



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dalton Fellipe Casamali

**Controle suplementar de frequência em sistemas elétricos com significativa
participação de geração eólica e solar**

Florianópolis
2024

Dalton Fellipe Casamali

Controle suplementar de frequência em sistemas elétricos com significativa participação de geração eólica e solar

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, PhD.

Coorientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Casamali, Dalton Fellipe

Controle suplementar de frequência em sistemas elétricos com significativa participação de geração eólica e solar / Dalton Fellipe Casamali ; orientador, Aguinaldo Silveira e Silva, coorientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, 2024.

99 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Controle de frequência em sistemas elétricos de potência. 3. Identificação de modelos matemáticos. 4. Alta inserção de geração eólica e solar. 5. Controle suplementar aplicado em máquinas síncronas. I. Silveira e Silva, Aguinaldo. II. da Cunha de Aquino, Antonio Felipe. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Dalton Fellipe Casamali

Controle suplementar de frequência em sistemas elétricos com significativa participação de geração eólica e solar

O presente trabalho em nível de doutorado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Daniel Dotta, PhD.
Universidade Estadual de Campinas

Guido Rossetto Moraes, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Ricardo Vasques de Oliveira, PhD.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de doutor em Engenharia Elétrica.

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.
Coordenador do Programa

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, PhD.
Orientador

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino,
Dr.
Coorientador

Florianópolis, 2024

RESUMO

Nesta tese de doutorado é proposta uma estrutura de controle suplementar de frequência para sistemas elétricos de potência de baixa inércia e com menor capacidade de regulação de frequência. A proposta se justifica em face do contínuo aumento da participação de *Inverter Based Generators* (IBG) conectados à rede elétrica, que impõe desafios significativos para a operação do sistema. Uma das principais consequências é a redução da geração proveniente de máquinas síncronas diretamente conectadas à rede, acarretando na correspondente diminuição da resposta inercial e na redução da capacidade de regulação de frequência. Além das técnicas de controle aplicadas aos inversores, combinada com soluções envolvendo armazenamento de energia, uma abordagem menos explorada para contribuir para a regulação de frequência é aquela baseada na obtenção de contribuição adicional da regulação de velocidade de unidades convencionais. Tal estratégia permitiria obter maior contribuição da geração convencional, em comparação com aquelas obtidas a partir de ajustes tradicionalmente empregados na indústria. Os reguladores convencionais de velocidade desempenham um papel crucial no restabelecimento do equilíbrio entre carga e geração no sistema elétrico, exercendo forte influência nas excursões de frequência pós-perturbação. Neste estudo, propõe-se uma estratégia adaptativa de controle suplementar de frequência, compreendendo duas etapas principais. A identificação do modelo matemático do sistema elétrico é realizada por meio de métodos de identificação, com base em medições provenientes de Unidades de Medição Fasorial (PMU) e informações disponíveis na operação. Na sequência, com o modelo identificado, propõe-se um controlador suplementar baseado em realimentação de estados para atuar na entrada dos reguladores de velocidade tradicionais da geração síncrona, utilizando um Filtro de Kalman. Os resultados obtidos a partir da metodologia proposta demonstram capacidade de monitorar continuamente as características operacionais de interesse do sistema, com a atualização periódica do modelo identificado. Os resultados apresentados nesta tese evidenciam o potencial da estratégia proposta em limitar excursões de frequência, especialmente em sistemas com maior penetração de geração conectada por inversores. O controlador proposto melhora o desempenho dinâmico do controle de frequência frente a grandes perturbações, além de minimizar as excursões de frequência e elevar as frequências mínimas (nadir).

Palavras-chave: controle suplementar de frequência; sistemas de baixa inércia; realimentação de estados; controle adaptativo; identificação de sistemas.

ABSTRACT

In this thesis, a supplementary frequency control framework for low-inertia power systems and reduced frequency regulation capacity is proposed. The proposal is justified due to the continuous increase in the contribution of IBG sources to the electrical grid, posing significant challenges to system operation. One of the main consequences is the decrease in generation from synchronous machines directly connected to the grid, resulting in a corresponding reduction in inertial response and frequency regulation capacity. In addition to control techniques applied to inverters, combined with solutions involving energy storage, a less explored approach to contribute to frequency regulation is based on obtaining additional contribution from the speed regulation of conventional units. This strategy would allow greater contribution from conventional generation compared to those obtained from traditionally employed adjustments in the industry. Conventional speed regulators play a crucial role in restoring the balance between load and generation in the electrical system, exerting a strong influence on post-disturbance frequency excursions. In this study, an adaptive supplementary frequency control strategy is proposed, comprising two main steps. The mathematical model identification of the electrical system is carried out using identification methods based on measurements from Phasor Measurement Units (PMUs) and information available in operation. Subsequently, with the identified model, the implementation of a supplementary feedback-based controller is proposed to operate at the input of traditional speed governors of synchronous generation, using a Kalman Filter. The results obtained from the proposed methodology demonstrate the ability to continuously monitor the system's operational characteristics, with periodic updating of the identified model. The results presented in this thesis highlight the potential of the proposed strategy in limiting frequency excursions, especially in systems with higher penetration of inverter-connected generation. The proposed controller improves frequency control performance in the face of large disturbances, minimizing frequency excursions, and raising minimum frequencies (nadir).

Keywords: frequency control; low inertia systems; state feedback; adaptive control; system identification.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Resposta da frequência frente a uma perturbação.	16
Figura 2 – Regulador com Queda de Velocidade (<i>speed droop</i>)	19
Figura 3 – Estrutura típica de regulador de velocidade aplicado a unidades hidráulicas	22
Figura 4 – Sistema 2 áreas com CAG em uma das áreas	23
Figura 5 – Interligação entre áreas de controle do CAG	26
Figura 6 – Configuração operativa dos CAGs	27
Figura 7 – Sistema com m entradas e n saídas.	35
Figura 8 – Diagrama de blocos: Sistema em Espaço de Estados	35
Figura 9 – Fluxograma dos métodos de identificação	37
Figura 10 – Fluxograma genérico do caso determinístico	38
Figura 11 – Diagrama de blocos do algoritmo DSR em malha fechada	41
Figura 12 – Estimação de estados via Filtro de Kalman	43
Figura 13 – Estrutura de controle centralizada	45
Figura 14 – Estrutura de controle descentralizada	46
Figura 15 – Estrutura de controle quase-descentralizada	47
Figura 16 – Estrutura de controle hierárquica	47
Figura 17 – Mapeamento das PMUs no SIN	49
Figura 18 – Estrutura de controle proposta	52
Figura 19 – Aplicação do controle suplementar no regulador de velocidade da UG	53
Figura 20 – Esquema de identificação e síntese do controle suplementar	54
Figura 21 – Diagrama de blocos equivalente	56
Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema teste.	62
Figura 25 – Características dominantes dos modelos identificados	67
Figura 26 – Cenário 3: Características dos modelos identificados	68
Figura 29 – Frequência na Barra 7	72
Figura 30 – Frequência na Barra 7	73
Figura 31 – a) Frequência na Barra 7 e b) sinais de controle	73
Figura 32 – Potência mecânica para o cenário de 20% WF	73
Figura 33 – Índices de desempenho - Cenário A1: a) IDA e b)IDP	74
Figura 34 – Frequência na Barra 7	75
Figura 35 – Frequência na Barra 7	76
Figura 36 – Sinais de controle	76
Figura 37 – Índices de desempenho- Cenário A2	77
Figura 38 – Frequência na Barra 7	78
Figura 39 – Frequência na Barra 7	78
Figura 40 – Sinais de controle	78

