multimáquinas apresentam naturalmente uma maior capacidade de restauração das condições padrão de operação e, portanto, suas oscilações são mais amenas.

Gráfico 2.4 – Estabilidade da frequência variando o número de máquinas para uma área de controle com variação de carga de 0,5 pu e $K_i = 5$



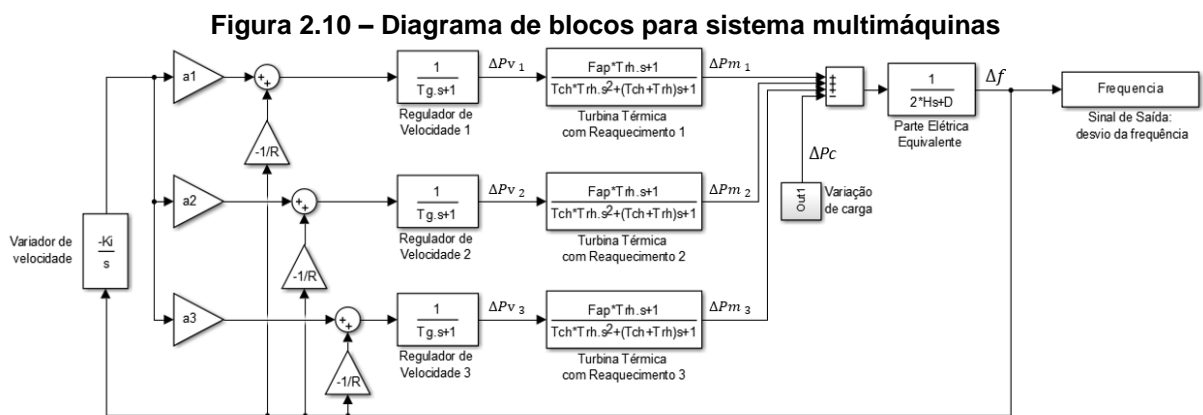
Fonte: Autoria própria (2018)

Inicialmente, o trabalho focará no estudo de diversas unidades geradoras para uma mesma área de controle, tendo em vista que a ideia central consiste em analisar individualmente o conjunto regulador-turbina das unidades geradoras.

O controle primário nos sistemas multimáquinas é executado por todas as unidades, enquanto que a contribuição do controle secundário ocorre de maneira complementar. Segundo Lora e Nascimento (2004), a operação de todas as unidades geradoras com regulação secundária é econômica e tecnicamente inviável, de modo que apenas parte do parque gerador irá colaborar com o controle da frequência final medida no barramento sincronizado. Com isso, torna-se importante definir o parâmetro ou fator de participação α , que reflete o quanto cada unidade geradora vai contribuir em cenários de aumento ou decréscimo da carga no regime permanente por meio da alteração da velocidade de suas turbinas. O somatório do fator de participação de todas as máquinas deve resultar sempre na unidade ou 100%.

É possível adaptar os diagramas de blocos estudados anteriormente para a modelagem multimáquinas. Por simplicidade, será representada a parte elétrica de todas as unidades geradoras, relativa à constante de tempo de inércia do conjunto gerador-turbina e ao coeficiente de amortecimento, por um equivalente. O equivalente H é o resultado do somatório das constantes de tempo de inércia de todas as máquinas e o equivalente D é o próprio valor da parcela da carga na área dependente da variação de frequência, sendo esses coeficientes iguais dentro de uma mesma usina. Caso uma área de controle possua cargas com dependências de frequências distintas, devem-se somar tais parcelas e assim obter um D equivalente. Analogamente, a parte mecânica também pode ser representada através de um equivalente, porém essa simplificação não será aplicada no momento.

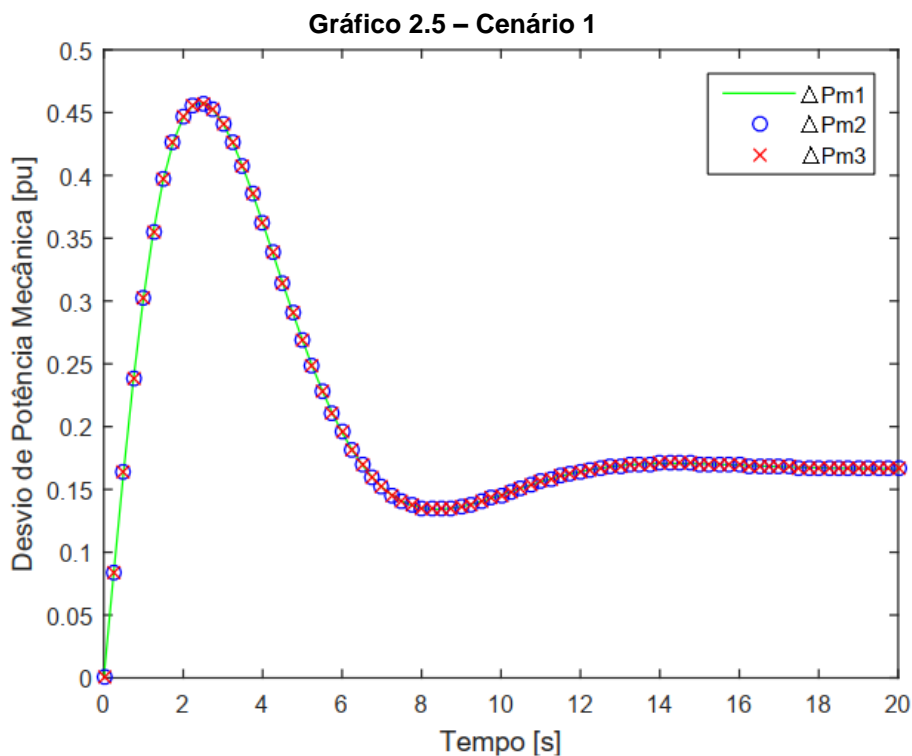
Ainda, a representação do controle primário será feita individualmente para cada unidade geradora, enquanto que o controle secundário será apresentado por apenas um diagrama de bloco distribuído a todas as unidades geradoras com fator de participação individualizado. A Figura 2.10 a seguir retrata esse modelo simplificado.



Fonte: Autoria própria (2018)

O fator de participação possibilita uma análise individual dos desvios de potência mecânica para cada turbina no modelo multimáquinas. Mantendo os parâmetros de simulação inalterados de um sistema com três unidades geradoras com incremento de carga de 0,5 pu, foram criados dois cenários com contribuições distintas de α_1 , α_2 e α_3 .

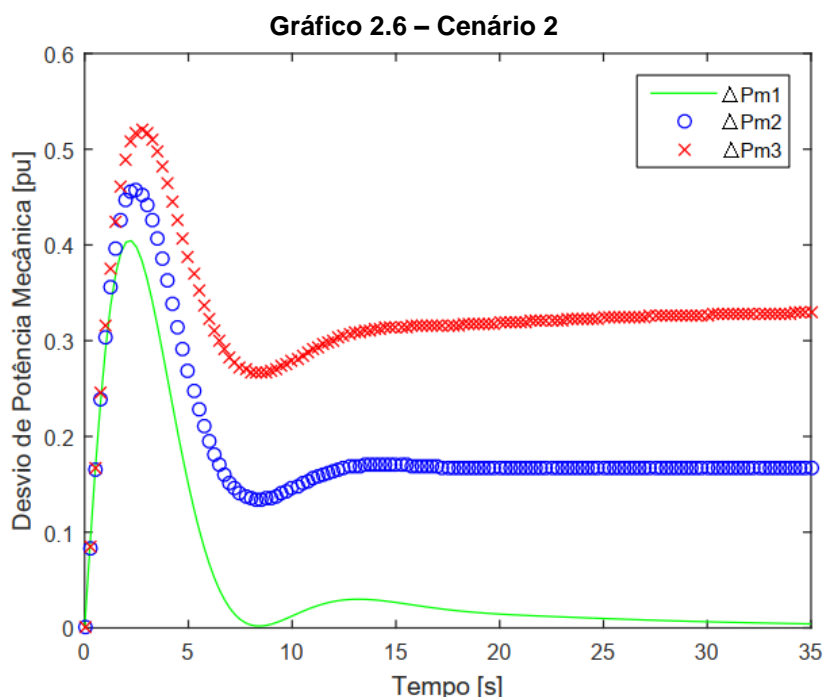
O primeiro cenário proposto no Gráfico 2.5 considera o mesmo fator de participação para as três unidades geradoras ($\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 1/3$).



Fonte: Autoria própria (2018)

Nesse caso, a potência mecânica é distribuída igualmente entre as três máquinas e o desvio positivo se deve ao fato do acréscimo de carga. Nota-se ainda que a soma das amplitudes das curvas pós-regime transitório equivale a perturbação aplicada na rede.

O segundo cenário proposto no Gráfico 2.6 considera uma das unidades geradoras com contribuição de controle nula e divide o fator de participação de maneira distinta entre as outras duas unidades ($\alpha_1 = 0$; $\alpha_2 = 1/3$; $\alpha_3 = 2/3$).

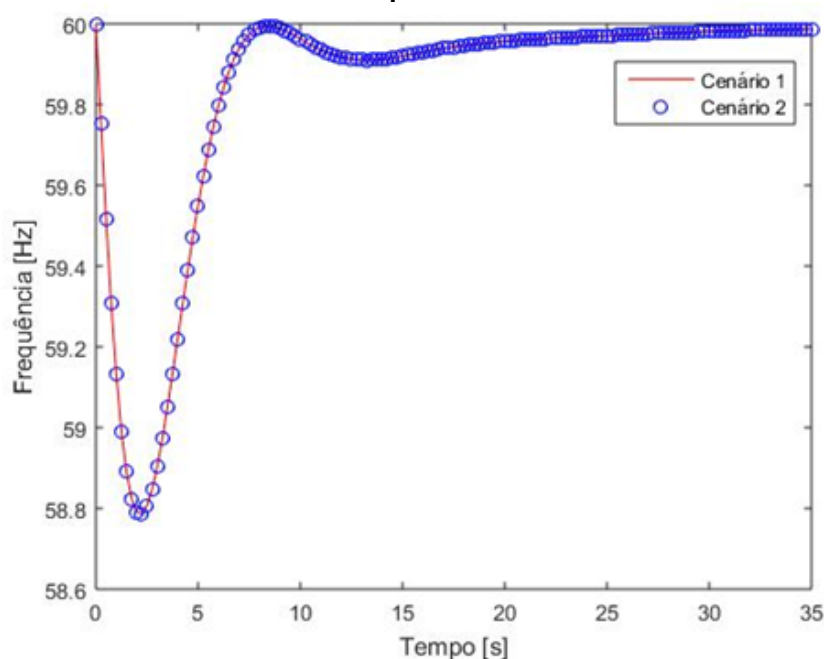


Fonte: Autoria própria (2018)

Nesse caso, é possível observar a proporcionalidade do desvio da potência mecânica relativa à participação do controle das unidades geradoras através de uma relação direta. A unidade geradora com fator de participação nula apresentou inicialmente um sinal de desvio baixo de potência mecânica que se estabiliza em 0 para valores de tempo elevados, o que reflete a atuação apenas do controle primário. Embora essa unidade geradora não tenha participação no controle secundário, o gerador auxilia no controle do primeiro surto de carga presente nas linhas de transmissões.

A comparação dos gráficos dos desvios de potência mecânica dos cenários 1 e 2 permite a visualização da consequência ao sistema quando excluído o controle secundário de uma das unidades geradoras. Entretanto, sobre a análise da frequência, ambos os cenários possuem o mesmo desempenho, uma vez que não há alteração das curvas de desvio de frequência para as diferentes distribuições dos fatores de participação, conforme pode ser comprovado no Gráfico 2.7.

Gráfico 2.7 – Desvio de frequência no cenário 1 e cenário 2



Fonte: Autoria própria (2018)

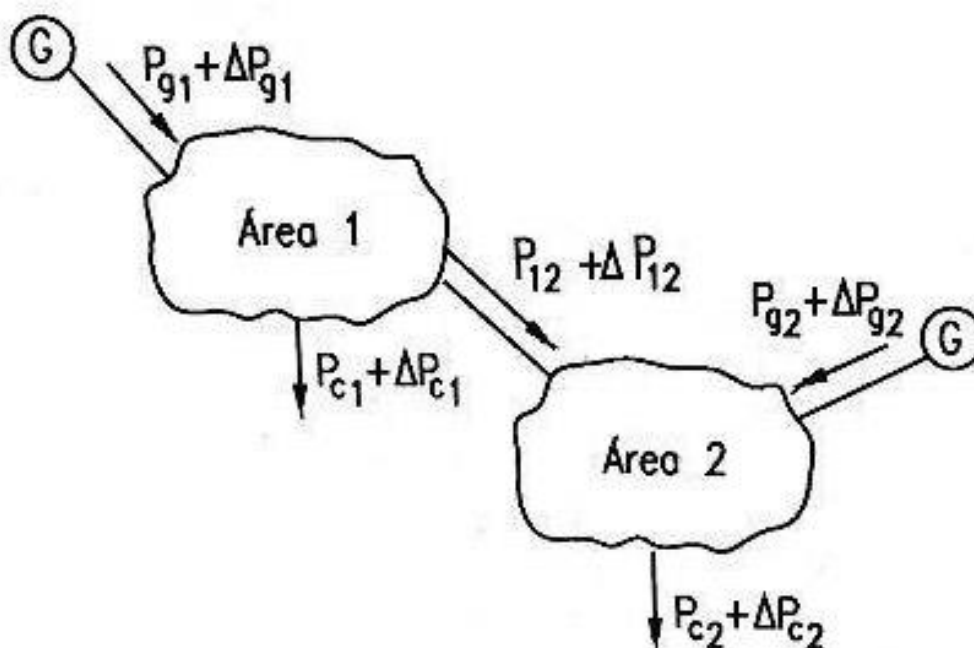
Isso ocorre pelo fato da soma dos fatores de participação individuais ser sempre igual a unidade. No entanto, a exclusão do controle secundário de uma das unidades geradoras exige que as demais unidades atinjam um sobressinal maior para que se possa estabilizar corretamente a frequência do sistema. Dessa forma, a aplicação de sistemas multimáquinas em SEP possibilita o intercâmbio ou a compensação de potência entre unidades geradoras com diferentes características dinâmicas.

2.3.2 Sistemas Interligados

O balanceamento de potência pode ser ainda realizado entre áreas de controle, possibilitando o suprimento de déficit energético devido à variação de carga encontrado em determinadas regiões carentes. A interconexão de diversas áreas de controle favorece o equilíbrio entre carga e geração, mantendo a frequência operacional dentro dos limites aceitáveis. Definidas como agrupamentos de unidades geradoras e elementos de controle interconectados entre si, as áreas de controle são muitas vezes estabelecidas pelo critério empresarial. Segundo Lora e Nascimento (2004), elas obedecem às próprias fronteiras estipuladas pelos órgãos regulatórios locais a despeito dos critérios de balanceamento e coerência.

A fim de se estabelecer modelos que contemplem dinâmicas mais próximas à operação vivenciada no dia a dia, esse estudo expande-se para a análise de sistemas de potência com os sistemas interligados. Para que se possa analisar o comportamento dinâmico e de regime permanente de sistemas interligados é necessário um esquemático para a definição de uma notação matemática, como apresentado na Figura 2.11.