Figura 41 – Índices de desempenho - Cenário A3	78
Figura 42 – Frequência na Barra 7	79
Figura 43 – Frequência na Barra 7	80
Figura 44 – Sinais de controle	80
Figura 45 – Potência Mecânica	80
Figura 46 – Índices de desempenho - Cenário A4	81
Figura 47 – Índices de desempenho	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 2 – Dados de potência nominal dos geradores síncronos e usinas eólicas	62
Tabela 3 – Dados de carga	63
Tabela 4 – Valores de nadir - Cenário A1 (perda de geração)	74
Tabela 5 – Valores de zênite - Cenário A1 (degrau de carga)	74
Tabela 6 – Valores de nadir - Cenário A2 (perda de geração)	76
Tabela 7 – Valores de zênite - Cenário A2 (degrau de carga)	77
Tabela 8 – Valores de nadir - Cenário A4 (perda de geração)	81
Tabela 9 – Valores de zênite - Cenário A4 (degrau de carga)	81
Tabela 10 – Parâmetros dos Geradores Síncronos e DFIGs	96
Tabela 11 – Unidades Hidráulicas: Reguladores e Sistema de Excitação	96
Tabela 12 – ¹ Unidades Térmicas: Reguladores e Sistema de Excitação	97
Tabela 13 – Parâmetros da Linha de Transmissão	97
Tabela 14 – Parâmetros dos Transformadores	97
Tabela 15 – Dados de Geração e Carga no Ponto de Operação I	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAG	Controle Automático de Geração
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COI	<i>Center of Inertia</i>
COS	<i>Centro de Operação do Sistema</i>
COSR	Centros Regionais de Operação do Sistema
CVA	<i>Canonical Variate Analysis</i>
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i>
DSR	<i>Deterministic Stochastic Realization</i>
ECA	Erro de Controle de Área
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
ESP	Estabilizadores de Sistemas de Potência
GD	Geração Distribuída
GFL	<i>Grid Following</i>
GFM	<i>Grid Forming</i>
GS	Gerador Síncrono
IBG	<i>Inverter Based Generators</i>
IDA	Índice de Desempenho Absoluto
IDP	Índice de Desempenho Percentual
LFC	<i>Load Frequency Control</i>
LIT	Linear Invariante no Tempo
LQR	<i>Linear Quadratic Regulator</i>
MAD	Desvio Médio Absoluto
MIMO	<i>Multiple Input Multiple Output</i>
MOESP	<i>Multiple Output-Error State Space</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PE	<i>Prediction Error</i>
PEM	<i>Prediction Error Methods</i>
PID	Proporcional Integral Derivativo
PMU	<i>Phasor Measurement Units</i>
RAP	Relatório de Análise de Perturbação
RoCoF	<i>Rate Of Change Of Frequency</i>
RV	Regulador de Velocidade
SEPs	Sistemas Elétricos de Potência
SI	<i>Subspace Identification</i>
SISO	<i>Single Input Single Output</i>
SMSF	Sistema de Medição Sincronizada de Fasores
WF	<i>Wind Farm</i>
XTR	Xingu-Terminal Rio

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	CONTRIBUIÇÕES CENTRAIS DO TRABALHO	13
1.2	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	14
2	CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	15
2.1	REQUISITOS DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA	15
2.2	RESPOSTA NATURAL DA FREQUÊNCIA DA MÁQUINA SÍNCRONA	16
2.2.1	Sistemas Multimáquinas	17
2.3	CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE FREQUÊNCIA	18
2.3.1	Controle primário de frequência	19
2.3.1.1	Esquemas atuais de controle de frequência utilizados na indústria	21
2.3.2	Controle secundário de frequência em SEPs	23
2.3.2.1	Controle Automático de Geração (CAG) no SIN	25
2.4	RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO SIN	28
2.5	CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM MENOR PROPORÇÃO DE GERAÇÃO SÍNCRONA	29
2.5.1	Fontes alternativas e seus efeitos no desempenho do controle de frequência	30
2.5.2	Estratégias de Controle de frequência em fontes alternativas	30
2.5.3	Estratégias de controle de frequência em máquinas síncronas	31
2.6	CONCLUSÕES	32
3	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DO MÉTODO PROPOSTO	34
3.1	IDENTIFICAÇÃO DE SISTEMAS ATRAVÉS DE MODELOS MATEMÁTICOS	34
3.1.1	Conceitos e definições	35
3.1.2	Identificação de Modelo via Subespaço	36
3.1.2.1	Identificação do sistema via Deterministic and Stochastic Realization (DSR)	39
3.1.2.2	Identificação em malha fechada	40
3.2	<i>LINEAR QUADRATIC REGULATOR (LQR)</i>	42
3.3	FILTRO DE KALMAN	43
3.4	ESTRUTURAS DE CONTROLE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	45
3.4.1	Controle centralizado	45
3.4.2	Controle descentralizado	46
3.4.3	Controle Quase-descentralizado	46
3.4.4	Controle Hierárquico	47

3.4.5	Implementação das estruturas de controle	48
3.4.5.1	Uso de Sistemas de Medição Sincronizada	48
3.5	CONCLUSÕES	50
4	ESQUEMA DE CONTROLE PROPOSTO	51
4.1	ASPECTOS CONCEITUAIS DA INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO, AQUISIÇÃO E TRANSMISSÃO DE DADOS	51
4.2	ESQUEMA DA APLICAÇÃO DA ESTRATÉGIA PROPOSTA	53
4.2.1	Aplicação do algoritmo de identificação	55
4.2.1.1	Definição de parâmetros de identificação	57
4.2.1.2	Etapas para validação do modelo identificado	59
4.2.2	Projeto de Controladores e aplicação do Filtro de Kalman	59
4.3	CONCLUSÕES	60
5	RESULTADOS	61
5.1	SISTEMA TESTE E CENÁRIOS	61
5.2	RESULTADOS REFERENTES À ROTINA DE IDENTIFICAÇÃO	63
5.2.1	Cenário 1 - Identificação SISO x MIMO	63
5.2.2	Cenário 2 - Efeito da redução da capacidade de regulação primária	65
5.2.3	Cenário 3 - Efeito da variação da inércia do sistema	67
5.2.4	Cenário 4 - Efeito da variação da penetração da geração eólica	68
5.2.5	Cenário 5 - Bloqueio da regulação e mudança de inserção de geração eólica	69
5.3	RESULTADOS RELATIVOS AO CONTROLE SUPLEMENTAR PROPOSTO	71
5.3.1	Cálculo dos índices de desempenho	72
5.3.2	Resultados de controle para o Cenário A1	72
5.3.3	Resultados para o Cenário A2	75
5.3.4	Resultados para o Cenário A3	77
5.3.5	Resultados para o Cenário A4	79
5.4	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	83
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
6.1	TRABALHOS FUTUROS	85
	REFERÊNCIAS	87
	APÊNDICE A – SISTEMA TESTE	96

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, alguns fatores envolvendo o mercado da energia elétrica, tais como mudanças climáticas, a preocupação com o meio ambiente e, ainda, o avanço das tecnologias envolvendo fontes geradoras levaram a uma mudança nos sistemas elétricos. A transição energética dos sistemas elétricos é cada vez mais eminente. Segundo o relatório da (EPE, 2023), referente ao ano de 2022, a matriz energética brasileira já apresenta mais de 16% de geração de energia elétrica conectada através de conversores eletrônicos, com participação de 11,8% de geração eólica e 4,4% de geração fotovoltaica. Do ponto de vista técnico, vários desafios aparecem com a alteração da matriz, e para um futuro com grande participação de fontes baseadas em inversores no sistema elétrico, é necessário que estratégias sejam desenvolvidas. Funções e habilidades como responder a variações da rede com injeção/absorção de potência ativa de forma rápida e eficiente, reserva de energia, prestação de serviços ancilares, operação ilhada sem a presença de fontes convencionais e a capacidade de partir um sistema (*black start*) são fundamentais para que a expansão das fontes conectadas por inversores se dê com a preservação da segurança elétrica (MATEVOSYAN *et al.*, 2021).

Dois dos principais desafios da transição energética no contexto da regulação de frequência são *i*) a diminuição da inércia global do sistema, que tem impacto direto no aumento do *Rate Of Change Of Frequency* (RoCoF), e *ii*) a degradação da resposta da regulação primária em face da redução do número de geradores convencionais do sistema. Em nível nacional, a geração hidráulica continua sendo predominante na matriz, com cerca de 61,2% da geração de energia elétrica (EPE, 2023). Além de assegurar a predominância de fontes renováveis na geração de energia nacional, a geração hidráulica proporciona respostas inerciais cruciais e também desempenha um papel significativo na regulação primária de velocidade. Em conjunto com as unidades térmicas, esses aspectos são essenciais para garantir a estabilidade da frequência do sistema, especialmente em condições críticas. A proporção de geração com base em inversores tende a crescer de forma rápida no Brasil e no mundo. O avanço de técnicas aplicadas aos controles dos inversores de frequência fazem com que as unidades que naturalmente tem contribuição inercial nula, passem a contribuir no *Load Frequency Control* (LFC) (KANNAN; NUSCHKE; STRAU-MINCU, 2019). Algumas técnicas podem ser encontradas em (GHOLAMREZAIE *et al.*, 2017; PAHASA; NGAMROO, 2014; FANG; ZHANG *et al.*, 2016; SIMPSON-PORCO; DÖRFLER; BULLO, 2013; GUERRERO *et al.*, 2010; NGUYEN; MITRA, 2016).

Além do impulsionamento de técnicas aplicadas aos inversores, estratégias visando aprimorar a regulação primária de frequência por parte da geração convencional também tem ganhado força sob as mesmas motivações. Alguns trabalhos como (KOU

et al., 2009; FANG; CHEN; SHEN, 2011; ZHAO *et al.*, 2021; PADHAN; SAHU; PANDA, 2014; FU; SU, 2015; SHANG-GUAN *et al.*, 2020; TAN, 2009; SHANGGUAN *et al.*, 2020) focam na otimização direta dos parâmetros dos reguladores, enquanto trabalhos como (TRIP *et al.*, 2020; DÖRFLER; GRAMMATICO, 2017; HU *et al.*, 2024) propõem mudanças na estrutura ou na operação dos reguladores.

Em paralelo ao controle primário de frequência, há também uma tendência emi-nente na mudança da filosofia de operação do controle automático da geração (CAG). Alguns trabalhos como (LACKNER; OSIPOV *et al.*, 2020; LI; ZHAO; CHEN, 2015; SUN, K. *et al.*, 2019; MOREALE; JUNIOR, 2023), propõem a mudança na filosofia de operação do CAG, prevendo otimização econômica do despacho entre as áreas e/ou melhor aproveitamento das reservas de potência operativa. Algumas das estratégias relacionadas ao controle primário de frequência e ao controle automático da geração serão discutidas no próximo Capítulo.

Em um cenário caracterizado por mudanças constantes, a habilidade de com-preender e adaptar-se às características operacionais dos sistemas elétricos tem-pesivamente tornou-se imperativa para assegurar uma operação segura, eficiente e sus-tentável. A prontidão na identificação de alterações nas condições operacionais, tais como variações de carga, falhas em componentes críticos ou a introdução de novos elementos na rede, é crucial para a tomada de decisões e a implementação eficaz de estratégias de controle. Desde o início do século XXI, eventos significativos como *blackouts*, aliados aos avanços na área de computação e telecomunicações, intensifi-caram o interesse no monitoramento em tempo real do sistema, tornando-o essencial para antecipar situações de risco e adotar medidas preditivas (ANDERSSON *et al.*, 2005). O aumento da capacidade de medição e monitoramento dos sistemas elétricos concentrou-se principalmente na expansão das PMUs (*Phasor Measurement Units*), que proporcionam medições sincronizadas em vários pontos do sistema, ampliando as possibilidades de monitoramento, supervisão e controle do sistema elétrico.

O objetivo desta tese é propor uma estratégia original de controle suplementar adptativo, que opera em conjunto com a regulação convencional dos geradores síncro-nos e utiliza parte da infraestrutura do Controle Automático de Geração (CAG), com a capacidade de limitar excursões de frequência em cenários críticos, sob o ponto de vista da inércia, da capacidade de regulação primária e da disponibilidade de reserva girante. O principal diferencial da estratégia em relação ao estado da arte é a adap-tabilidade do controle suplementar, que é atualizado periodicamente, mantendo-se alinhado com as condições operacionais atuais do sistema.

1.1 CONTRIBUIÇÕES CENTRAIS DO TRABALHO

As contribuições do trabalho são:

- Proposta de estratégia de controle para a melhoria da regulação de frequência de sistemas elétricos de potência frente a grandes perturbações, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) com reduzida proporção de geradores síncronos conectados diretamente à rede elétrica, através de controles suplementares aplicados à geração síncrona.
- Metodologia para identificação do sistema e atualização periódica de modelos que refletem as variações das condições operacionais para síntese do controle suplementar.
- Desenvolvimento de método de projeto e aplicação de controladores suplementares de frequência, usando modelo atualizado a partir das condições operativas correntes.

1.2 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está organizado em 6 capítulos, incluindo este de introdução e definição de objetivos. Os demais são organizados da forma descrita a seguir.

No Capítulo 2 é apresentada a revisão teórica de controle de frequência em SEPs, a partir da apresentação de alguns conceitos básicos sobre o comportamento da frequência em sistemas elétricos, e as formas de regulação convencional de frequência em geradores síncronos. Adicionalmente, são apresentadas as estruturas e práticas da indústria para o controle de frequência. Os efeitos da conexão de fontes alternativas no sistema e o desempenho do controle de frequência em sistemas elétricos de potência de baixa inércia também são abordados.

No Capítulo 3 são apresentados os fundamentos teóricos da metodologia proposta, com ênfase nos métodos de identificação de modelos matemáticos, e estruturas de controle presentes em sistemas elétricos de potência.

No Capítulo 4 é apresentado o esquema de controle proposto, e ferramentas utilizadas em sua aplicação.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados e discussões, expostos em vários cenários, a fim de evidenciar os ganhos da metodologia proposta.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais da tese, e propostos tópicos futuros de estudo.

2 CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Neste capítulo, são discutidos fundamentos da regulação de frequência em SEPs. Inicialmente, será abordada a resposta natural da frequência em SEPs com predominância de geradores síncronos. Os conceitos básicos das estruturas de regulação de frequência são discutidos, e uma estrutura comum da regulação primária utilizada na indústria é apresentada. Na sequência, alguns dados sobre a operação do controle secundário são evidenciados. Por fim, são discutidos os impactos da conexão de fontes alternativas no desempenho da frequência.