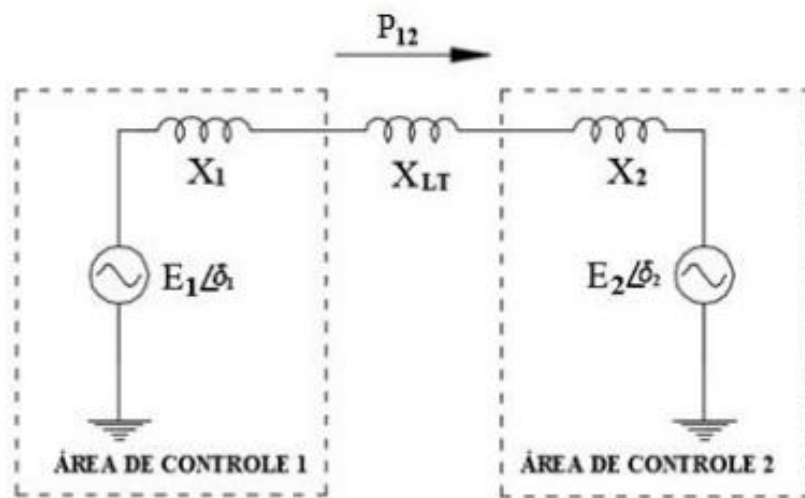
Figura 2.11 – Esquemático do sistema de potência com duas áreas de controle interligadas



Fonte: Adaptado Lora e Nascimento (2004)

O esquemático simplificado composto por duas áreas de controle possui uma interligação elétrica com reatância (X_{LT}) por onde circula um fluxo de potência (P_{12}) entre as áreas. Como o objetivo é analisar o controle de carga e a frequência através dos fenômenos oscilatórios de instabilidade nas fronteiras das áreas, cada área é representada por uma unidade geradora equivalente com uma fonte de tensão fasorial ($E_n \angle \delta_n$) em série com uma reatância equivalente (X_n), como mostra o diagrama unifilar da Figura 2.12.

Figura 2.12 – Diagrama unifilar do sistema de potência com duas áreas de controle interligadas



Fonte: Adaptado de Kundur (1994)

A linha entre as áreas é denominada de *tie line* e possui apenas reatância, pois o modelo de alta tensão despreza as perdas ôhmicas. A reatância total (X_T) é a soma das reatâncias equivalentes dos geradores com a reatância da conexão elétrica.

$$X_T = X_1 + X_{LT} + X_2 \quad (2.1)$$

O equacionamento do fluxo de potência ativa deriva da teoria de injeção de potência, desprezando a resistência da ligação entre barras adjacentes que considera a área de controle 1 como referência e estabelece o sentido do fluxo de transferência na linha de interligação do barramento da área 1 para o barramento da área 2. O fluxo de potência ativa da área 1 para a área 2 é dado por:

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}(\delta_{12}) = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2), \quad (2.2)$$

em que:

E_1 – Módulo da tensão fasorial equivalente da área 1 em [pu];

E_2 – Módulo da tensão fasorial equivalente da área 2 em [pu];

δ_1 – Ângulo da tensão fasorial equivalente da área 1 em [°];

δ_2 – Ângulo da tensão fasorial equivalente da área 2 em [°].

Em torno de um ponto de operação inicial ($P_{0_{12}}, \delta_{0_{12}}$), uma variação do fluxo na *tie line* pode ser equacionada conforme a Equação (2.3).

$$P_{0_{12}} + \Delta P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}(\delta_{0_{12}} + \Delta \delta_{12})$$

$$P_{0_{12}} + \Delta P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}[(\delta_{0_1} - \delta_{0_2}) + (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2)] \quad (2.3)$$

Aplicando a relação trigonométrica da Equação (2.4) no fluxo de potência, obtém-se a Equação (2.5).

$$\text{sen}(a + b) = \text{sen } a \cos b + \text{sen } b \cos a \quad (2.4)$$

$$P_{0_{12}} + \Delta P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} (\text{sen } \delta_{0_{12}} \cos \Delta \delta_{12} + \text{sen } \Delta \delta_{12} \cos \delta_{0_{12}}) \quad (2.5)$$

Para pequenas variações da diferença entre os ângulos dos geradores das áreas ($\Delta \delta_{12} \approx 0$), tem-se que $\cos \Delta \delta_{12} \approx 1$ e $\text{sen } \Delta \delta_{12} \approx \Delta \delta_{12}$. A posse dessas considerações é possível simplificar de tal forma a resultar na Equação (2.6).

$$P_{0_{12}} + \Delta P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} (\text{sen } \delta_{0_{12}} + \Delta \delta_{12} \cos \delta_{0_{12}}) \quad (2.6)$$

Utilizando a Equação (2.2), é possível desmembrar o resultado anterior obtendo a igualdade da Equação (2.7):

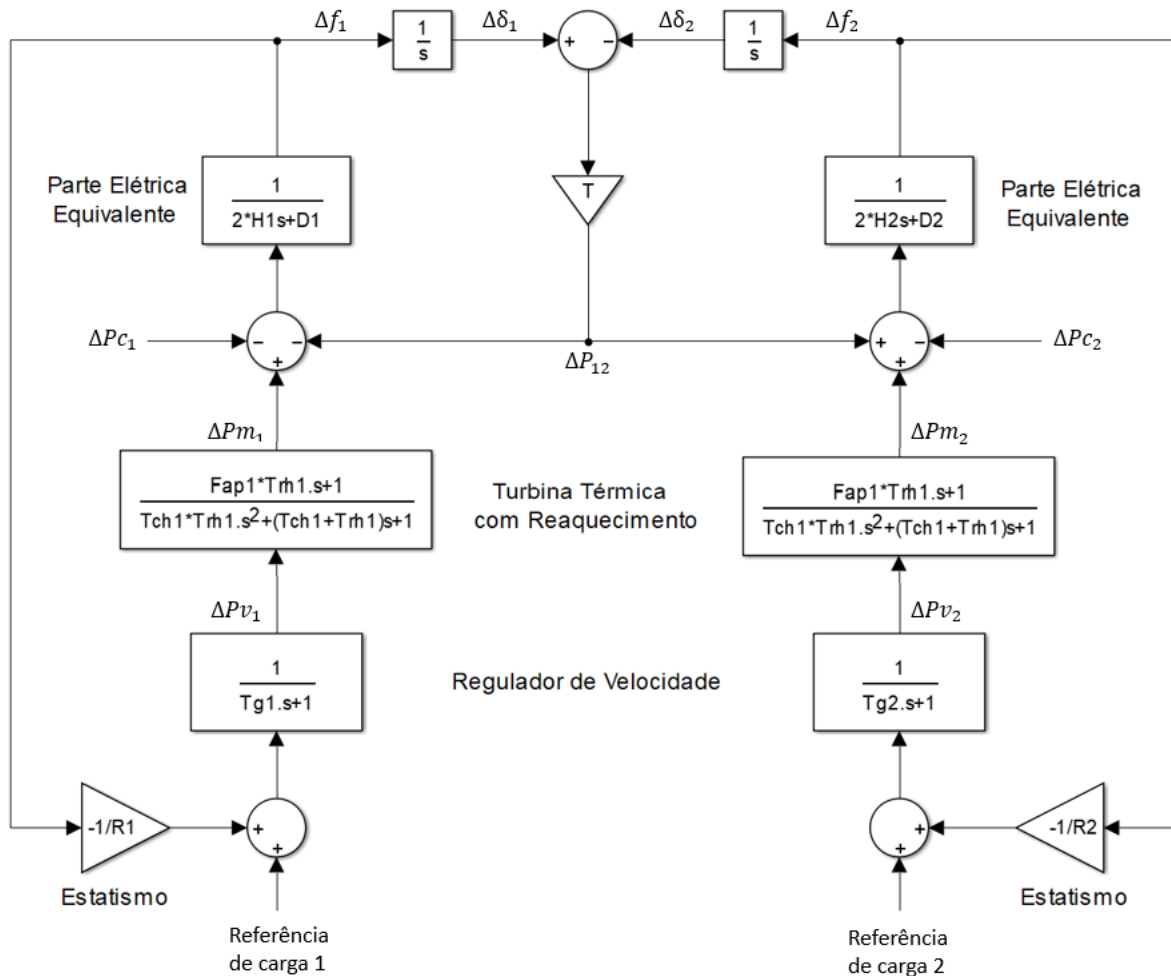
$$\Delta P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} (\Delta \delta_{12} \cos(\delta_{0_{12}})) = T \Delta \delta_{12}, \quad (2.7)$$

sendo T definido como coeficiente de torque sincronizante e calculado conforme a Equação (2.8).

$$T = \frac{E_1 E_2}{X_T} \cos(\delta_{0_{12}}) \quad (2.8)$$

A partir do equacionamento do fluxo de potência entre áreas de controle é possível representar o modelo em diagrama de blocos correspondente à regulação primária para um sistema formado por duas áreas interligadas. Cada área é composta por uma turbina térmica com reaquecimento e um regulador de velocidade com queda de velocidade, de acordo com a Figura 2.13.

Figura 2.13 – Diagrama de blocos do sistema de potência com controle primário contendo duas áreas de controle interligadas



Fonte: Autoria própria (2018)

Na Figura 2.13, o coeficiente de torque sincronizante é representado pelo ganho antes da linha de interligação horizontal entre as áreas de controle. Nesse modelo, um ΔP_{12} positivo representa um aumento na transferência de potência correspondente à perda de potência ativa da área 1 para a área 2. Esse sentido de transferência ocorre tanto para um decréscimo de carga na área 1 como para um acréscimo de carga na área 2, motivo pelo qual o ΔP_{12} entra com sinal negativo na área 1 e positivo na área 2.

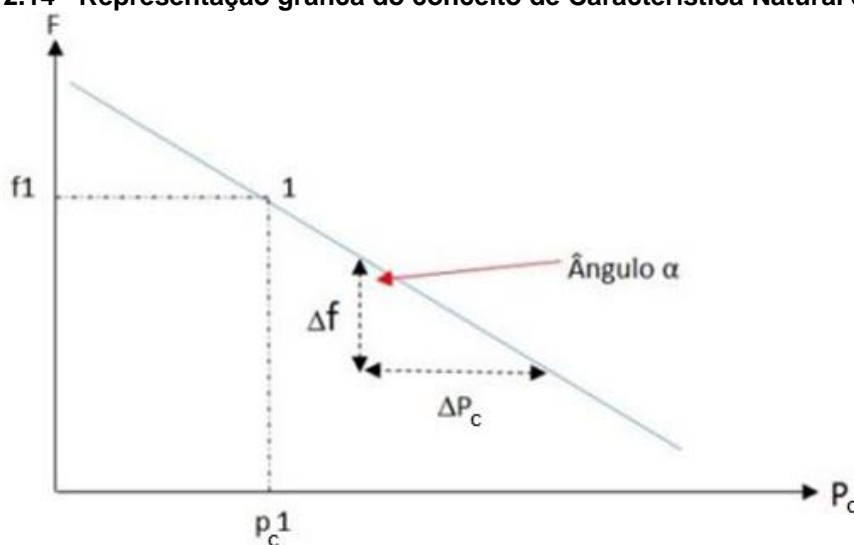
A perturbação de carga nas áreas de controle altera o ângulo do gerador e as frequências de cada área de controle. Portanto, a variação do fluxo de potência devido ao efeito da *tie line* será igual a zero ($\Delta P_{12} = 0$) em regime permanente pré-perturbação e diferente de zero ($\Delta P_{12} \neq 0$) em regime transitório ou, em alguns casos dependendo do controle, em regime permanente pós perturbação.

A relação da variação de carga dentro da área em função da variação da frequência representa a Característica Natural da Área (CNA), definida pelo ONS.

$$CNA = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (2.9)$$

Matematicamente, essa relação foi obtida aplicando-se as relações trigonométricas da curva apresentada na Figura 2.14.

Figura 2.14 - Representação gráfica do conceito de Característica Natural da Área



Fonte: ONS (1999)

Para um sistema com regulação própria e regulação primária em regime permanente, o desvio ou erro de frequência dependente da variação total de carga e é igual para as duas áreas de controle adjacentes, conforme Equação 2.10.

$$\Delta f = \Delta f_1 = \Delta f_2$$

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{c1}}{\left(\frac{1}{R_{eq1}} + D_1\right)} + \frac{-\Delta P_{c2}}{\left(\frac{1}{R_{eq2}} + D_2\right)} = \frac{-\Delta P_c}{\left(\frac{1}{R_{eq1}} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_{eq2}} + D_2\right)} \quad (2.10)$$

Devido à representação de cada área de controle por apenas uma unidade geradora equivalente, foi necessário encontrar o equivalente do estatismo para cada área através da Equação (2.11).

$$\frac{1}{R_{eq1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \dots + \frac{1}{R_n} \quad (2.11)$$

Conforme visto e demonstrado no gráfico da Figura 2.14, a CNA corresponde à resposta líquida da variação da potência em relação à frequência quando aplicado perturbações de carga ou geração. Matematicamente, essa característica equivale à regulação própria e a regulação primária de cada área.

$$\frac{-\Delta P_c}{\Delta f} = \left(\frac{1}{R_{eq1}} + D_1 \right) + \left(\frac{1}{R_{eq2}} + D_2 \right) \quad (2.12)$$

De acordo com Lora e Nascimento (2004), a característica natural de cada área pode ser representada pelos coeficientes β_1 e β_2 . A substituição dessas grandezas resulta na Equação (2.13).

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_c}{\beta_1 + \beta_2} \quad (2.13)$$

Através da Equação (2.13) verifica-se que quanto maior forem os valores de β , menor será o desvio de frequência em regime permanente do sistema de potência. É importante salientar que, para um elevado valor da característica natural de cada área, são necessários estatismos reduzidos (LORA; NASCIMENTO, 2004).

Além do amortecimento próprio e do controle primário, é possível aplicar o CAG para sistemas interligados, visto que sua principal função é anular os desvios de frequência em regime permanente. Para cenários com apenas uma área de controle operando isoladamente, a variação de frequência do sistema é o próprio sinal de erro injetado no integrador, denominado de Erro de Controle de Área (ECA), dado pela Equação 2.14.

$$ECA = \Delta f \quad (2.14)$$

Dessa forma, a anulação desse sinal ocorrerá quando não houver variação de frequência, uma vez que o CAG é constituído somente por um controle do tipo integral. Em sistemas interligados, o CAG é responsável também por anular os desvios de potências ativas de intercâmbio programadas entre áreas através do controle da *tie line*. Essa circunstância gera uma nova variável de sinal de entrada para o controle secundário correspondente a nova função sobre os fluxos de intercâmbios. Logo, o ECA em sistemas interligados é definido pela soma dos desvios de frequência com os desvios de potência ativa. Entretanto, como essas grandezas possuem unidades e dimensões distintas – Hz e MW, respectivamente – é necessário