2.1 REQUISITOS DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA

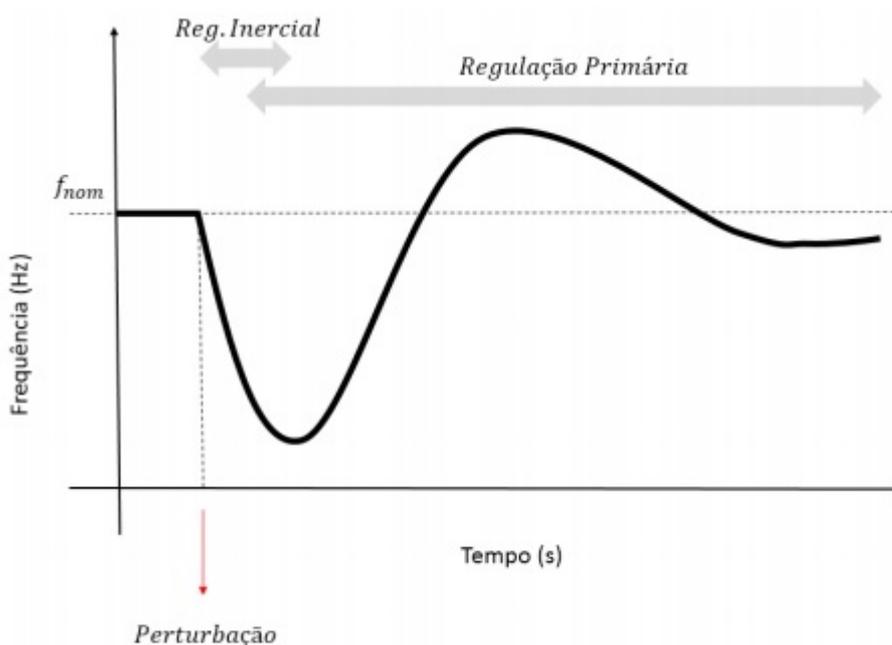
A frequência de um sistema elétrico de potência pode ser vista como um índice, que representa o balanço entre geração e carga, segundo Zografos (2019). O principal objetivo é mantê-la dentro dos limites operacionais, pois fora destes limites, a operação é comprometida, e pode acarretar prejuízo ao sistema. Do ponto de vista sistêmico, uma queda de frequência pode causar a desconexão de geradores pelas proteções, fazendo com que a frequência caia ainda mais por aumentar o desbalanço entre geração e carga. A desconexão em cascata de geradores devido à sensibilização das proteções de subfrequência e de taxas de variação da frequência, é um tema que tem ganhado força principalmente com o aumento da geração eólica e fotovoltaica centralizada e da Geração Distribuída (GD). Esse problema vem sendo tratado do ponto de vista da modelagem da carga, sendo que a desconexão da GD em alguns cenários pode causar impactos significativos, levando até mesmo o sistema ao colapso (MOURINHO, 2023). O colapso de frequência é frequentemente acompanhado por fluxo de potência em larga escala, o que pode causar sobrecarga de linhas de transmissão, mau funcionamento de proteções e retirada de operação de geradores, resultando em falhas em cascata do sistema (HOU *et al.*, 2019).

Desvios significativos de frequência podem prejudicar vários componentes do sistema, visto que a maioria destes são projetados para operar dentro de uma faixa de frequência. Do ponto de vista do consumidor, desvios de frequência podem causar interrupções de fornecimento de energia elétrica, já que sensibilizam os esquemas de proteção, e podem desconectar parte da rede. Um dos últimos recursos para controlar a queda de frequência em sistemas de potência, são os esquemas de corte de carga, onde é necessário desconectar cargas, na tentativa de restaurar o equilíbrio entre geração e carga.

2.2 RESPOSTA NATURAL DA FREQUÊNCIA DA MÁQUINA SÍNCRONA

Na ocorrência de uma perturbação, surge um desbalanço entre geração e carga. Este desbalanço provoca um desvio da frequência que tende a sair do seu valor estacionário (ZOGRAFOS, 2019). A primeira resposta contrária a esse desvio é dada pela inércia do sistema. A inércia das máquinas é a tendência em resistir a alterações em seu estado natural. Tal tendência é governada pela energia cinética armazenada nas massas girantes dos geradores, que é despachada/absorvida ao sistema na forma de potência elétrica, limitando variações abruptas de frequência. Pensando em uma variação positiva da carga, ocorre a desaceleração da máquina, fornecendo energia cinética armazenada no rotor para a rede, com conseqüente redução da velocidade, caracterizando a resposta inercial. Em um segundo momento, os reguladores de velocidade (RV) dos geradores síncronos (GS) respondem a essa variação, reestabelecendo o equilíbrio entre carga e geração e estabilizando a frequência elétrica em valores que dependem da severidade da perturbação e de ajustes de controle. A ação da regulação pressupõe a existência de reserva de potência girante, que será discutida posteriormente. A resposta da frequência como conseqüência deste processo está ilustrada na Figura 1.

Figura 1 – Resposta da frequência frente a uma perturbação.



Fonte: (REGO, 2017)

A equação de oscilação de geradores síncronos, é dada por:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) \quad (1)$$

onde ω_0 é a velocidade síncrona, usada como referência, δ é a posição angular do rotor, P_m e P_e são respectivamente a potência mecânica e elétrica da máquina, e H é a constante de inércia da máquina expressa em pu.s, e representa o tempo em que o gerador será capaz de contribuir com 1 pu adicional de potência, e é definida por:

$$H = \frac{E_s}{S_n} \quad (2)$$

onde E_s é a energia cinética armazenada no rotor em MW_s e S_n é a potência nominal da máquina em MVA .

Na prática, tanto os geradores quanto as cargas, apresentam uma parcela benéfica à regulação, provendo torque de amortecimento. Com relação aos geradores, os enrolamentos amortecedores do gerador dão origem a um torque de amortecimento dado pelo produto do coeficiente de amortecimento D e a diferença de frequência com relação a frequência do sistema. A representação do amortecimento do gerador é feita por meio do próprio gerador. Com relação à carga, a parcela de amortecimento vem da queda da potência demandada quando a frequência é inferior da nominal, e também pode ser vista como o produto entre um coeficiente D com a velocidade relativa. Considerando as duas parcelas de amortecimento, a Equação (2) pode ser reescrita como:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} + D(\omega(t) - \omega_0) = P_m(t) - P_e(t) \quad (3)$$

2.2.1 Sistemas Multimáquinas

Para sistemas multimáquinas, que melhor representam o sistema real, a modelagem pode ser derivada do caso de uma única máquina. Nesta seção, considera-se desprezível o fator de amortecimento, isto é, $D = 0$, para simplicidade matemática. Considerando i como sendo o número de máquinas conectadas ao sistema, cada máquina terá a equação de oscilação na forma:

$$H_i \frac{dw_i(t)}{dt} = (P_{m_i}(t) - P_{e_i}(t)) \frac{\omega_0}{2} \quad (4)$$

Por ser um sistema físico, um sistema multimáquinas possui um centro de massa, denominado *Center of Inertia* (COI), e ainda, a velocidade dos geradores síncronos tendem a seguir a velocidade associada a esse centro de massa, segundo Ulbig, Borsche e Andersson (2014) e Tielens e Van Hertem (2016). A velocidade do centro de massa é definida por:

$$\omega_{coi} = \frac{\sum_{j=1}^i S_{n_j} H_j \omega_j}{\sum_{j=1}^i S_{n_j} H_j} \quad (5)$$

onde i é o número de geradores síncronos conectadas ao sistema. A constante de inércia do centro de massa do sistema, é dada por:

$$H_{coi} = \frac{\sum_{j=1}^i S_{n_j} H_j}{\sum_{j=1}^i S_{n_j}} \quad (6)$$

O comportamento dinâmico equivalente de um sistema multimáquinas com relação ao centro de massa, é dado por:

$$H_{coi} \frac{dw_{coi}(t)}{dt} = (P_{m_{eq}}(t) - P_{e_{eq}}(t)) \frac{\omega_0}{2} \quad (7)$$

onde $P_{m_{eq}}$ e $P_{e_{eq}}$ são respectivamente a potência mecânica e elétrica equivalentes do sistema. A Equação (6) ainda pode ser expandida para sistemas que contenham fontes geradoras conectadas à rede através de inversores. Neste caso, a inércia do centro de massa equivalente H_{coi} é dada por Ulbig, Borsche e Andersson (2014):

$$H_{coi} = \frac{\sum_{j=1}^i S_{n_j} H_j}{S_T} \quad (8)$$

onde S_T é a potência nominal do sistema, dada pela soma das potências das fontes geradoras. Mais detalhes da dedução matemática podem ser encontrados em Ulbig, Borsche e Andersson (2014), Tielens e Van Hertem (2016), ROSSETTO MORAES (2019) e Golpira e Messina (2017).

Apesar do crescimento das fontes de geração conectadas à rede por meio de inversores, a predominância na geração elétrica brasileira ainda é de origem hidráulica e térmica (geradores síncronos diretamente conectados à rede). Portanto, as investigações sobre regulação de frequência em geradores síncronos mantêm-se pertinentes. Nesse contexto, esta seção tem como objetivo discutir a regulação de frequência em SEPs por meio de unidades síncronas.

2.3 CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE FREQUÊNCIA

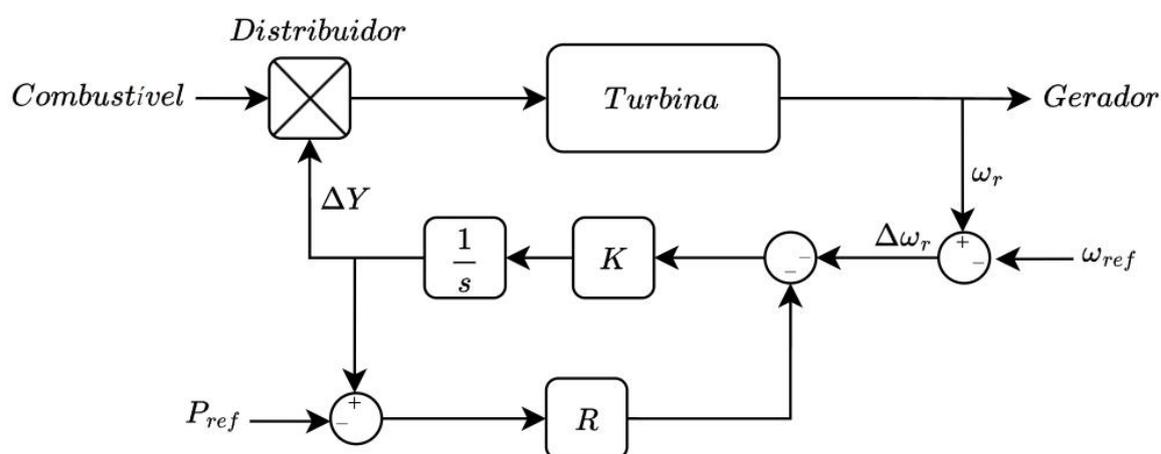
Para a operação satisfatória de SEPs, a frequência deve ser estável, e se manter dentro de uma faixa de operação, para atender requisitos de qualidade e evitar atuação indevida da proteção. Além disso, outros equipamentos e elementos podem ter seu desempenho afetado pelos desvios ou variações de frequência (KUNDUR, 1994).

As unidades de geração (hidráulicas e térmicas) são dotadas de reguladores de velocidade, responsáveis por reestabelecer o equilíbrio geração-carga frente a uma perturbação. Alguns geradores, geralmente os de maior capacidade, participam do controle secundário de frequência, responsáveis por atuar para anular o erro de frequência, e controlar o intercâmbio de potência entre diferentes áreas do sistema Kundur (1994). Em Kundur (1994), podem ser encontradas as principais estruturas de regulação de velocidade utilizadas.

2.3.1 Controle primário de frequência

O controle primário de frequência em SEPs é realizado, de forma predominante, pelos reguladores de velocidade das máquinas síncronas conectadas diretamente à rede elétrica. A estrutura convencional da regulação de velocidade em máquinas síncronas é apresentada na Figura 2.

Figura 2 – Regulador com Queda de Velocidade (*speed droop*)



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994)

A velocidade da turbina ω_r é medida e comparada com uma referência ω_{ref} , e o sinal de erro $\Delta\omega_r$ passa por um controlador previamente projetado. A saída do integrador regula a entrada de combustível/água alterando a abertura da válvula/distribuidor, fazendo com que seja injetado mais ou menos combustível (vapor/água). No caso de geradores síncronos, isso funciona, pois, a velocidade está diretamente associada à frequência, que por sua vez está relacionada ao desbalanço entre torque mecânico (produzido pela turbina) e torque elétrico (consumido pela carga). O bloco integrador na malha de realimentação com a saída ΔY é adicionado na malha com o objetivo de zerar o erro de velocidade, mantendo a velocidade de rotação constante.

Para uma entrada de carga P_e , haverá inicialmente uma queda da velocidade com uma taxa de queda ditada pela inércia da máquina, seguida de um aumento da potência mecânica P_m da máquina, o que faz a velocidade rotórica aumentar novamente, tendendo a restabelecer a frequência para próximo de seu valor nominal.

Para agregar ao regulador um comportamento de compartilhamento de potência em sistemas multimáquinas, é adicionada uma malha de realimentação chamada de *droop*, que recebe o sinal da saída do integrador, e atua com uma parcela na velocidade de referência, através do estatismo R . Esta configuração é conhecida como regulador com queda de velocidade.

O estatismo R é determinado com base na relação de variação de potência da máquina dada uma variação de frequência da rede (velocidade da máquina), e é dado por:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (9)$$

onde Δf e ΔP são respectivamente variação de frequência e de potência de saída da máquina. Em sistemas multimáquinas, na ocorrência de uma perturbação, os reguladores distribuem a participação no controle entre todas as máquinas participantes da regulação, com base no desvio de frequência. Portanto, este tipo de regulação é desejável em sistemas multimáquinas, já que é possível predeterminar a porcentagem de potência despachada de cada máquina frente a perturbações, ajustando seus estatismos. Tipicamente, o valor do estatismo é de $R = 5\%$ (KUNDUR, 1994).

Além da possibilidade de atuar na referência de velocidade da máquina, os reguladores respondem a uma referência de potência P_{ref} . Essa malha adicional faz com que seja possível alterar o *setpoint* de potência da máquina, para qualquer frequência. Com essas duas malhas (potência e velocidade), dada uma perturbação, as máquinas tendem a encontrar um novo ponto de equilíbrio de potência e de velocidade, em torno de seus valores de referência. No caso de uma máquina operando isolada, o ajuste da potência de referência acarreta variação da velocidade da máquina, enquanto que em sistemas multimáquinas, este ajuste tem impacto mínimo na frequência do sistema, ajustando a potência despachada desejada para cada gerador (KUNDUR, 1994).

Atualmente, os reguladores de velocidade são predominantemente constituídos por controladores Proporcional Integral Derivativo (PID), mantendo as características dos reguladores precursores, como os pneumáticos e eletromecânicos. As propriedades inerentes ao PID possibilitam respostas mais rápidas, oferecendo a capacidade de reduzir ou aumentar o ganho transitório. Embora o termo derivativo seja vantajoso em operações isoladas, na operação interligada, esta parcela é comumente zerada para evitar oscilações e potencial instabilidade, segundo Kundur (1994) e Zhang *et al.* (2020). Assim, o controlador, agora PI, se resume a duas ações de controle: proporcional e integral.

Normalmente, em resposta a um degrau de carga no sistema, baixos valores do ganho proporcional resultam em maiores desvios em regime permanente, enquanto valores elevados proporcionam melhor desempenho em regime, embora às custas de uma resposta transitória menos amortecida, ampliando as oscilações. A eliminação do erro em regime é alcançada pela ação integral. Entretanto, ganhos integrais excessivamente elevados podem ocasionar *overshoots* indesejados. Assim, é necessário estabelecer uma relação de compromisso ao ajustar o controlador PI, conforme discutido por Chatterjee (2010).