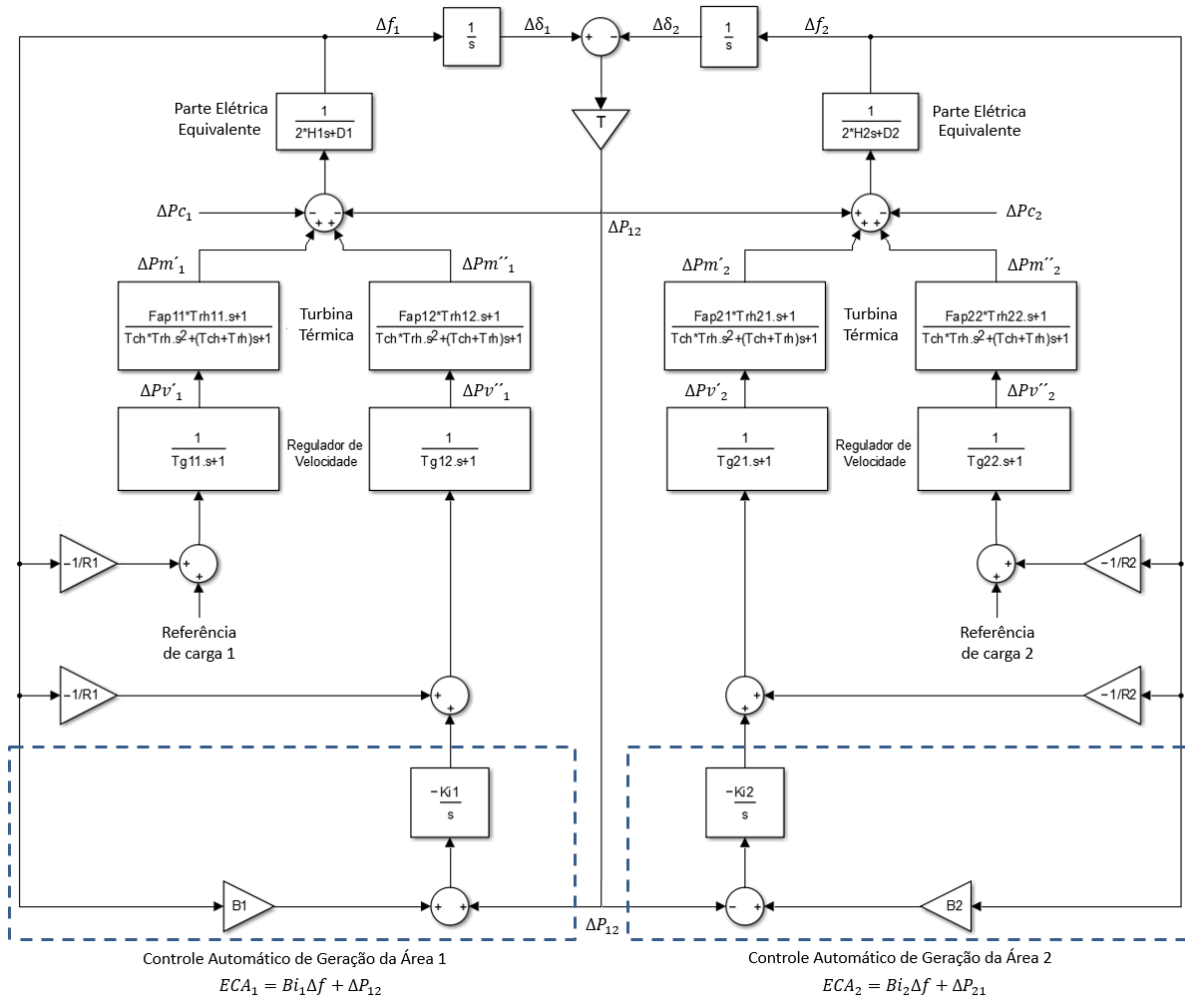
um parâmetro de ponderação que permita uma combinação linear entre as variáveis descritas, conforme apresentado na Equação (2.15).

$$ECA = Bi. \Delta f + \Delta P_{12} \quad (2.15)$$

A ponderação é realizada sobre a variável relativa a variação de frequência pela multiplicação de um fator denominado *bias* de frequência ou ponderação de frequência (*Bi*). O *bias* é uma função da carga e da capacidade das máquinas sincronizadas sem relação com a inércia do sistema, o qual afeta somente o valor transitório do desvio de frequência. Sua unidade é expressa em MW/dHz e deve possuir valores próximos à CNA. O ajuste desse parâmetro deve ser revisto periodicamente a fim de garantir um correto valor para diferentes operações de carga e geração, de modo que o controle da *tie line* atinja um erro de controle de área mínimo. Para ajustes inadequados, o sistema não assume satisfatoriamente sua responsabilidade no controle total das áreas interligadas durante perturbações, transferindo a função de controle para sistemas adjacentes (ONS, 2017).

De posse dessas considerações é possível representar o modelo em diagramas de blocos correspondente à implementação do CAG para um sistema formado por duas áreas interligadas. Cada área é composta por turbinas térmicas com reaquecimento e reguladores de velocidade com queda de velocidade, de acordo com a Figura 2.15.

Figura 2.15 – Diagrama de blocos do sistema de potência com Controle Automático de Geração contendo duas áreas de controle interligadas



Fonte: Autoria própria (2018)

O controle da *tie line* é representado pela linha de interligação horizontal abaixo do coeficiente de torque sincronizante entre as áreas de controle. Conforme visto, um ΔP_{12} positivo representa um aumento na transferência de potência ativa da área 1 para a área 2, motivo pelo qual o controle ΔP_{12} entra com sinal positivo na área 1 e negativo na área 2.

A Figura 2.15 representa de forma generalizada o modelo linear em diagrama de blocos utilizado para a análise de sistemas interligados composto por duas áreas de controle, sendo cada área formada por duas máquinas. A segunda unidade geradora da área 1 e a primeira unidade geradora da área 2 estão acopladas ao CAG, enquanto que as demais indicam a entrada da implementação do CAG no sinal de referência de carga.

A fim de compreender o comportamento dos sistemas interligados, simulou-se o modelo apresentado admitindo que todas as unidades geradoras possuem participação no controle secundário. A primeira área de controle considera o mesmo fator de participação para as duas unidades geradoras ($\alpha_1 = \alpha_2 = 1/2$) e a segunda área de controle divide o fator de participação de maneira distinta entre as duas unidades geradoras ($\alpha_1 = 1/3$; $\alpha_2 = 2/3$).

As simulações serão fundamentadas na modalidade *tie-line-bias*, que será apresentada posteriormente, na qual o sistema responde e controla simultaneamente os desvios de frequência e as variações de intercâmbio de potência ativa entre áreas. Ainda para estas simulações, aplicou-se um distúrbio de incremento de carga de 0,5 pu na área 2 e considerou-se como premissa a existência de um fluxo de potência pré-perturbação na linha de interligação de 2 pu, o que representa a imposição de acordos comerciais no mercado de energia. Mantendo os demais parâmetros de simulação dos elementos básicos de controle de velocidade inalterados conforme a Tabela 2.1, necessitou-se encontrar o torque sincronizante que resultou no valor de 9,8 pu a partir das Equações (2.2) e (2.8) e da Tabela 2.2.

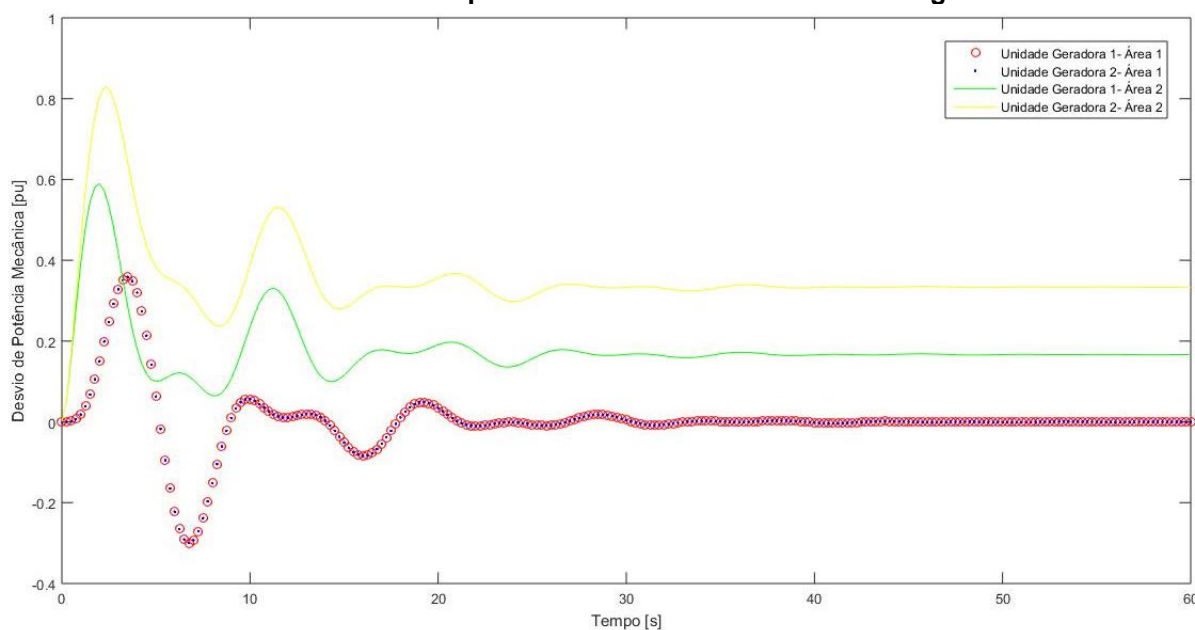
Tabela 2.2 – Parâmetros para o cálculo do torque sincronizante

$ E_1 $	$ E_2 $	X_T
1 pu	1 pu	0,1 pu

Fonte: Autoria própria (2018)

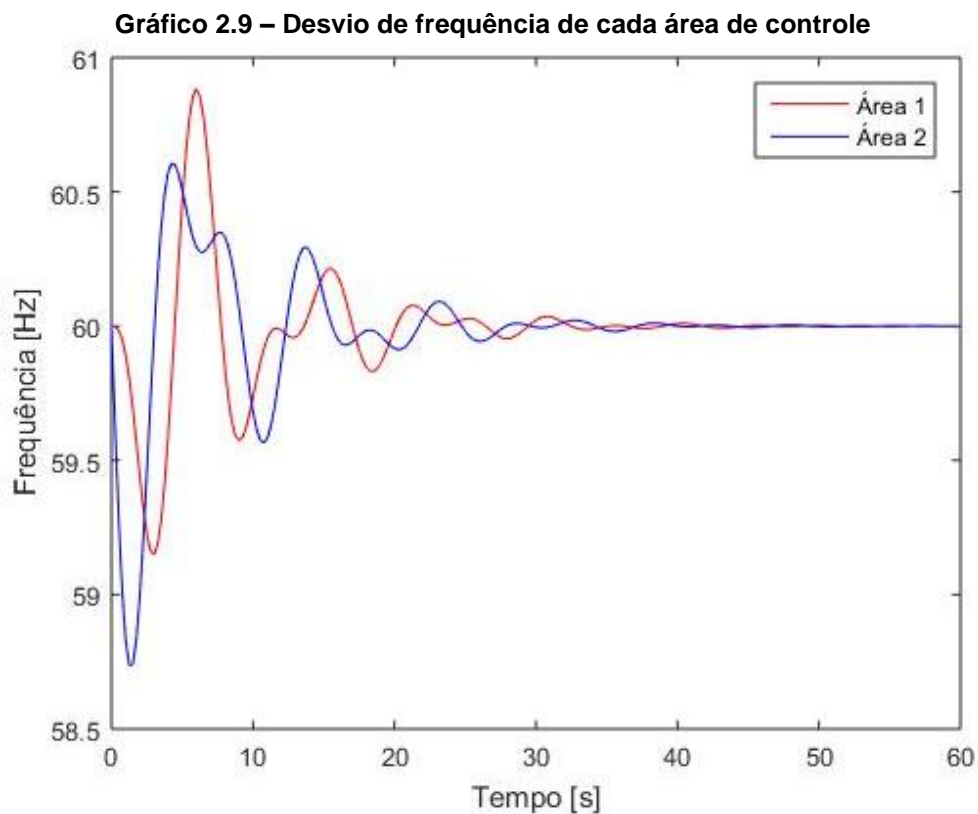
Com a posse de todos esses dados, foi possível calcular o coeficiente de cada área de controle, o que corresponde ao *bias* para esta modalidade ($B_1 = B_2 = 41$). Diante disso, obteve-se os gráficos dos desvios de potência mecânica (Gráfico 2.8), de frequência (Gráfico 2.9) e de potência da *tie-line* (Gráfico 2.10).

Gráfico 2.8 – Desvio de potência mecânica de cada unidade geradora

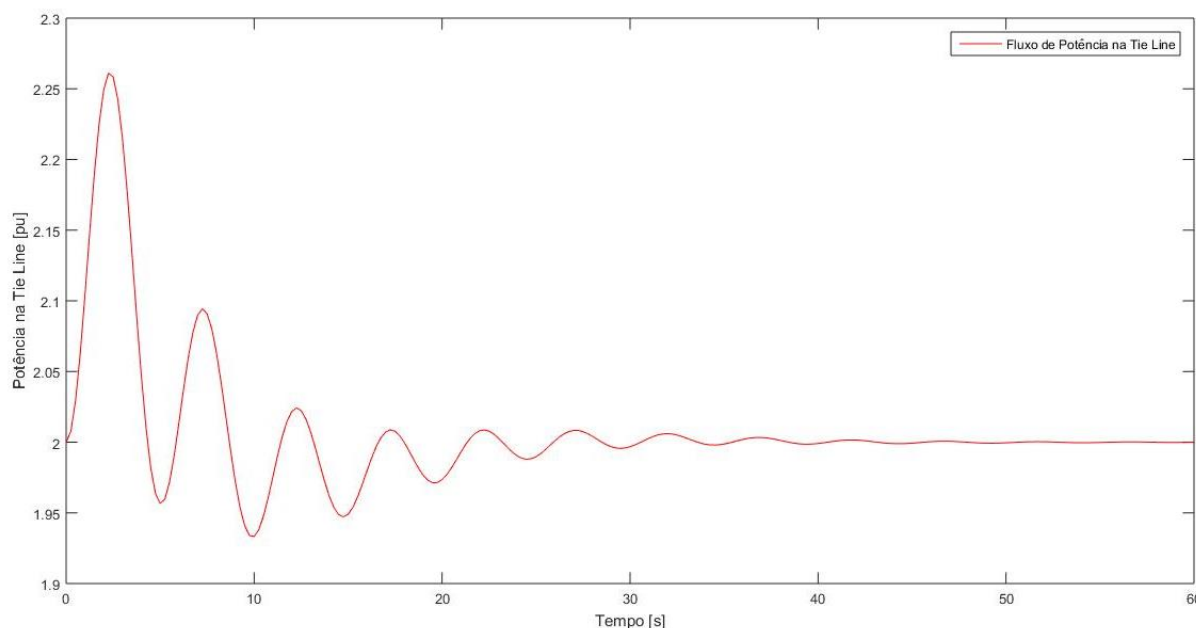


Fonte: Autoria própria (2018)

Analisando as respostas dos desvios de potência mecânica de cada área de controle, é possível identificar que a área que sofre a perturbação de carga assume toda a variação de potência para o controle secundário, cujo objetivo é retornar à frequência em seu valor nominal. Isso é comprovado através das curvas das unidades geradoras de ambas as áreas. Na área 1, os desvios apresentam inicialmente um sinal que se estabiliza em zero com o tempo tendendo ao infinito, o que corresponde a atuação apenas do controle primário, enquanto que na área 2, os desvios apresentam proporções diretas relativas à participação no CAG, assim como observado na simulação do caso multimáquinas com apenas uma área de controle (Gráficos 2.5 e 2.6).



Nota-se que o desvio de frequência é mais severo na área 2 sob o ponto de vista do transitório em virtude da perturbação de carga ocorrer na correspondente área de controle, uma vez que apresenta maior amplitude em um instante de tempo menor. Através do fluxo de potência ativa na *tie line*, a área 1 sofre o impacto da perturbação de carga momentos depois com uma menor intensidade.

Gráfico 2.10 – Desvio de potência na *tie line*

Fonte: Autoria própria (2018)

A partir da visualização do gráfico constata-se que no primeiro instante há um aumento do fluxo de potência na *tie line* referente ao intercâmbio de potência ativa da área 1 para a área 2 com o objetivo de compensar o incremento de carga na área 2. O desvio positivo do sinal é pertinente devido à definição matemática de ΔP_{12} , caso ocorresse um incremento de carga na área 1 ou um decréscimo de carga na área 2 esse parâmetro teria sinal oposto. A razão pelo qual o sinal tem seu início e sua estabilidade em 2 pu se deve ao fato da existência de um fluxo inicial pré-perturbação.

2.4 MODALIDADES DE OPERAÇÃO

Conforme explicado anteriormente, as análises dos sistemas interligados são baseadas em determinadas modalidades. De acordo com Lora e Nascimento (2004), normalmente, são utilizadas as modalidades de operação *flat-frequency* (FF), *flat-tie-line* (FTL) e *tie-line-bias* (TLB).

A modalidade *flat-frequency*, também conhecida como frequência constante, representa um sistema interligado de intercâmbio nulo de potências ativas entre áreas. Portanto, esses sistemas possuem somente controle para minimização dos desvios de frequência ($ECA = Bi \cdot \Delta f$). Devido a esta situação, essa é a operação usualmente utilizada pelos sistemas isolados, pois a frequência é a única grandeza afetada quando há variação de carga.

A modalidade *flat-tie-line*, também conhecida como intercâmbio constante, tem como objetivo anular somente os desvios de potência ativas de intercâmbio entre áreas ($ECA = \Delta P_{12}$). Dessa forma, esse sistema responde somente às variações de fluxo independentemente das variações e condições de frequência. Em virtude da ausência do controle dos desvios de frequência, essa modalidade deve ser aplicada em conjunto com as demais.

A modalidade *tie-line-bias*, utilizada neste estudo, também conhecida como intercâmbio e frequência constantes, responde tanto às variações de frequência como às variações de intercâmbio de potência ativas entre áreas ($ECA = Bi. \Delta f + \Delta P_{12}$). Nesta modalidade, o *bias* é ajustado para possuir valor numérico igual ao da característica natural de área (ONS, 2017). A operação desta modalidade em sistemas com perturbações de carga e geração estabelece um sinal correspondente ao ajuste *bias* e ao desvio de frequência e envia-o proporcionalmente a cada unidade geradora através dos fatores de participação, de modo a corrigir o desvio de frequência. Quando estabilizada a frequência em valor nominal, o controle irá atuar apenas para manter nulo o intercâmbio de desvio de potência ativa (KUNDUR, 1994).

2.5 COMENTÁRIOS GERAIS

Constata-se a importância do conhecimento separado de cada elemento para a análise dinâmica dos SEP, cujo objetivo é o reestabelecimento do equilíbrio entre carga e frequência em cenários submetidos a diversos distúrbios e perturbações. Embora o sistema possua uma regulação própria, esta muitas vezes não é suficiente, necessitando de outras regulações provenientes da malha de controle de potência ativa-frequência. Apesar do estatismo buscar a estabilidade do sistema, o mesmo traz um afastamento da frequência nominal pós-perturbação, o que é solucionado com o incremento de um regulador secundário.

Tendo em vista os vários cenários de SEP, identifica-se que os modelos multimáquinas e multiáreas aproximam-se mais da realidade. O sincronismo entre as unidades geradoras e a interligação entre as áreas de controle conferem ao sistema mais continuidade e confiabilidade da geração de energia elétrica. Outra vantagem dessas configurações refere-se ao suprimento de déficit energético.

Nos capítulos a seguir, será explorada a aplicação do controle moderno para o problema da regulação de frequência.

3 MODELAGEM DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO E CONTROLE ÓTIMO

Após diversos progressos, os sistemas elétricos tornaram-se mais complexos e as agências reguladoras vem, gradativamente, exigindo limites cada vez mais rigorosos o que proporcionou o interesse da aplicação do controle moderno no problema da estabilidade de frequência. A representação no domínio do tempo é uma base fundamental para a teoria de controle moderno e para otimização de sistemas (DORF; BISHOP, 2013). Espera-se que a ação do controle ótimo reduza o sobressinal e o tempo de estabilização da frequência quando comparado aos controles convencionais. Caso essa expectativa seja atendida, o sistema apresentará um desempenho operacional mais eficaz com um desgaste menor das válvulas.

O CAG, abordado no capítulo anterior, estudou a modelagem de sistema de potência no domínio da frequência. Embora o desenvolvimento neste domínio seja mais usual, o controle ótimo necessita de uma análise no domínio do tempo para a especificação dos índices de desempenho em regime transitório e permanente. As Seções 3.1 e 3.2 apresentam os conceitos e as formulações do custo quadrático do controle ótimo e a análise do SEP no domínio do tempo introduzindo o método de variáveis de estado, respectivamente.

3.1 CONTROLE ÓTIMO

As variáveis de estados dependem das excitações de entrada e das equações que regem a dinâmica, conhecidas no capítulo anterior, para descrever a configuração de um sistema e o desenvolvimento de sua resposta futura. A representação do sistema através das variáveis de estado pode ser expressa pela Equação Diferencial Ordinária (EDO) dada pela Equação (3.1).

$$\dot{X}(t) = AX(t) + BU(t) \quad (3.1)$$

sendo A a matriz de estados, $X(t)$ o vetor de estados, B a matriz de controle e $U(t)$ a lei de controle linear do sistema. Essa metodologia aplicada aos cenários de SEP determina os parâmetros mencionados.

O projeto de controle ótimo tem como objetivo um sistema capaz de oferecer o desempenho operacional desejado a partir da minimização de um índice de desempenho quadrático J . Considerando sistemas em regime permanente ou transitório, esse índice pode ser representado no domínio do tempo, conforme apresentado na Equação (3.2)

$$J = \int_0^{\infty} L(X, U) dt, \quad (3.2)$$

em que $L(X, U)$ está relacionado ao erro instantâneo entre o estado do sistema e a sua referência. O somatório da integral de sinais opostos com grandes amplitudes em diferentes instantes de tempo pode resultar em baixos valores de J , o que não condiz com a realidade. Dessa forma, o cálculo deste índice poderia não reduzir o valor do erro ao longo do intervalo de tempo. Em cenários de SEP, esse problema é verificado em sinais opostos de variação de frequência ocasionados por perturbações de cargas.

Conforme Dorf e Bishop (2013), um índice de desempenho apropriado para propósitos analíticos e computacionais corresponde à Integral do Erro Quadrático (IEQ) que remete ao custo utilizado no LQR. A relação entre o índice de desempenho e uma variável de estado escalar pode ser definida arbitrariamente por um valor escalar q relativo à ponderação do estado.

$$J_x = \int_0^{\infty} qx(t)^2 dt \quad (3.3)$$

Além de depender das variáveis de estado do sistema, o J também sofre influência do sinal de controle $u(t)$. Analogamente ao que foi proposto com as variáveis de estado, pode-se ponderar a relação entre J e $u(t)$ utilizando nesse caso o r como o valor escalar que desempenha a mesma função de ponderação de q , porém agora sobre o controle.

$$J_u = \int_0^{\infty} ru(t)^2 dt \quad (3.4)$$

Desta forma, é possível obter a resultante do índice de desempenho quadrático para um sistema escalar.

$$J = J_x + J_u = \int_0^{\infty} (qx(t)^2 + ru(t)^2) dt \quad (3.5)$$

Para o estudo do controle de estabilidade de frequência, é necessário considerar mais variáveis de estado e de controle, exigindo a mudança desses parâmetros escalares para vetoriais tornando a análise multivariável. Posto isto, os quadrados das variáveis podem ser representados pela multiplicação da matriz referente à variável pela sua transposta, conforme apresentado na Equação (3.6)

$$J = \int_0^{\infty} (X^T(t) Q_c X(t) + U^T(t) R_c U(t)) dt, \quad (3.6)$$

em que Q_c e R_c são matrizes definidas positivas, reais e simétricas.

Assim, segundo Ogata (2010), o vetor de controle é definido como uma realimentação dos estados do sistema, de forma a minimizar o índice de desempenho para se obter um sistema de controle ótimo, dado na Equação (3.7)

$$U(t) = -KX(t), \quad (3.7)$$

em que K é uma matriz de ganho ótimo $m \times n$ com coeficientes a se determinar. O vetor de controle corresponde a uma realimentação de estados ponderada em um ganho negativo, de modo a compensar os desvios de frequência encontrados nos sistemas. Substituindo a Equação (3.7) na EDO da Equação (3.1), obtém-se uma relação voltada apenas ao vetor de variável de estado, que representa um sistema de malha fechada, de acordo com a Equação (3.8).

$$\dot{X}(t) = AX(t) - BKX(t) = (A - BK)X(t) \quad (3.8)$$

Definida a lei de controle linear, aplica-se à Equação (3.6), resultando em

$$J = \int_0^{\infty} (X^T Q_c X + X^T K^T R_c K X) dt = \int_0^{\infty} X^T (Q_c + K^T R_c K) X dt. \quad (3.9)$$

Os coeficientes da matriz K são dependentes de uma matriz simétrica real P de ordem $n \times n$. O conhecimento dos valores da matriz P possibilita estabelecer um ganho ótimo para o sistema. Segundo Dorf e Bishop (2013), postula-se a existência de uma diferencial exata para definir o valor mínimo de J , de modo que P satisfaça a Equação (3.10).

$$X^T (Q_c + K^T R_c K) X = -\frac{d}{dt} (X^T P X) = -\dot{X}^T P X - X^T P \dot{X} \quad (3.10)$$

Substituindo a Equação (3.10) na Equação (3.9), encontra-se o índice de desempenho na forma de diferencial exata.

$$J = \int_0^{\infty} X^T(Q_c + K^T R_c K)X dt = \int_0^{\infty} -\frac{d}{dt}(X^T P X) dt \quad (3.11)$$

Aplicando o teorema fundamental do cálculo, obtém-se a Equação (3.12).

$$J = -X^T P X \Big|_0^{\infty} = -X^T(\infty) P X(\infty) + X^T(0) P X(0) \quad (3.12)$$

De acordo com Dorf e Bishop (2013), considerando a matriz $A - BK$ estável, isto é, com todos os seus autovalores no semi-plano esquerdo do plano complexo, quando o tempo tende a infinito, $X(t)$ tenderá a zero, pois ao longo do tempo o controlador compensará os desvios de frequência. Dessa forma, o índice de desempenho mínimo é calculado somente em relação as condições iniciais do sistema e à matriz P resultando em um valor escalar.

$$J = X^T(0) P X(0) \quad (3.13)$$

Substituindo ainda a Equação (3.8) na Equação (3.10) e aplicando as propriedades matriciais é possível chegar na Equação (3.14).

$$X^T(Q_c + K^T R_c K)X = -X^T[(A - BK)^T P + P(A - BK)]X \quad (3.14)$$

A relação anterior permite identificar a seguinte igualdade.

$$(Q_c + K^T R_c K) = -[(A - BK)^T P + P(A - BK)] \quad (3.15)$$

Conhecidos os valores das condições iniciais dos vetores de estado, é desejável encontrar a matriz P para se obter o valor escalar de J . Por se tratar de um cálculo matricial, é inviável isolar a matriz P da Equação (3.15). Logo, procura-se uma relação implícita para descrever a matriz P em função de K .

$$A^T P + P A - K^T B^T P - P B K + K^T R_c K + Q_c = 0 \quad (3.16)$$

A Equação (3.16) possibilita identificar mais de uma solução para a matriz P que satisfaça a igualdade, porém devem-se considerar apenas as definidas positivas para garantir a estabilidade do sistema (OGATA, 2010). Para se determinar a matriz K que minimiza o custo dado pela Equação (3.13), calcula-se a derivada do índice J

em relação a K e iguala-se essa derivada a zero. Sendo assim, para derivar a equação correspondente ao custo, necessita-se lembrar que o vetor $X(0)$ é constante, encontrando dessa forma a seguinte relação:

$$\frac{dP}{dK} = 0. \quad (3.17)$$

Tendo em vista que se almeja a solução de K , derivam-se ambos os lados da Equação (3.16) em relação a K de forma a obter Equação (3.18).

$$\begin{aligned} \frac{d(A^T P)}{dK} + \frac{d(PA)}{dK} - \frac{d(K^T B^T P)}{dK} - \frac{d(PBK)}{dK} + \frac{d(K^T R_C K)}{dK} + \frac{d(Q_C)}{dK} = 0 \\ A^T \frac{d(P)}{dK} + \frac{d(P)}{dK} A - B^T P - K^T B^T \frac{d(P)}{dK} - B^T P - \frac{d(P)}{dK} B K + (R_C + R_C^T) K = 0 \end{aligned} \quad (3.18)$$

Zerando as derivadas de constantes e os termos com diferenciais da matriz P em relação a K , chega-se na Equação (3.20) por meio da álgebra matricial dada pela Equação 3.19

$$\begin{aligned} -B^T P - B^T P + (R_C + R_C^T) K = 0 \\ -2B^T P + 2R_C K = 0, \end{aligned} \quad (3.19)$$

que possibilita a definição da matriz de ganho.

$$K = R_C^{-1} B^T P \quad (3.20)$$

Visando obter o P que resulta em um índice de desempenho mínimo, substitui-se o valor de K , dado pela Equação (3.20) na Equação (3.16), resultando na equação algébrica de Riccati.

$$A^T P + PA - P B R_C^{-1} B^T P + Q_C = 0 \quad (3.21)$$

Deve-se salientar que, para desenvolver um projeto de LQR, é necessário primeiramente solucionar a equação algébrica de Riccati para a matriz P e, em seguida, obter o valor de K por meio da Equação (3.20) e o índice de desempenho quadrático por meio da Equação (3.13). A lei de controle ótimo será dada então pela Equação (3.7) com o valor de K obtido.

3.2 MODELAGEM DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO

A comparação do controle ótimo com o controle convencional a partir da análise do custo, fundamentado na subseção anterior, requer a representação no domínio do tempo dos sistemas de potência, a fim de determinar a matriz de estados e a matriz de controle indicadas na Equação (3.1).

O estudo confronta a modelagem dos sistemas de potência isolados e interligados por duas áreas de controle, ambos utilizando turbinas térmicas com reaquecimento desprezando o estágio de baixa pressão. Ainda, para o equacionamento, consideram-se os equivalentes da parte elétrica e mecânica de cada área.

3.2.1 Sistemas Elétricos de Potência Isolados

A comparação do controle LQR com o controle convencional em sistemas isolados com turbina térmica sem reaquecimento é abordada por Braga *et al.* (2016). De acordo com o estudo, adaptou-se a modelagem proposta para uma turbina térmica com reaquecimento. Neste cenário, as variáveis de estado são a variação da frequência da rede, a variação da potência mecânica da turbina e sua derivada e a variação de abertura da válvula, expressas no domínio da frequência através das Equações (3.22) – (3.25), respectivamente.

$$X_1 = \Delta f = \left[\frac{1}{s2H+D} \right] (\Delta P_m - \Delta P_c) \quad (3.22)$$

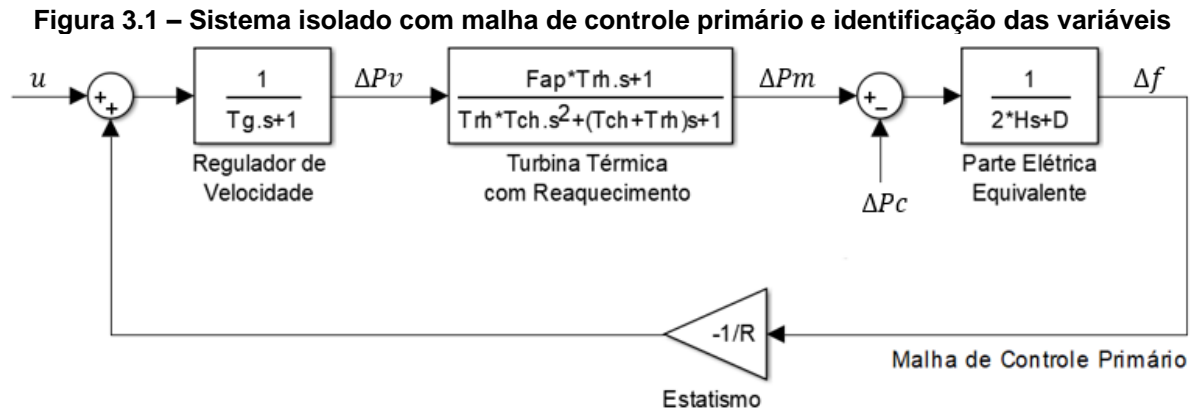
$$X_2 = \Delta P_m = \left[\frac{1+sF_{ap}T_{rh}}{(1+sT_{ch})(1+sT_{rh})} \right] \Delta P_v \quad (3.23)$$

$$X_3 = \dot{\Delta P}_m \quad (3.24)$$

$$X_4 = \Delta P_v = \left[\frac{1}{sT_g+1} \right] \left(U - \frac{\Delta f}{R} \right) \quad (3.25)$$

Visto que a função de transferência da turbina com reaquecimento é de segunda ordem, considera-se também como variável de estado a derivada da variação de potência mecânica, diferentemente da turbina sem reaquecimento que possui apenas três variáveis de estado.