A crescente complexidade do sistema tende a prejudicar o desempenho da

regulação da frequência elétrica. O controlador convencional apresenta limitada capacidade de adaptação, especialmente diante das mudanças contínuas nos sistemas de potência, conforme destacado por Huang *et al.* (2020).

No Relatório de Análise de Perturbação (RAP) relativo à perturbação do dia 08/12/2022 disponível em ONS (2023a), quando houve um bloqueio do bipolo de corrente contínua Xingu-Terminal Rio (XTR), que culminou em uma atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) cortando 1.991,40 MW de carga, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), constatou um desempenho dinâmico inadequado para algumas unidades geradoras do SIN durante a perturbação, e faz a seguinte recomendação:

Deve-se corrigir o desempenho da regulação primária dessas unidades geradoras de forma que elas contribuam nos eventos de subfrequência, sem que haja a redução de potência ativa conforme foi observado nessa ocorrência. Caso esteja havendo a comutação automática do modo de controle do regulador de velocidade, recomendamos o bloqueio da comutação e a otimização dos ajustes do regulador de velocidade na operação interligada ao SIN, permitindo um desempenho adequado da regulação primária dessas unidades geradoras, sem que haja a necessidade da comutação do modo de controle. Solicitamos o envio de um relatório técnico com as evidências da correção deste problema nos reguladores de velocidade, mediante ensaios de campo de estatismo permanente (ONS, 2023a).

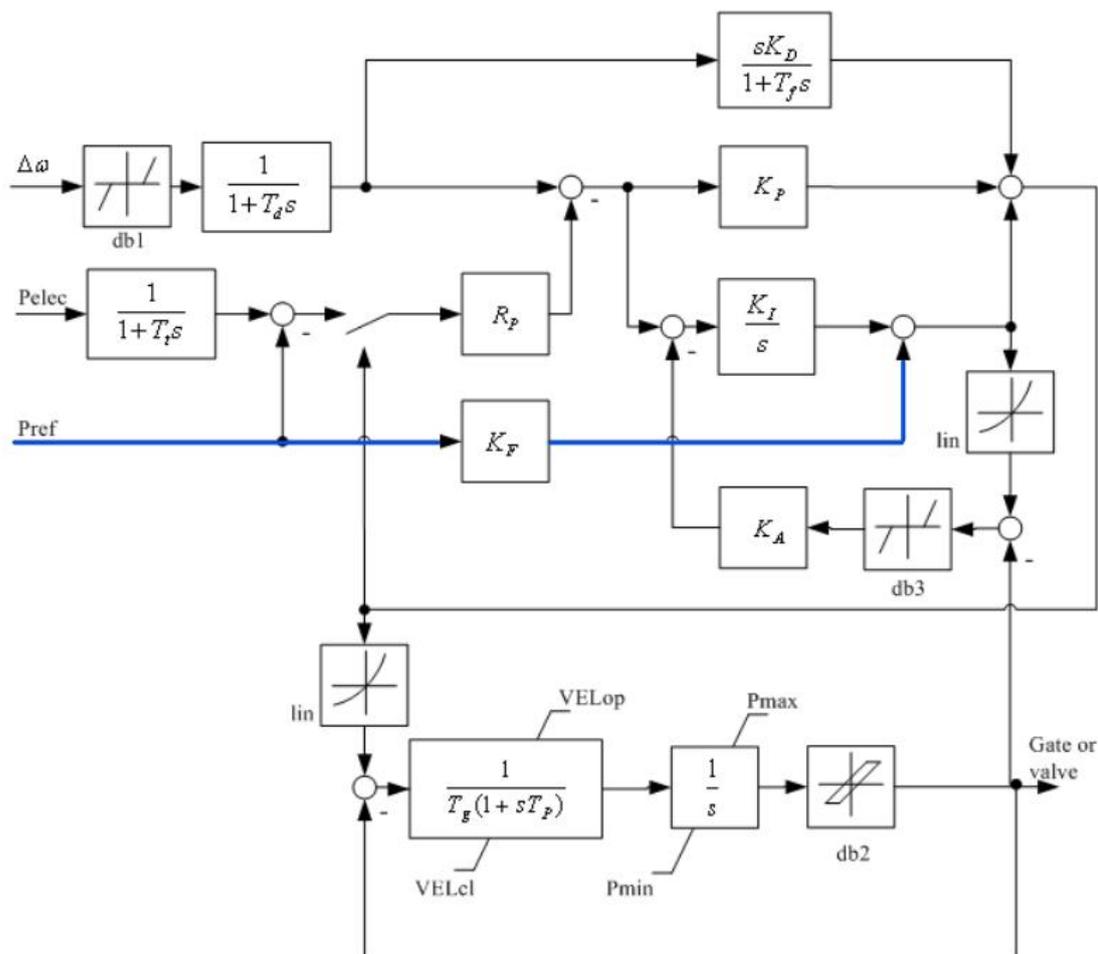
A comutação entre modos de controle dos reguladores de velocidade permite manter a regulação com uma resposta mais rápida na operação interligada e alterar os parâmetros dos reguladores quando detectada a operação isolada, neste caso adotando ganhos mais baixos. Devido ao comportamento dinâmico inadequado desse tipo de estratégia, o ONS recomendou o bloqueio da comutação e a otimização dos ajustes da regulação. Portanto, os ajustes dos reguladores devem seguir critérios mais conservadores, o que garante a estabilidade durante a operação isolada, a custo de uma redução da velocidade global da resposta da regulação na operação interligada.

2.3.1.1 Esquemas atuais de controle de frequência utilizados na indústria

Apesar da estrutura base ser comum, as malhas de controle de frequência utilizadas por fabricantes se diferenciam entre si em alguns aspectos. Usualmente, as diferenciações ocorrem em parâmetros de limitadores, banda morta, filtros, também podendo aparecer diferenças de estrutura. Em Committee *et al.* (2013), é feita uma revisão sobre os modelos de reguladores de frequência a serem utilizados em simulações dinâmicas para melhor representar estruturas utilizadas na indústria, e recomenda-se

o uso de uma malha direta entre potência de referência e distribuidor nas unidades hidráulicas. Essa malha é destacada na cor azul na Figura 3.

Figura 3 – Estrutura típica de regulador de velocidade aplicado a unidades hidráulicas



Fonte: (COMMITTEE *et al.*, 2013)