As variáveis de estados reproduzem o efeito da resposta de cada componente básico do controle de velocidade. Em contrapartida, a variável de entrada expressa a percepção da perturbação de carga e corresponde à lei de controle linear. Para uma melhor visualização indicam-se os parâmetros no domínio da frequência que regem a dinâmica do sistema isolado na Figura 3.1.



Fonte: Autoria própria (2018)

Aplicando a transformada inversa de Laplace considerando condições iniciais nulas obtêm-se as equações do sistema no domínio do tempo, conforme o equacionamento a seguir.

$$\dot{X}_1 = \dot{\Delta f} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_c - D\Delta f}{2H}$$

$$\dot{X}_1 = \frac{X_2 - \Delta P_c - DX_1}{2H} \quad (3.26)$$

$$\dot{X}_2 = \dot{\Delta P}_m = X_3 \quad (3.27)$$

$$\dot{X}_3 = \dot{\Delta P}_m = \frac{-(T_{rh} + T_{ch})\Delta P_m}{T_{rh}T_{ch}} - \frac{\Delta P_m}{T_{rh}T_{ch}} + \frac{(T_g - F_{ap}T_{rh})\Delta P_v}{T_gT_{rh}T_{ch}} - \frac{F_{ap}\Delta f}{RT_gT_{ch}} + \frac{F_{ap}U}{RT_gT_{ch}}$$

$$\dot{X}_3 = \frac{-(T_{rh} + T_{ch})X_3}{T_{rh}T_{ch}} - \frac{X_2}{T_{rh}T_{ch}} + \frac{(T_g - F_{ap}T_{rh})X_4}{T_gT_{rh}T_{ch}} - \frac{F_{ap}X_1}{RT_gT_{ch}} + \frac{F_{ap}U}{RT_gT_{ch}} \quad (3.28)$$

$$\dot{X}_4 = \dot{\Delta P}_v = \frac{U}{T_g} - \frac{\Delta f}{RT_g} - \frac{\Delta P_v}{T_g}$$

$$\dot{X}_4 = \frac{U}{T_g} - \frac{X_1}{RT_g} - \frac{X_4}{T_g} \quad (3.29)$$

Reproduzidas as variáveis de estados em forma matricial na Equação (3.30) é possível identificar os vetores $\dot{X}(t)$ e $X(t)$, as matrizes A e B e um termo extra, referente ao distúrbio da carga, quando comparadas à Equação (3.1).

$$\dot{X} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{-D}{2H} & \frac{1}{2H} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ \frac{-F_{ap}}{RT_g T_{ch}} & \frac{-1}{T_{rh} T_{ch}} & \frac{-(T_{rh} + T_{ch})}{T_{rh} T_{ch}} & \frac{T_g - F_{ap} T_{rh}}{T_g T_{rh} T_{ch}} \\ \frac{-1}{RT_g} & 0 & 0 & \frac{-1}{T_g} \end{bmatrix}}_A X + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{F_{ap}}{T_g T_{ch}} \\ \frac{1}{T_g} \end{bmatrix}}_B U + \underbrace{\begin{bmatrix} -1 \\ \frac{2H}{2H} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}}_{\text{Termo extra}} \Delta P_c \quad (3.30)$$

O formato padrão das equações em espaço de estado é composto apenas pelas matrizes A e B , o que pode ser encontrado por meio de mudanças de variáveis considerando o regime permanente obtido após a perturbação de carga e a atuação do controle. Nessas circunstâncias, segundo Vieira-Filho (1984), a variável Δf e $\Delta \dot{P}_m$ terão valores nulos e as variáveis ΔP_m , ΔP_v e U terão valores iguais a ΔP_c em regime permanente, visto que a potência gerada pelo sistema absorve todo o impacto causado pela perturbação. Assim,

$$X' = \begin{bmatrix} \Delta f \\ \Delta P_m \\ \Delta \dot{P}_m \\ \Delta P_v \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta f_{rp} \\ \Delta P_{m,rp} \\ \Delta \dot{P}_{m,rp} \\ \Delta P_{v,rp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta f - 0 \\ \Delta P_m - \Delta P_c \\ \Delta \dot{P}_m - 0 \\ \Delta P_v - \Delta P_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta f \\ \Delta P_m - \Delta P_c \\ \Delta \dot{P}_m \\ \Delta P_v - \Delta P_c \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

$$U' = U - U_{rp} = U - \Delta P_c \quad (3.32)$$

Considerando condições iniciais do sistema ($t=0$).

$$X'(0) = \begin{bmatrix} \Delta f(0) \\ \Delta P_m(0) - \Delta P_c \\ \Delta \dot{P}_m(0) \\ \Delta P_v(0) - \Delta P_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -\Delta P_c \\ 0 \\ -\Delta P_c \end{bmatrix}$$

$$X(0) = X'(0) + X_{rp} = X'(0) + \begin{bmatrix} 0 \\ \Delta P_c \\ 0 \\ \Delta P_c \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$U(0) = U'(0) + U_{rp} = U'(0) + \Delta P_c \quad (3.34)$$

Substituindo os resultados da Equação (3.31) e da Equação (3.32) na Equação (3.30), obtém-se o modelo de SEP isolado em espaço de estados para o desenvolvimento do controle ótimo.

$$\dot{X}' = \begin{bmatrix} \frac{-D}{2H} & \frac{1}{2H} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ \frac{-F_{ap}}{RT_g T_{ch}} & \frac{-1}{T_{rh} T_{ch}} & \frac{-(T_{rh} + T_{ch})}{T_{rh} T_{ch}} & \frac{T_g - F_{ap} T_{rh}}{T_g T_{rh} T_{ch}} \\ \frac{-1}{RT_g} & 0 & 0 & \frac{-1}{T_g} \end{bmatrix} X' + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{F_{ap}}{T_g T_{ch}} \\ \frac{1}{T_g} \end{bmatrix} U' \quad (3.35)$$

3.2.2 Sistemas Elétricos de Potência Interligados por Duas Áreas

A aplicação da teoria moderna de otimização de controles no problema específico de CAG para sistemas interligados é referenciada por Vieira-Filho (1984). O sistema proposto pelo autor consiste em duas áreas de controle com turbinas térmicas sem reaquecimento, porém a modelagem desenvolvida neste estudo contempla a etapa do reaquecimento.

Neste cenário, as variáveis de estado relacionadas aos sistemas interligados englobam, além das descritas na modelagem do sistema isolado, a variação do fluxo de potência entre áreas. A importância da sua consideração decorre da necessidade de expressar o intercâmbio involuntário a fim de compensar as perturbações de carga. O desvio de intercâmbio é observado com sinais opostos pelas diferentes áreas, logo sua representação é única. Todas as demais variáveis de estados são representadas para ambas as áreas seguindo a mesma lógica.

Posto isso, as variáveis de estado no domínio da frequência para os sistemas interligados são apresentadas pelas Equações (3.36) – (3.44).

$$X_1 = \Delta P_{12} = T (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (3.36)$$

$$X_2 = \Delta f_1 = \left[\frac{1}{s2H_1 + D_1} \right] (\Delta P m_1 - \Delta P c_1 - \Delta P_{12}) \quad (3.37)$$

$$X_3 = \Delta P m_1 = \left[\frac{1 + sF_{ap1} T_{rh1}}{(1 + sT_{ch1})(1 + sT_{rh1})} \right] \Delta P v_1 \quad (3.38)$$

$$X_4 = \Delta \dot{P} m_1 \quad (3.39)$$

$$X_5 = \Delta P v_1 = \left[\frac{1}{sTg_1+1} \right] \left(U_1 - \frac{\Delta f_1}{R_1} \right) \quad (3.40)$$

$$X_6 = \Delta f_2 = \left[\frac{1}{s^2H_2+D_2} \right] (\Delta P m_2 - \Delta P c_2 + \Delta P_{12}) \quad (3.41)$$

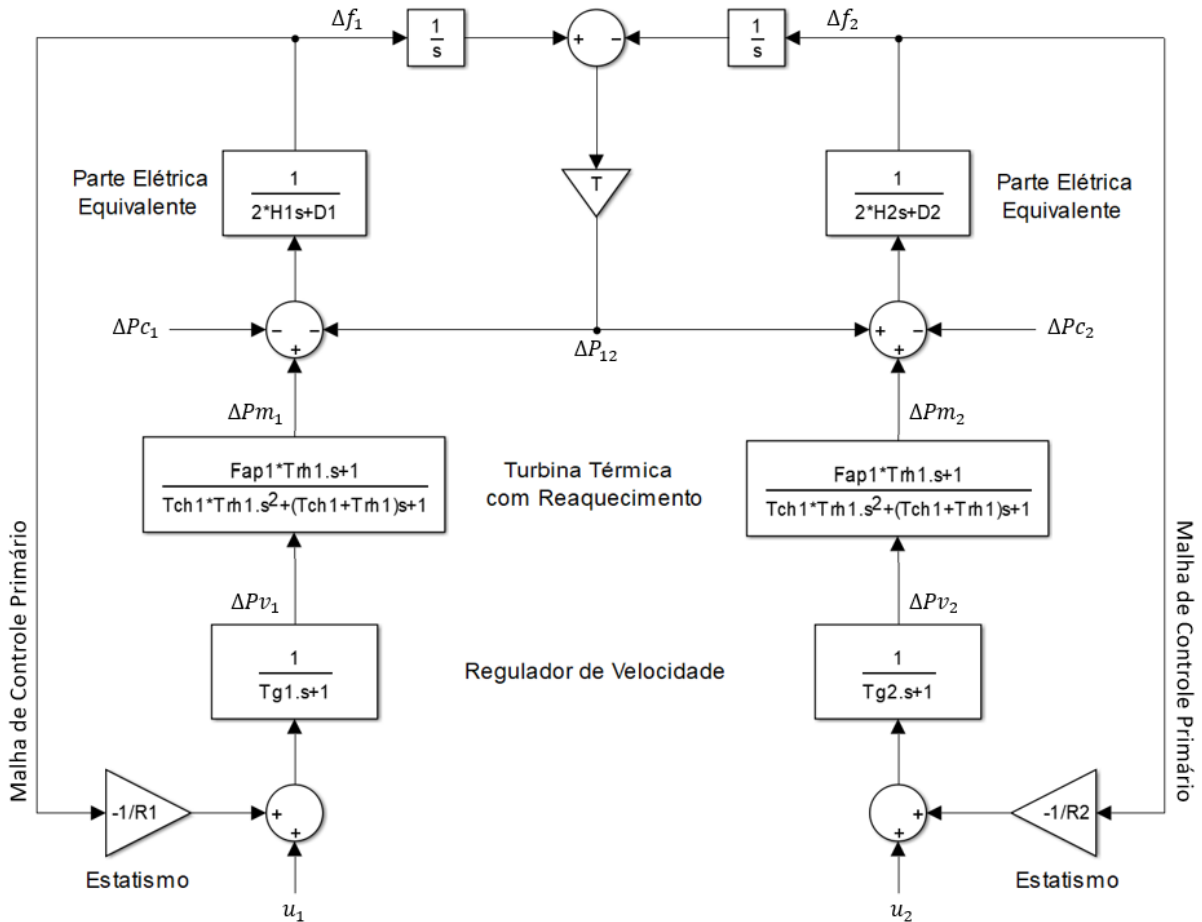
$$X_7 = \Delta P m_2 = \left[\frac{1+sFap_2Trh_2}{(1+sTch_2)(1+sTrh_2)} \right] \Delta P v_2 \quad (3.42)$$

$$X_8 = \Delta P \dot{m}_2 \quad (3.43)$$

$$X_9 = \Delta P v_2 = \left[\frac{1}{sTg_2+1} \right] \left(U_2 - \frac{\Delta f_2}{R_2} \right) \quad (3.44)$$

Salienta-se a necessidade de incluir a representação do desvio de intercâmbio entre as áreas na equação da variação da frequência da rede, diferentemente do caso isolado. Ainda, são definidas duas variáveis de controle U_1 e U_2 , correspondentes a cada área. Para uma melhor visualização indicam-se os parâmetros que regem a dinâmica do sistema interligado na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Sistema interligado com malha de controle primário e identificação das variáveis



Fonte: Autoria própria (2018)

Aplicando a transformada inversa de Laplace considerando condições iniciais nulas, obtêm-se as equações do sistema no domínio do tempo, conforme o equacionamento a seguir.

$$\dot{X}_1 = \Delta \dot{P}_{12} = T(\Delta f_1 - \Delta f_2)$$

$$\dot{X}_1 = T(X_2 - X_7) \quad (3.45)$$

$$\dot{X}_2 = \Delta \dot{f}_1 = \frac{\Delta P m_1 - \Delta P c_1 - D_1 \Delta f_1 - \Delta \dot{P}_{12}}{2H_1}$$

$$\dot{X}_2 = \frac{X_3 - \Delta P c_1 - D_1 X_2 - X_1}{2H_1} \quad (3.46)$$

$$\dot{X}_3 = \Delta \dot{P} m_1 = X_4 \quad (3.47)$$

$$\dot{X}_4 = \Delta \dot{P} \ddot{m}_1 = \frac{-(Trh_1 + Tch_1) \Delta P m_1}{Trh_1 Tch_1} - \frac{\Delta P m_1}{Trh_1 Tch_1} + \frac{(Tg_1 - Fap_1 Trh_1) \Delta P v_1}{Tg_1 Trh_1 Tch_1} - \frac{Fap_1 \Delta f_1}{R_1 Tg_1 Tch_1} + \frac{Fap_1 u_1}{Tg_1 Tch_1}$$

$$\dot{X}_4 = \frac{-(Trh_1 + Tch_1)X_4}{Trh_1 Tch_1} - \frac{X_3}{Trh_1 Tch_1} + \frac{(Tg_1 - Fap_1 Trh_1)X_5}{Tg_1 Trh_1 Tch_1} - \frac{Fap_1 X_2}{R_1 Tg_1 Tch_1} + \frac{Fap_1 U_1}{Tg_1 Tch_1} \quad (3.48)$$

$$\dot{X}_5 = \Delta \dot{P}v_1 = \frac{U_1}{Tg_1} - \frac{\Delta f_1}{Tg_1 R_1} - \frac{\Delta P v_1}{Tg_1}$$

$$\dot{X}_5 = \frac{U_1}{Tg_1} - \frac{X_2}{Tg_1 R_1} - \frac{X_5}{Tg_1} \quad (3.49)$$

$$\dot{X}_6 = \Delta \dot{f}_2 = \frac{\Delta P m_2 - \Delta P c_2 - D_2 \Delta f_2 + \Delta \dot{P}_{12}}{2H_2}$$

$$\dot{X}_6 = \frac{X_7 - \Delta P c_2 - D_2 X_6 + X_1}{2H_2} \quad (3.50)$$

$$\dot{X}_7 = \Delta \dot{P}m_2 = X_8 \quad (3.51)$$

$$\dot{X}_8 = \Delta \dot{P}m_2 = \frac{-(Trh_2 + Tch_2)\Delta \dot{P}m_2}{Trh_2 Tch_2} - \frac{\Delta P m_2}{Trh_2 Tch_2} + \frac{(Tg_2 - Fap_2 Trh_2)\Delta P v_2}{Tg_2 Trh_2 Tch_2} - \frac{Fap_2 \Delta f_2}{R_2 Tg_2 Tch_2} + \frac{Fap_2 U_2}{Tg_2 Tch_2}$$

$$\dot{X}_8 = \frac{-(Trh_2 + Tch_2)X_8}{Trh_2 Tch_2} - \frac{X_7}{Trh_2 Tch_2} + \frac{(Tg_2 - Fap_2 Trh_2)X_9}{Tg_2 Trh_2 Tch_2} - \frac{Fap_2 X_6}{R_2 Tg_2 Tch_2} + \frac{Fap_2 U_2}{Tg_2 Tch_2} \quad (3.52)$$

$$\dot{X}_9 = \Delta \dot{P}v_2 = \frac{U_2}{Tg_2} - \frac{\Delta f_2}{Tg_2 R_2} - \frac{\Delta P v_2}{Tg_2}$$

$$\dot{X}_9 = \frac{U_2}{Tg_2} - \frac{X_6}{Tg_2 R_2} - \frac{X_9}{Tg_2} \quad (3.53)$$

Analogamente ao presenciado no sistema isolado, identifica-se um termo extra quando escrita de forma matricial, como pode ser visto na Equação (3.54).

$$\dot{X} = \begin{bmatrix} 0 & T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-1}{2H_1} & \frac{-D}{2H_1} & \frac{1}{2H_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{2H_1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-Fap_1}{Tch_1 R_1 Tg_1} & \frac{-1}{Tch_1 Trh_1} & \frac{-(Tch_1 + Trh_1)}{Tch_1 Trh_1} & \frac{Tg_1 - Fap_1 Trh_1}{Tch_1 Trh_1 Tg_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{Fap_1}{Tg_1 Tch_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-1}{R_1 Tg_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{Tg_1} & 0 & 0 \\ \frac{1}{2H_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2H_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{2H_2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-Fap_2}{Tch_2 R_2 Tg_2} & \frac{-1}{Tch_2 Trh_2} & \frac{-(Tch_2 + Trh_2)}{Tch_2 Trh_2} & \frac{Tg_2 - Fap_2 Trh_2}{Tch_2 Trh_2 Tg_2} & \frac{Fap_2}{Tg_2 Tch_2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{R_2 Tg_2} & 0 & 0 & \frac{-1}{Tg_2} & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{C_1} \\ \Delta P_{C_2} \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

Visando adequar ao formato padrão das equações em espaço de estado aplicam-se novamente as mudanças de variáveis que consideram o regime permanente. Nesse contexto, as variáveis Δf , ΔP_m e ΔP_{12} terão valores nulos e as variáveis ΔP_m , ΔP_v e U terão valores iguais a ΔP_c em regime permanente pelo mesmo motivo do isolado. A razão pela qual considera-se o fluxo de potência em regime permanente igual a zero compete a adoção da modalidade *tie-line-bias*. Assim,

$$X' = \begin{bmatrix} \Delta P_{12} \\ \Delta f_1 \\ \Delta P m_1 \\ \Delta \dot{P} m_1 \\ \Delta P v_1 \\ \Delta f_2 \\ \Delta P m_2 \\ \Delta \dot{P} m_2 \\ \Delta P v_2 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta P_{12 rp} \\ \Delta f_{1 rp} \\ \Delta P m_{1 rp} \\ \Delta \dot{P} m_{1 rp} \\ \Delta P v_{1 rp} \\ \Delta f_{2 rp} \\ \Delta P m_{2 rp} \\ \Delta \dot{P} m_{2 rp} \\ \Delta P v_{2 rp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_{12} - 0 \\ \Delta f_1 - 0 \\ \Delta P m_1 - \Delta P c_1 \\ \Delta \dot{P} m_1 - 0 \\ \Delta P v_1 - \Delta P c_1 \\ \Delta f_2 - 0 \\ \Delta P m_2 - \Delta P c_2 \\ \Delta \dot{P} m_2 - 0 \\ \Delta P v_2 - \Delta P c_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_{12} \\ \Delta f_1 \\ \Delta P m_1 - \Delta P c_1 \\ \Delta \dot{P} m_1 \\ \Delta P v_1 - \Delta P c_1 \\ \Delta f_2 \\ \Delta P m_2 - \Delta P c_2 \\ \Delta \dot{P} m_2 \\ \Delta P v_2 - \Delta P c_2 \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

$$U' = U - U_{rp} = U - \begin{bmatrix} \Delta P c_1 \\ \Delta P c_2 \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

Considerando condições iniciais do sistema (t=0).

$$X'(0) = \begin{bmatrix} \Delta P_{12}(0) \\ \Delta f_1(0) \\ \Delta P m_1(0) - \Delta P c_1 \\ \Delta \dot{P} m_1(0) \\ \Delta P v_1(0) - \Delta P c_1 \\ \Delta f_2(0) \\ \Delta P m_2(0) - \Delta P c_2 \\ \Delta \dot{P} m_2(0) \\ \Delta P v_2(0) - \Delta P c_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -\Delta P c_1 \\ 0 \\ -\Delta P c_1 \\ 0 \\ -\Delta P c_2 \\ 0 \\ -\Delta P c_2 \end{bmatrix}$$

$$X(0) = X'(0) + X_{rp} = X'(0) + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta Pc_1 \\ 0 \\ \Delta Pc_1 \\ 0 \\ \Delta Pc_2 \\ 0 \\ \Delta Pc_2 \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

$$U(0) = U'(0) + U_{rp} = U'(0) + \begin{bmatrix} \Delta Pc_1 \\ \Delta Pc_2 \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

Substituindo os resultados da Equação (3.55) e da Equação (3.56) na Equação (3.54) encontra-se o modelo de SEP interligado em espaço de estados para o desenvolvimento do controle ótimo.

$$\dot{X}' = \begin{bmatrix} 0 & T & 0 & 0 & 0 & 0 & -T & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{-1}{2H_1} & \frac{-D}{2H_1} & \frac{1}{2H_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-Fap_1}{Tch_1 R_1 Tg_1} & \frac{-1}{Tch_1 Trh_1} & \frac{-(Tch_1 + Trh_1)}{Tch_1 Trh_1} & \frac{Tg_1 - Fap_1 Trh_1}{Tch_1 Trh_1 Tg_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{Fap_1}{Tg_1 Tch_1} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{R_1 Tg_1} & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{Tg_1} & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{Tg_1} & 0 \\ \frac{1}{2H_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-D}{2H_2} & \frac{1}{2H_2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-Fap_2}{Tch_2 R_2 Tg_2} & \frac{-1}{Tch_2 Trh_2} & \frac{-(Tch_2 + Trh_2)}{Tch_2 Trh_2} & \frac{Tg_2 - Fap_2 Trh_2}{Tch_2 Trh_2 Tg_2} & \frac{Fap_2}{Tg_2 Tch_2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{R_2 Tg_2} & 0 & 0 & \frac{-1}{Tg_2} & \frac{1}{Tg_2} \end{bmatrix} X' + U' \quad (3.59)$$

3.3 COMENTÁRIOS GERAIS

Observa-se a importância da modelagem dos sistemas para análise sobre o custo, visto que para haver uma comparação realística entre o controle convencional e o controle ótimo, ambos aplicados ao problema de estabilidade de frequência, torna-se necessário que o valor de índice de desempenho seja o menor para cada caso.

A seguir com os estudos, serão comparadas as modelagens no domínio do tempo do SEP isolado e interligado em um sistema composto por duas áreas de controle. A implementação do controle isolado em sistemas interligados decorre da duplicação da modelagem desenvolvida em uma única área para a área adjacente, permitindo o confronto dos cenários de forma a encontrar a resposta de maior eficiência.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

O trabalho proposto busca comparar o controle convencional com o controle ótimo aplicados ao problema de estabilidade de frequência em SEP interligados. Os Capítulos 1, 2 e 3 proporcionaram o embasamento teórico para o desenvolvimento do projeto LQR visando uma resposta mais eficiente do sistema através da análise da faixa de frequência de operação estabelecida pela ANEEL e do índice de desempenho, parâmetros decisivos para o confronto dos resultados.

O sistema explorado nesta análise contempla a interligação de duas áreas de controle. A comparação dos métodos é baseada em três cenários:

- Cenário 1: Controle automático de geração;
- Cenário 2: Regulador linear quadrático modelado para uma área de controle; e
- Cenário 3: Regulador linear quadrático modelado para duas áreas de controle.

O cenário 2 utiliza as matrizes A e B modeladas para sistemas isolados na Equação (3.35), enquanto que o cenário 3 utiliza as matrizes A e B modeladas para sistemas interligados por duas áreas de controle na Equação (3.59). Para fins de comparação, é necessário duplicar o controlador desenvolvido em uma única área para a área adjacente, tornando possível a implementação do projeto do controle isolado em sistemas interligados.

4.1 PARÂMETROS DO PROJETO

O sistema interligado por duas áreas de controle é composto por seus conjuntos equivalentes de duas unidades turbina-gerador. A turbina empregada é a turbina térmica com reaquecimento que despreza o estágio de baixa pressão, segundo a função de transferência da Figura 2.5. Adotou-se os valores dos parâmetros dos elementos básicos de controle de velocidade para uma unidade geradora, conforme a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Parâmetros dos elementos básicos de controle de velocidade para uma unidade geradora referente ao projeto

D	H	T_{ch}	T_g	F_{ap}	T_{rh}	R
1 pu	5 s	0,3 s	0,2 s	3 %	7 s	5 %

Fonte: Autoria própria (2018)

Tendo em vista que a modelagem desenvolvida assume o modelo equivalente da área de controle, necessitou-se calcular o equivalente elétrico e mecânico de forma que a constante de tempo de inércia resulta em 10 s e o estatismo em 0,025. Para verificar o comportamento dos controles aplicou-se uma variação de carga do tipo degrau de magnitude 1 pu na área de controle 1 no instante igual a 1 s, o que representa uma perturbação severa. As simulações serão fundamentadas na modalidade *tie-line-bias*, responsável pelo controle mútuo dos desvios de frequência e das variações de intercâmbio de potência ativa entre áreas. Considera-se um fluxo de potência pré-perturbação na *tie line* de 2 pu da área 1 para a área 2.

Para que se possa realizar uma comparação justa adotam-se as mesmas variáveis de estado para compor o índice de desempenho, equiparando, nos três cenários, as penalizações dos erros das variáveis de estado e da energia da ação do controle, dados pelas matrizes Q_c e R_c , respectivamente. Ressalta-se que essas matrizes de ponderações podem ser definidas arbitrariamente pelo projetista a partir das limitações físicas dos sistemas. O método abordado neste estudo é a Regra de Bryson que determina a seleção dos pesos dos termos da diagonal principal de ambas as matrizes pelas Equações (4.1) e (4.2)

$$Q_{c_{ij}} = \frac{1}{(\Delta x_{ij})^2} \quad (4.1)$$

$$R_{c_{ij}} = \frac{1}{(\Delta u_{ij})^2}, \quad (4.2)$$

em que Δx_{ij} e Δu_{ij} representam as amplitudes das variações aceitáveis de operação do estado e da ação de controle, respectivamente (BRYSON; HO, 1975).

Neste estudo, a variável de estado penalizada é a variação de frequência, pois apresenta limitações mais críticas quando comparada com as demais. De acordo com as faixas de operação ditadas pela ANEEL, considerou-se uma amplitude de operação aceitável da variação da frequência de 0,05 pu, o que corresponde a 3 Hz.

Diante do exposto, empregam-se aos dois primeiros cenários – CAG e LQR modelado para uma área de controle – as mesmas matrizes Q_c e R_c , conforme Equações (4.3) e (4.4).

$$Q_{c_1} = Q_{c_2} = \begin{bmatrix} \frac{1}{0,05^2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$R_{c_1} = R_{c_2} = 1 \quad (4.4)$$

Enquanto que para o terceiro cenário – LQR modelado para duas áreas de controle – as matrizes Q_c e R_c são dadas pelas Equações (4.5) e (4.6).

$$Q_{c_3} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{0,05^2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{0,05^2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$R_{c_3} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Na sequência, após determinadas as matrizes de ponderação, estipulam-se as variáveis de estado para o desenvolvimento do índice de desempenho. A escolha preza por uma comparação fiel optando por variáveis comuns entre os três cenários, sendo elas a variação de frequência, a variação da potência mecânica, a derivada da variação de potência mecânica, a variação de abertura da válvula e o sinal de controle. Portanto, com a posse dessas matrizes é possível determinar o índice de desempenho com a aplicação da Equação (3.6).

Concomitantemente, os ganhos dos controles são definidos em busca da minimização do índice de desempenho. O procedimento de obtenção do ganho dos controles ótimos realiza-se através da Equação (3.20), em que P é a solução da equação algébrica de Riccati que envolve as matrizes A, B, Q_c e R_c . Calculam-se os parâmetros de controle K do LQR para as duas modelagens por meio da função $[K, S, e] = lqr(SYS, Q, R, N)$ do software MATLAB, resultando nas Equações (4.7) e (4.8).

$$K_{LQR_{cenário\ 2}} = [2,8259 \quad 1,7847 \quad 0,6749 \quad 0,0293] \quad (4.7)$$

$$K_{LQR_{cenário\ 3}} = \begin{bmatrix} -0,5269 & 2,9461 & 1,4876 & 0,5833 & 0,1182 & 0,1202 & 0,2971 & 0,0916 & -0,0890 \\ 0,5269 & -0,1202 & 0,2971 & 0,0916 & -0,0890 & 2,9461 & 1,4876 & 0,5833 & 0,1182 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

A matriz de ganho K do cenário 2 é de ordem 1×4 , pois a sua modelagem considera apenas uma área de controle, enquanto que o cenário 3 de ordem 2×9 engloba a interligação entre as duas áreas.

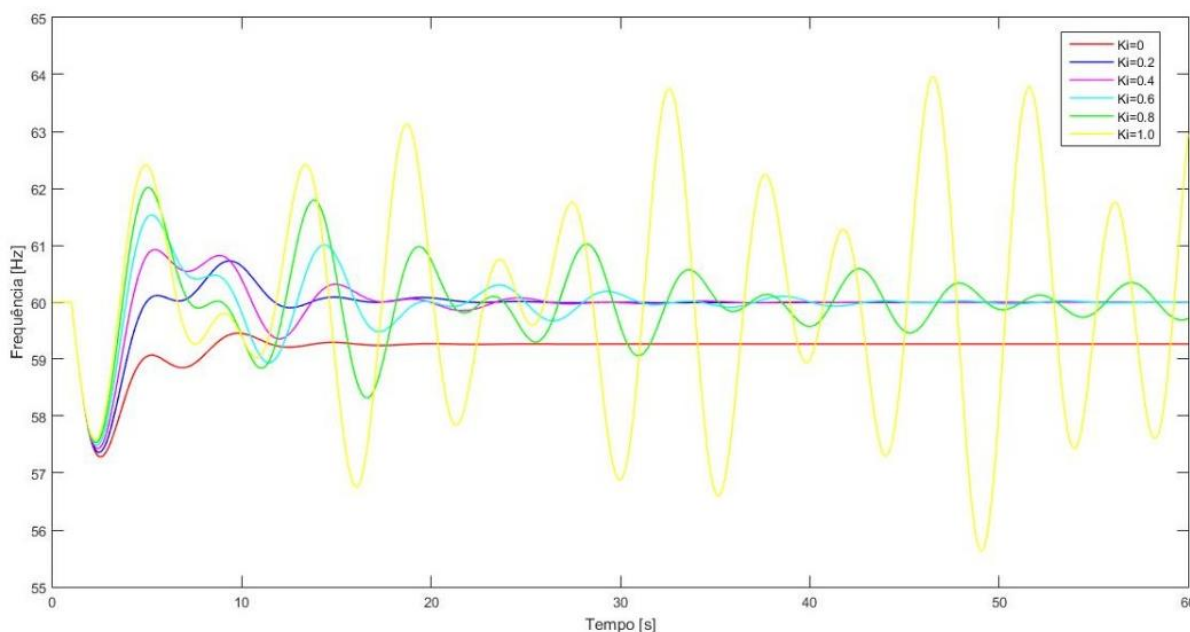
Já para a obtenção do ganho K_i do CAG é necessário verificar, além do custo J , as curvas relativas à frequência. Conforme visto no embasamento teórico, o ganho do integrador possui uma faixa de operação que, quando ajustado, impacta diretamente na resposta. Nesse contexto, simulou-se o sistema proposto para diferentes valores de ganho visando observar tanto o índice de desempenho, quanto o limite de estabilidade, segundo a Tabela 4.2 e o Gráfico 4.1, respectivamente. Ambas as análises apontaram $K_i = 0,2$ como a melhor opção, tornando este valor o adotado para o controle convencional do projeto. Uma característica notória refere-se à redução da faixa de operação à instabilidade do sistema interligado quando comparado ao isolado.

Tabela 4.2 – Análise dos índices de desempenho para verificação do melhor ganho do CAG

K_i	J
0	108.0501
0,2	14.4241
0,4	20.5939
0,6	34.3690
0,8	72.9796
1,0	347.0722

Fonte: Autoria própria (2018)

Gráfico 4.1 – Análise das frequências para verificação do melhor ganho do CAG

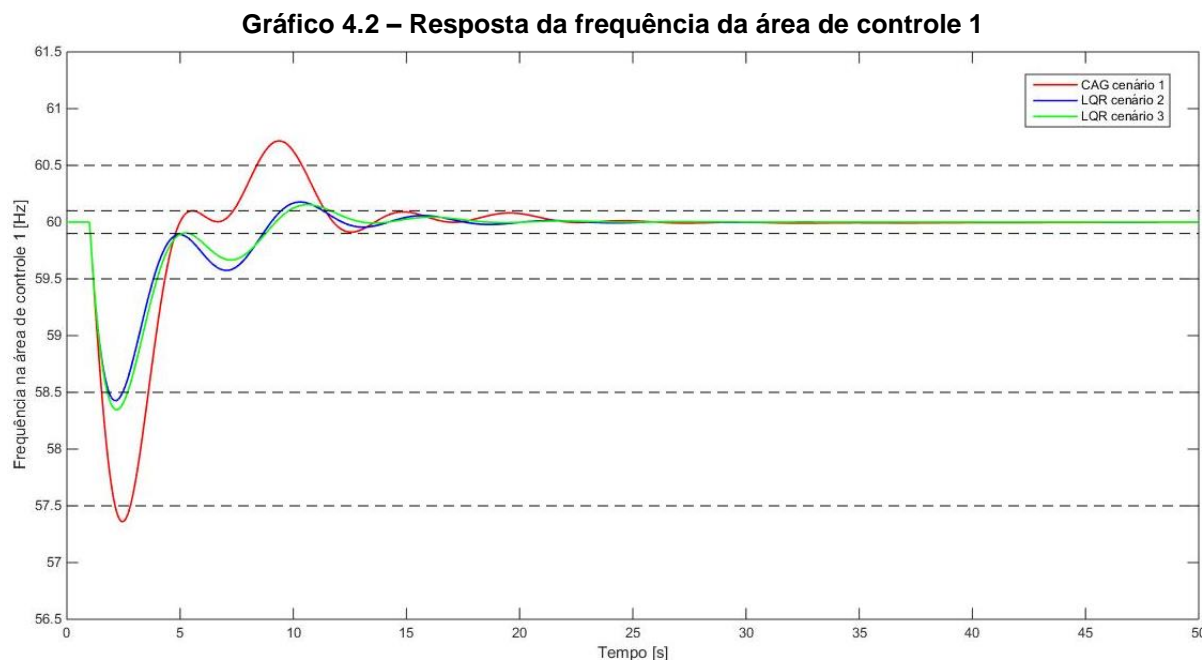


Fonte: Autoria própria (2018)

4.2 PROJETO

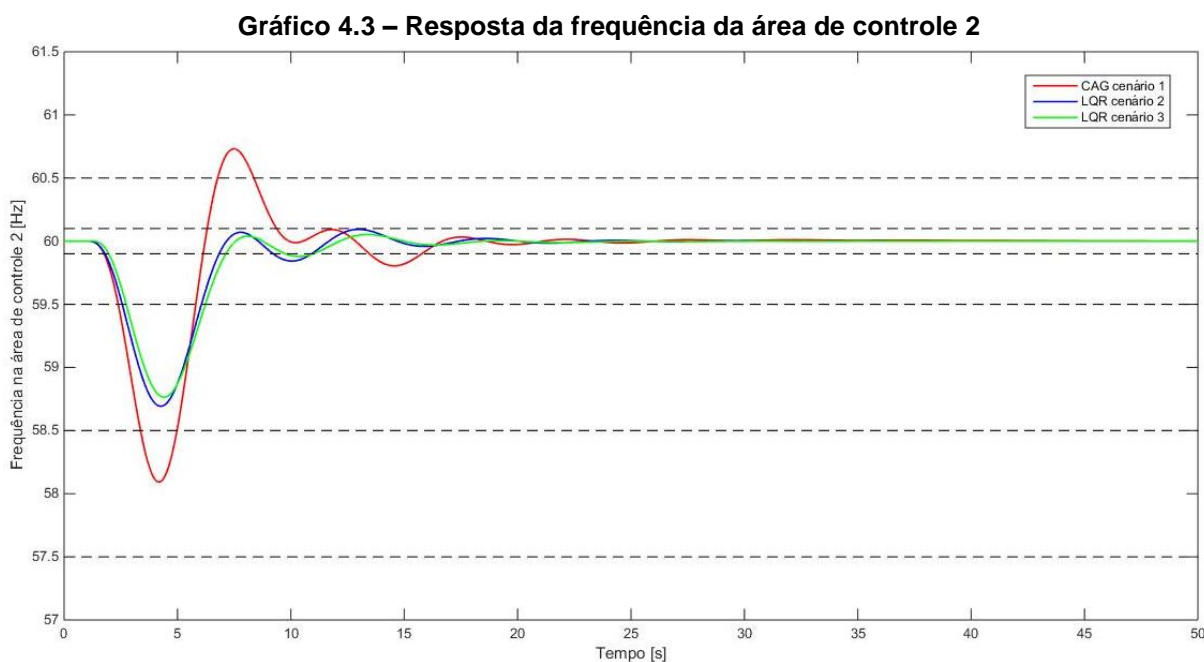
Admitindo todas as considerações acima expressas, simulou-se o sistema proposto por meio da ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB, possibilitando a análise do projeto que será baseada nas respostas da frequência, do desvio da potência mecânica, do desvio da válvula de admissão da turbina, da potência na *tie line* e do índice de desempenho.

Inicialmente, apresentam-se as curvas de frequência referentes aos três cenários da área de controle 1 e 2 pelo Gráfico 4.2 e Gráfico 4.3, respectivamente. Em ambas as áreas, avaliam-se o pico de subfrequência, o tempo de estabilidade e as faixas de operação ditadas pela ANEEL presentes na Tabela 1.1.



Através da curva de frequência da área 1, é possível observar que o controle ótimo, modelado das diferentes formas, aponta respostas mais satisfatórias quando comparado ao controle convencional, uma vez que os picos de subfrequências são menores e os tempos de estabilidade similares. Analisando separadamente os cenários com aplicação do LQR, nota-se que a modelagem do sistema isolado duplicada para as duas áreas de controle interligadas (cenário 2) possui um desvio de frequência ligeiramente menor.

Embora as variações tenham ultrapassado os limites de frequência, o sistema atende às faixas de operação ditadas pela ANEEL, destacadas no gráfico, pois recupera o equilíbrio carga-geração respeitando o tempo máximo de permanência em cada faixa após as perturbações de carga. Outro fator importante é que a curva do CAG excede mais limites operativos que as curvas relativas aos controles LQR.

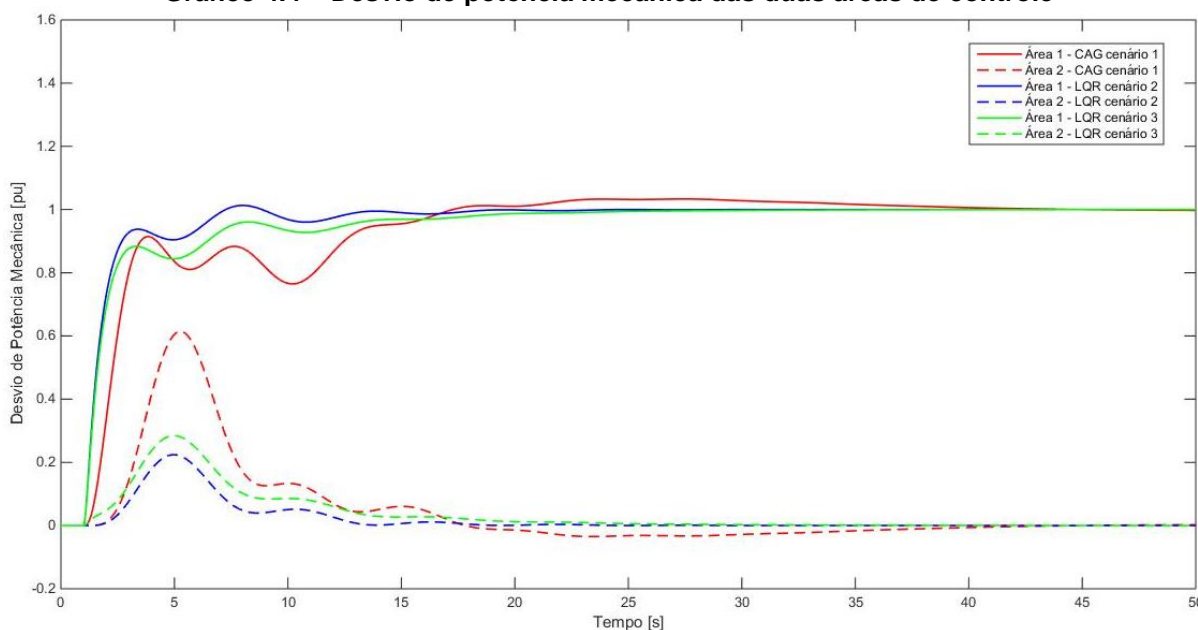


Fonte: Autoria própria (2018)

Assim como verificado anteriormente, o desvio de frequência da área 2 é menor para os cenários com a aplicação do controle ótimo. Apesar de todos os controladores obedecerem aos requisitos das faixas da ANEEL, constata-se que o cenário 1 possui mais oscilações com amplitudes elevadas durante o transitório e excede mais limites operativos que os demais. Outra observação relevante, ao comparar as respostas entre as áreas de controle, refere-se a maior acentuação dos desvios na área 1 sentidos em instantes de tempo menor, visto que é onde ocorre o incremento de carga. Através do fluxo de potência ativa na *tie line*, a área de controle 2 sofre o impacto da perturbação de carga, porém instantes após e com uma intensidade menor.

Com intuito de verificar o desempenho da turbina em cada cenário, simula-se seu sinal de saída que remete ao desvio de potência mecânica, como pode ser constatado no Gráfico 4.4. Para esta variável ponderam-se a amplitude e o tempo de estabilidade dos sinais.

Gráfico 4.4 – Desvio de potência mecânica das duas áreas de controle



Fonte: Autoria própria (2018)

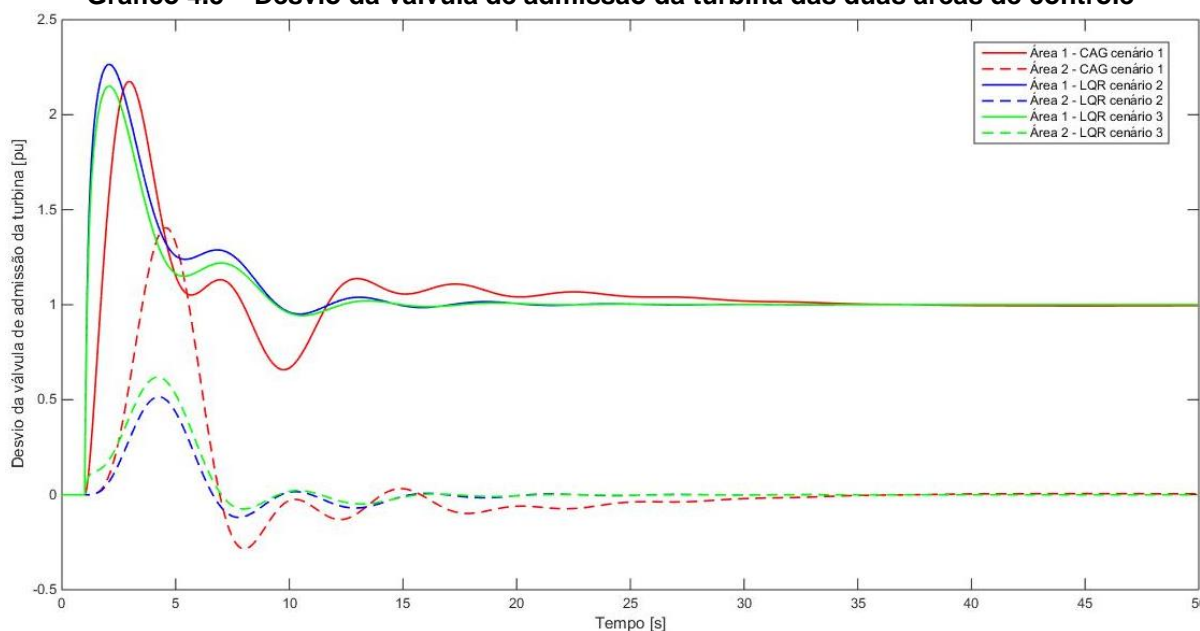
Baseado nos desvios de potência mecânica, percebe-se que a área de controle que sofre a perturbação assume totalmente o controle secundário para o retorno da frequência em seu valor nominal. Isso é observado através das curvas da área 1 que estabilizam em 1 pu, o que representa o próprio incremento de carga. Uma análise pertinente refere-se à atuação mais instantânea do controle LQR na área afetada quando comparado com o controle convencional.

Na área de controle 2, os desvios de potência mecânica apresentam um sinal que se estabiliza em zero para valores de tempo elevados, correspondendo a atuação apenas do controle primário. A principal responsabilidade dessa área, posto que não atua no controle secundário, é contribuir com a estabilização da frequência. O que se pode concluir é que o CAG necessita mais do auxílio da área adjacente para o controle do primeiro surto de carga em relação ao LQR.

Verifica-se, por fim, um comportamento mais vantajoso para o controle ótimo em ambas as áreas em virtude do tempo de estabilização e da oscilação da curva serem menores.

A fim de analisar outro componente básico do controle de velocidade, simulase o sinal de saída do regulador correspondente ao desvio da válvula de admissão, apurado no Gráfico 4.5. O desempenho dessa variável fundamenta-se na amplitude e no tempo de estabilidade dos sinais, responsáveis pela intensidade de desgaste da válvula.

Gráfico 4.5 – Desvio da válvula de admissão da turbina das duas áreas de controle



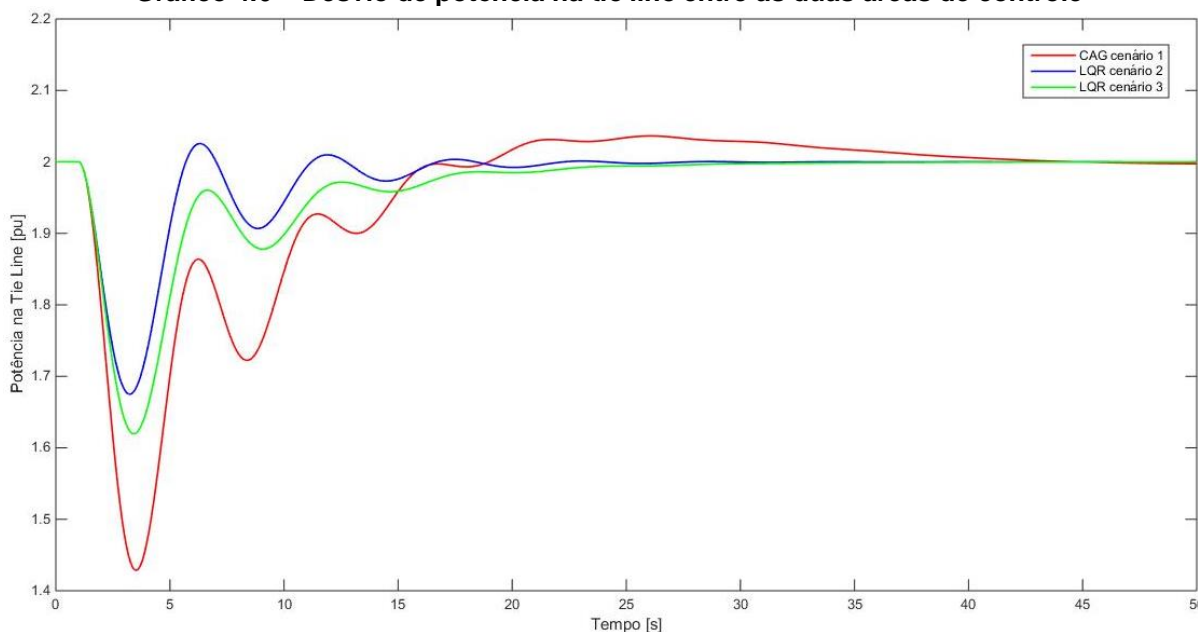
Fonte: Autoria própria (2018)

De acordo com os desvios das válvulas de admissão das turbinas, nota-se um pico inicial semelhante da área 1 para os diferentes cenários, proporcionando atuações e respostas ligeiramente mais rápidas quando aplicado o controle ótimo.

Analisando a área 2, verifica-se um maior desgaste na válvula de admissão do controle convencional quando comparado aos demais, como consequência da necessidade de uma maior atuação desta área no auxílio do equilíbrio carga-geração também presenciado no desvio de potência mecânica.

O comportamento das válvulas dos cenários 2 e 3 são muito semelhantes, destoando do CAG que se apresenta mais oscilatório.

Na sequência, averigua-se o desvio de potência ativa na *tie line* entre as áreas de controle, conforme Gráfico 4.6. Visto que o projeto compara modelagens que divergem a contemplação da interligação, essa variável é de suma importância para a determinação do melhor cenário por meio da amplitude e do tempo de estabilidade.

Gráfico 4.6 – Desvio de potência na *tie line* entre as duas áreas de controle

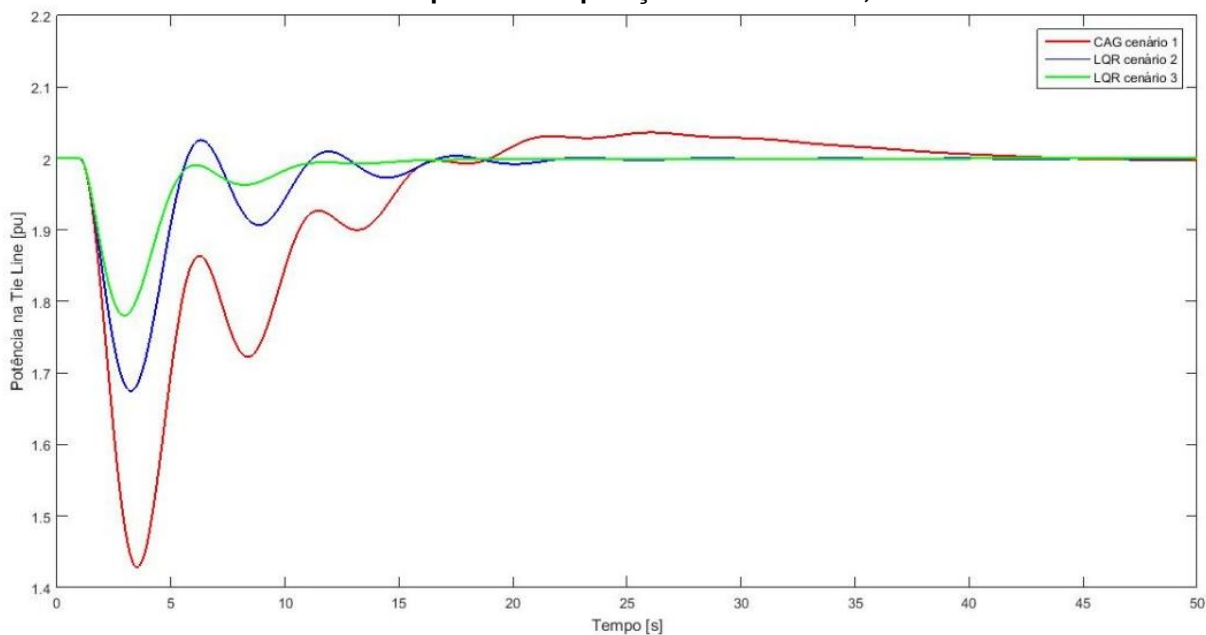
Fonte: Autoria própria (2018)

Assim como em todos os parâmetros analisados até então, o controle ótimo obteve uma melhor resposta para o retorno no valor inicial do fluxo de potência na *tie line*. O desvio negativo do sinal é pertinente devido à definição matemática de ΔP_{12} que considera um fluxo positivo da área 1 para a área 2. Como o incremento de carga foi aplicado na área 1, a potência na *tie line* ocorreu no sentido inverso a fim de compensar o equilíbrio carga-geração.

Os desvios de potência na *tie line* de cada cenário são explicados de acordo com a necessidade do auxílio da área adjacente para o equilíbrio carga-geração verificado pelos desvios de potência mecânica da área 2. A modelagem do sistema isolado duplicada ao sistema interligado é o cenário em que a área afetada consegue suprir a maior variação de carga aplicada, visto que não considera a contribuição da área adjacente em seus cálculos pela *tie line*. Em contrapartida, o controle convencional é o cenário que exige mais ajuda para a estabilidade da frequência em seu valor nominal. Ressalta-se, ainda, que este apresenta uma maior oscilação.

Devido a isso, busca-se penalizar o desvio da potência na *tie line* cujo objetivo é observar as alterações no comportamento do cenário 3, segundo Gráfico 4.7. Adota-se uma amplitude de operação aceitável de 0,2, pois para valores acima deste, a melhora do cenário 3 não é significativa.

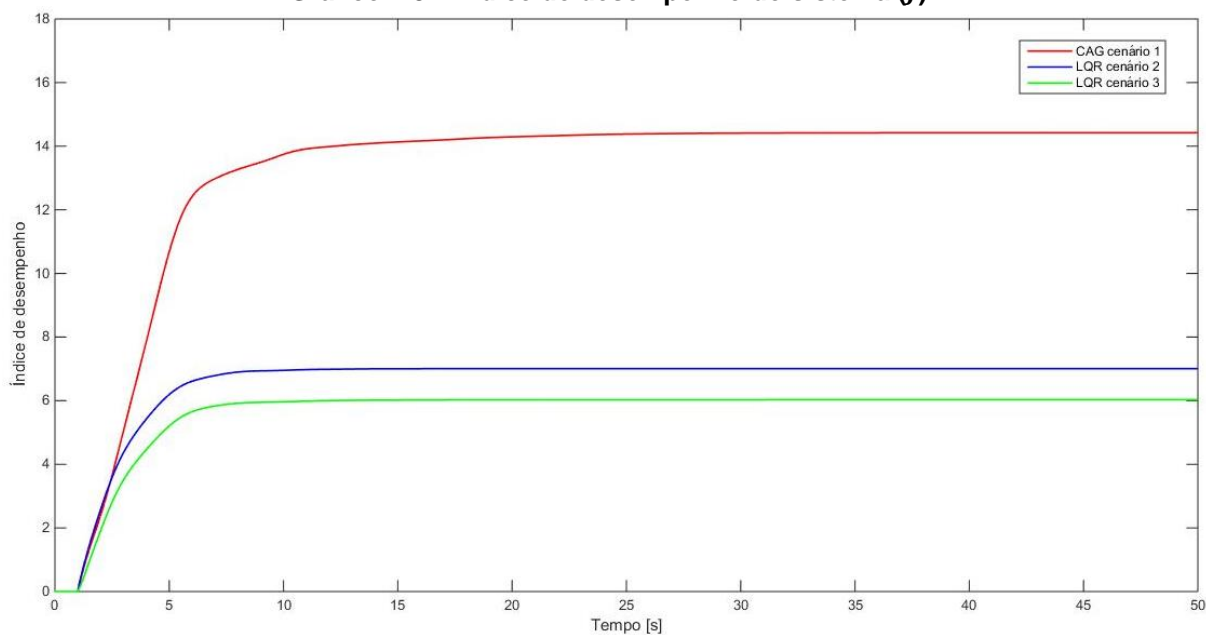
Gráfico 4.7 – Desvio de potência na *tie line* entre as duas áreas de controle penalizada para uma amplitude de operação aceitável de 0,2



Fonte: Autoria própria (2018)

Para finalizar o confronto dos resultados, o desempenho de todos os sistemas é mensurado por meio do índice de desempenho que depende, além das variáveis de estado em comum dos cenários, da influência do sinal de controle. Os índices de desempenho de cada cenário são representados no Gráfico 4.8 em que o menor valor representa o melhor resultado de operação.

Gráfico 4.8 – Índice de desempenho do sistema (J)



Fonte: Autoria própria (2018)

A comparação entre os índices de desempenho dos cenários revela um melhor comportamento dos controles ótimos em relação ao convencional. Mais especificamente, o cenário 3 obteve um custo de 6,0283, que corresponde em uma melhora de aproximadamente 58,21% do custo do CAG. Esse comportamento era esperado, uma vez que a modelagem do cenário 3 engloba o sistema como um todo. Na Tabela 4.3 pode-se encontrar o valor dos índices de desempenho para os 3 cenários explorados.

Tabela 4.3 – Valores de custo para os 3 cenários

Cenário	<i>J</i>
1	14.4241
2	7.0079
3	6.0283

Fonte: Autoria própria (2018)

5 CONCLUSÃO

Este trabalho desenvolveu a comparação do controle convencional com o controle ótimo aplicados ao problema da estabilidade de frequência em SEPs interligados por duas áreas de controle compostas por seus conjuntos equivalentes de duas unidades geradoras que englobam turbinas térmicas com reaquecimento desprezando o estágio de baixa pressão.

A comparação dos métodos de controle baseou-se em três cenários: controle automático de geração (cenário 1), regulador linear quadrático modelado para uma área de controle (cenário 2) e regulador linear quadrático modelado para duas áreas de controle (cenário 3). A duplicação da modelagem do sistema isolado garantiu um confronto justo entre os cenários. Destaca-se que o grande diferencial deste projeto diz respeito a modelagem do LQR para sistemas interligados.

A análise dos resultados foi fundamentada nos requisitos da faixa de frequência de operação estabelecida pela ANEEL e no índice de desempenho do sistema, obtidos via simulações computacionais por meio da ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB.

No que concerne ao desvio de frequência, as curvas apontaram melhores respostas do controle ótimo quando comparado ao convencional, dado que o pico de subfrequência foi menor. Apesar de todos os cenários respeitarem as faixas de operação ditadas pela ANEEL, observou-se que o CAG ultrapassou mais limites operativos, o que provocou um desgaste maior das válvulas de admissão.

Os desvios de potência da *tie line* foram explicados de acordo com a necessidade do auxílio da área adjacente para o equilíbrio carga-geração verificado pelos desvios de potência mecânica da área 2 de cada cenário. Observou-se que o cenário 2 obteve a melhor resposta, isso é atribuído a sua modelagem em virtude desta não considerar a existência da contribuição pela interligação entre áreas em seus cálculos.

Do ponto de vista do índice de desempenho, o controle ótimo obteve novamente melhores comportamentos quando comparado ao convencional, resultando em uma melhora de aproximadamente 58,21% do cenário 3 em relação ao custo do CAG, assim como esperado.

Por fim, conclui-se que o controle ótimo alcançou melhores resultados que o convencional em todos os confrontos. Analisando separadamente os LQR nota-se

que, embora a modelagem para sistema interligado tenha apresentado um índice de desempenho melhor, ambos cenários com aplicação do controle ótimo tiveram comportamentos similares. Logo, para o sistema proposto, sugere-se a aplicação do cenário 2 devido às respostas encontradas serem satisfatórias e à maior simplicidade de sua modelagem.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O problema da estabilidade de frequência em SEPs é um tema de grande importância e abrangência para o setor energético. Com o intuito de dar continuidade ao trabalho listam-se sugestões não exploradas neste trabalho de possíveis aprimoramentos da rede.

- Explorar SEPs compostos por mais unidades geradoras e áreas de controle incluindo a interligação de áreas em anel;
- Estudar outros modelos matemáticos de turbina, a exemplo da hidráulica;
- Incluir o observador de estados ao LQR;
- Aplicar modelagens em cenários sem o perfeito conhecimento da planta;
- Interagir áreas com diferentes métodos de controle.

REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8: Qualidade de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 30/09/2017.

BARREIROS, J. A. L. **Métodos de Controle Adaptativo Auto-Ajustável Aplicados à Síntese de Estabilizadores de Sistemas de Potência.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. Orientador: Antonio José Alves Simões Costa. 1995.

BEVRANI, H. **Robust Power System Frequency Control.** Editora Springer. Nova York. 2009.

BRAGA, F. R.; CARVALHO, Y. L. B.; HALUCHE, J. V. P. **Projeto de Regulador Linear Quadrático para Estabilidade de Frequência em um Sistema Elétrico de Potência.** Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. 2016.

BRYSON, A. E.; HO, Y. C. **Applied optimal control: optimization, estimation and control.** Washington, DC: Hemisphere. 1975

CALOVIC, M. S. **Linear regulator design for a load and frequency control, IEEE Trans. Power App. Syst 91: 2271-2285.** 1972.

DORF, R. C.; BISHOP, R. H. **Sistemas de Controle Moderno.** Editora LTC. Rio de Janeiro. 12ª Edição. 2013.

ELGERD, O. I; FOSHA, C. **Optimum megawatt-frequency control of multiarea electric energy systems, IEEE Trans.** On Power Apparatus and Systems 89(4): 556-563. 1970.

FACCIN, F. **Abordagem Inovadora no Projeto de Controladores PID.** Dissertação (Mestrado em Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. Orientador: Jorge Otávio Trierweiler. 2004.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control.** Editora McGraw-Hill. Nova York. 1994.

LORA, E.E.S; NASCIMENTO, M.A.R. **Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação. Volume 2.** Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil. 2004.

MACHOWSKI, J.; BIALEK J. W.; BUMBY J. R. **Power System Dynamics: Stability and Control.** Editora Wiley. 2ª Edição. 2008.

MELLO, F. P. **Dinâmica e Controle de Geração.** Tradução: de Almoraci S. Algarve e João M. Soares. 2. Ed. Santa Maria. Edições UFSM. 1983.

MOHAN, N. **Electric Power Systems: A First Course.** Editora John Wiley & Sons, USA. 2012.

OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno.** Editora Pearson Prentice Hall. São Paulo. 5. Ed. 2010.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 10: Conceitos Básicos de Controle de Automático de Geração.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 30/09/2017.

PELACINI, D. A. F. **Análise de PID Robusto com Minimização da Norma Hinf Aplicado ao Problema de Carga e Frequência em Usinas Hidrelétricas.** Dissertação (Mestrado em Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba. Orientador: Gustavo Henrique da Costa Oliveira. 2015.

TESLA, N. **My Inventions: and Other Writings.** Dover Publications, Inc. New York. 2016.

VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração.** Editora Campus Ltda – Eletrobrás, Rio de Janeiro, Brasil. 1984.