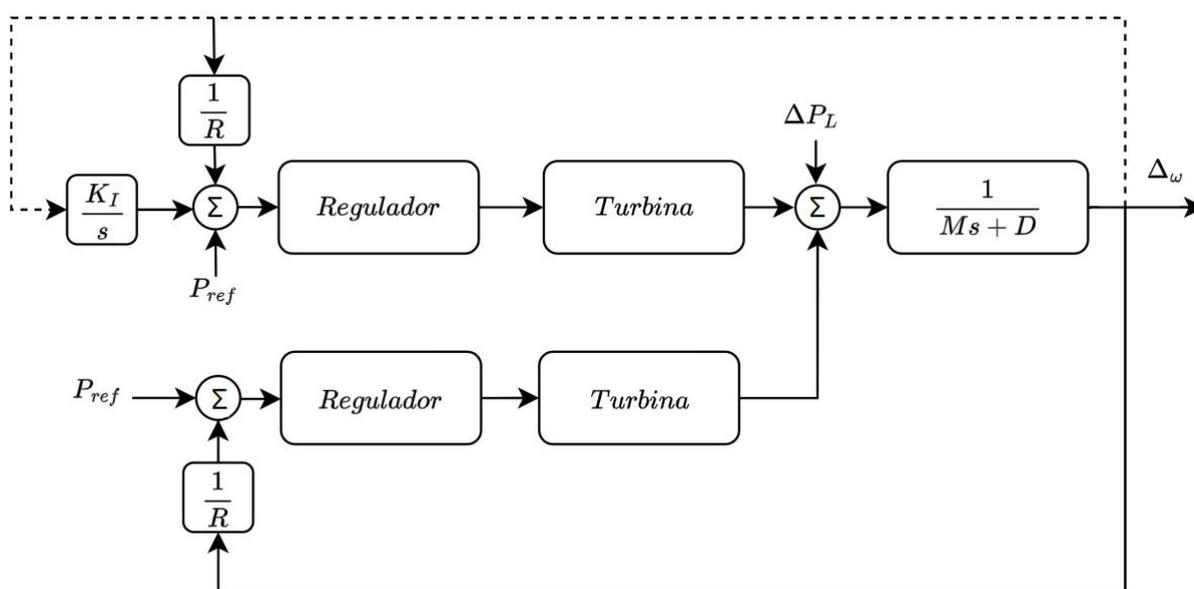
De maneira geral, a estrutura desse regulador é semelhante à estrutura convencional apresentada anteriormente (exceto pelas nomenclaturas). Basicamente, é uma estrutura composta por uma malha de velocidade, uma malha de potência com estatismo permanente, e um controlador do tipo PID de estrutura paralela. Além disso, é representada a malha do servo motor. A malha em destaque tem como objetivo mudanças mais rápidas no distribuidor frente a tomadas de carga, ou partida de máquina. O ganho K_F representa a inclinação da curva potência x abertura da turbina. Na maioria dos estudos acadêmicos, essa malha é negligenciada. A implementação dessa malha tem impacto significativo, especialmente no tempo de resposta da regulação frente a mudanças de patamares de cargas. Neste trabalho, essa malha foi implementada nos geradores hidráulicos, a fim de melhor representar uma grande parte dos reguladores

presentes na indústria. Além disso, como será discutido posteriormente, o controle proposto atua no sinal de referência de potência do regulador, impondo influência direta na ação desta malha.

2.3.2 Controle secundário de frequência em SEPs

A atuação do controle primário de frequência é primordial na restauração do equilíbrio carga-geração. Entretanto, em regime permanente, a regulação primária não é capaz de zerar o erro de frequência. Para restaurar a frequência para o seu valor nominal, é implementado o CAG, também denominado de Controle Secundário de Frequência. Além dessa função, o CAG também é responsável por controlar os intercâmbios de potência no caso multiáreas (APOSTOLOPOULOU; SAUER; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, 2014). A malha do CAG consiste em adicionar uma malha contendo um controlador do tipo integral. A entrada do integrador é a variação de frequência, e a saída é uma parcela de potência de referência, que se soma à referência dos reguladores de velocidade, fazendo com que o erro de frequência seja eliminado. A Figura 4 apresenta o diagrama típico de um sistema de duas áreas com controle primário e secundário de frequência.

Figura 4 – Sistema 2 áreas com CAG em uma das áreas



Fonte: Adaptado de Kundur (1994)

Na Figura 4, as máquinas são representadas por uma inércia equivalente M e o termo D representa o coeficiente de amortecimento equivalente da geração e da

carga. Apenas uma das áreas é dotada de CAG, representado pela malha integradora de ganho K_I .

Em condições normais, quando uma área tem capacidade de regular a frequência perante perturbações, o CAG dessa própria área fará isso. Em situações anormais, quando uma área não tem essa capacidade, os CAGs de outras áreas tendem a contribuir através do intercâmbio de potência entre elas (KUNDUR, 1994). Para se ter essa capacidade de ajuda mútua entre as áreas ao CAG, uma malha adicional sensível ao fluxo de potência entre as áreas é necessária.

Em geral, o uso do desvio de frequência como sinal de entrada do integrador já é suficiente para zerar o erro em regime permanente. Na prática, esse sinal é conhecido como Erro de Controle de Área (ECA). Em sistemas multi-áreas, por conveniência, é razoável escolher o sinal de ECA com base na característica de resposta das áreas, ou seja:

$$ECA_1 = \Delta P_{12} + B_2 \Delta f \quad (10)$$

$$ECA_2 = \Delta P_{21} + B_1 \Delta f \quad (11)$$

onde ECA_1 e ECA_2 são respectivamente os erros de controle das áreas 1 e 2, P_{12} e P_{21} são os fluxos de potência entre as áreas, e B_1 e B_2 são chamados de *bias*, e normalmente escolhidos como sendo igual a característica natural da respectiva área:

$$B_i = \beta_i = \frac{1}{R_i} + D_i \quad (12)$$

Fisicamente, o ECA representa o montante de geração necessário para zerar o erro da área, em MW (KUNDUR, 1994).

Apesar da filosofia de operação do CAG ser consolidada, recentemente alguns trabalhos têm proposto mudanças significativas na estrutura de operação do CAG, motivados principalmente pelo aumento contínuo de conexão de geração intermitente na rede. Em Lackner, Osipov *et al.* (2020), é proposta uma estratégia onde os CAGs não são responsáveis somente pela própria área, mas participam mais ativamente na divisão de potência em outras áreas através de um sinal suplementar. Segundo os autores, a estratégia tem impacto econômico significativo. Em Li, Zhao e Chen (2015), é proposta a incorporação do problema de otimização de despacho econômico a formulação do CAG. Em Lackner e Chow (2017), o despacho de unidades mais econômicas de geração foi proposto através de um esquema simples de compartilhamento de serviços de regulação ótima, em paralelo com uma arquitetura de controle distribuído em larga escala. Esta arquitetura amplia o conceito existente de ECA de forma que o compartilhamento de serviços de regulação possa ser implementado automaticamente e com comunicação mínima. Em Xi *et al.* (2019), é apresentada uma arquitetura multinível de controle baseado em dois ou mais grupos, onde um controle

de nível hierárquico mais alto (nível 1) é responsável pela otimização do custo através da coordenação de controle de todos os grupos e um segundo nível (nível de grupo) é responsável pela restauração da frequência nominal e pela minimização do custo local.

2.3.2.1 Controle Automático de Geração (CAG) no SIN

A aplicação do CAG no SIN é regida pelas diretrizes da operação do ONS. De acordo com os procedimentos dados em ONS (2023d), cada subsistema (área de controle) deverá controlar suas unidades geradoras em sua área visando manter o intercâmbio entre as áreas e/ou valor de frequência em valores previamente programados. Para isso, cada área de controle deve ter capacidade suficiente para atender suas variações de carga e geração sob frequência nominal. Na prática, os CAGs podem operar em três modalidades: (i) intercâmbio e frequência constantes (TLB), (ii) frequência constante (FF) e, (iii) intercâmbio constante. No modo FF de operação, o cálculo do erro de controle de área (ECA) é definido por:

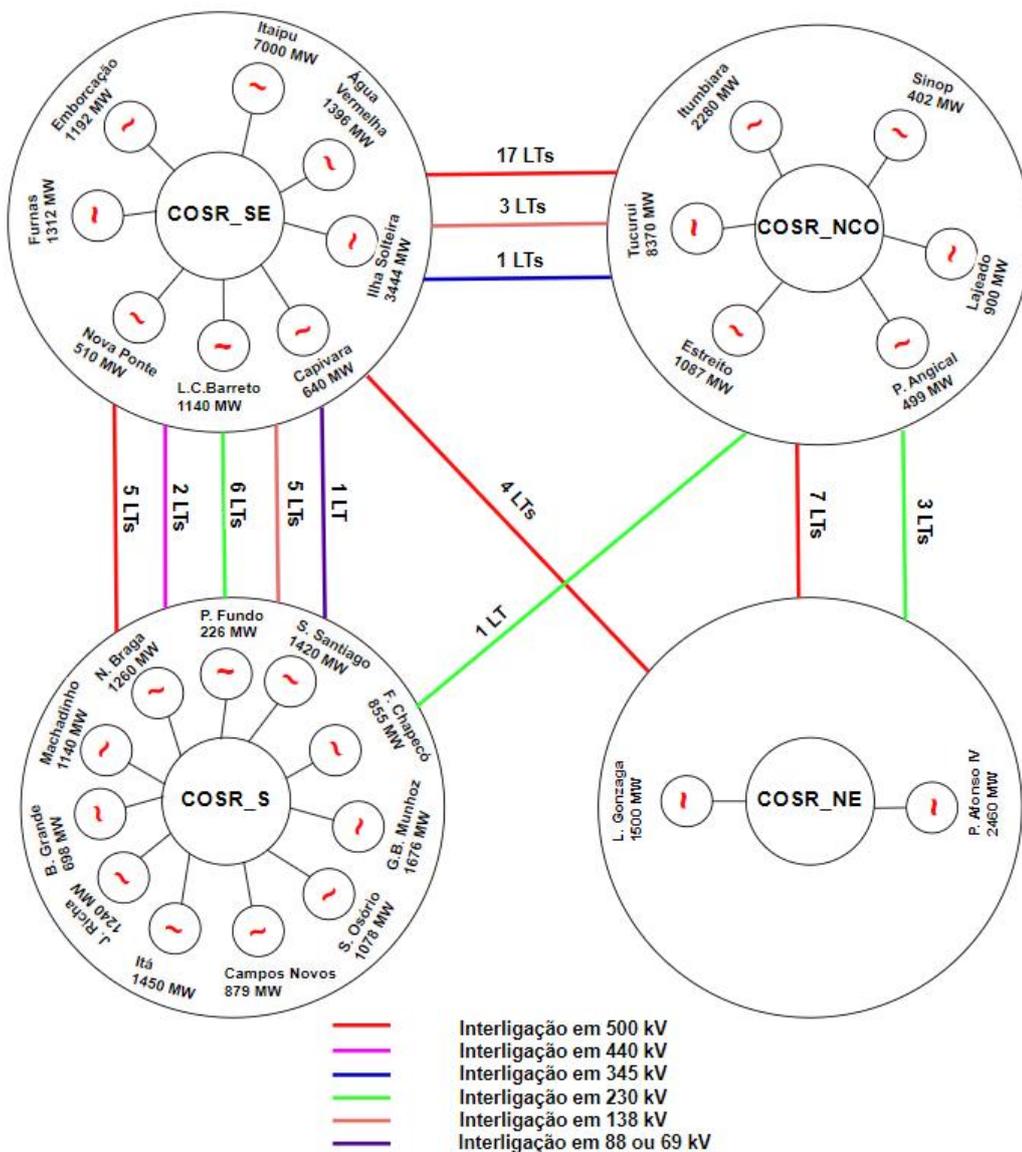
$$ECA = 10\beta\Delta f \quad (13)$$

onde β corresponde a característica natural da área, dada pela Equação (12). O fator de multiplicação é definido para representar a variação em MW / 0,1 Hz.

O submódulo 2.15 do ONS encontrado em ONS (2023d) apresenta as características de operação para os CAGs de cada área do SIN. Uma limitação importante imposta ao CAG, é a atuação somente na faixa de frequência de 59,5 a 60,5 Hz. Ou seja, para desvios de frequências maiores do que 0,5 Hz, o CAG é desligado automaticamente. Ainda nos requisitos de operação estabelecidos no SIN, em ONS (2021) define-se que o canal de comunicação entre centros de operações e usinas para envio dos pulsos de CAG deve ser da classe A de serviços de voz e de dados, e atender uma latência menor que 140 ms, além de ter disponibilidade maior ou igual a 99,98% do tempo.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) está dividido em quatro áreas de controle de CAG. Atualmente, os Centros Regionais de Operação do Sistema (COSR) são divididos em: COSR-SE, COSR-S, COSR-NCO e COSR-NE. Cada centro regional é responsável pela operação e supervisão do CAG em tempo real das usinas que compõe o centro. A coordenação da operação do CAG é feita pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). Na Figura 5, são ilustradas as áreas de CAG com suas respectivas usinas que operam sob CAG. As interligações entre as áreas de controle são separadas por nível de tensão.

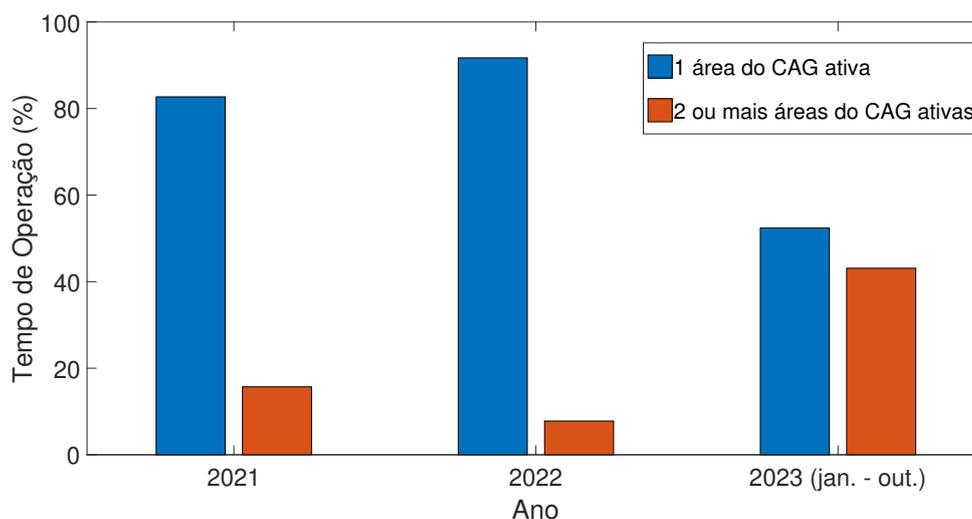
Figura 5 – Interligação entre áreas de controle do CAG



Fonte: Adaptado de ONS (2023d)

Apesar das quatro áreas disponíveis para operar sob CAG, é possível afirmar pelos registros da operação, que nos últimos anos, apenas uma área de controle atua sob CAG na maior parte do tempo, como mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Configuração operativa dos CAGs



Fonte: Elaborado a partir de ONS (2023c)

De janeiro a outubro de 2023, aproximadamente 53,17% do período foi caracterizado pela centralização do controle do CAG em uma única área, com notável predominância nas regiões Sul e Sudeste. No ano de 2022, a incidência de uma única área de controle do CAG foi ainda mais proeminente, abrangendo 91,7% do tempo, sendo a região Sul responsável por operar de forma isolada em 61,6% do ano. De maneira análoga, em 2021, a operação exclusiva de uma área de controle do CAG foi observada em 82,7% do tempo, com destaque para as regiões Sul e Sudeste. A operação conjunta de áreas de controle do CAG representou uma parcela significativamente menor do tempo.

Neste contexto, o trabalho publicado em Moreale e Junior (2023) propõe alterações na filosofia de operação do CAG do SIN, tornando as 4 áreas de controle existentes no SIN em uma única área de controle, operando no modo FF. A principal motivação para essa mudança segundo os autores, é o fato do SIN já operar praticamente na totalidade do tempo no modo FF com um ou mais CAGs ligados simultaneamente. A vantagem dessa proposta é permitir uma operação mais flexível com a otimização dos escassos recursos de reserva de potência operativa secundária atualmente disponíveis, assim como uma melhor alocação da reserva de potência operativa entre as usinas que operam sob CAG. Os autores ainda destacam que o trabalho já encontra-se em fase de especificação dentro do ONS, com alguns recursos necessários já em desenvolvimento. Portanto, as evidências apontam na direção da unificação do controle CAG para uma única área de controle no SIN, o que potencializa a estratégia proposta nesta tese, pois viabiliza a atuação permanente do controle suplementar proposto, como será apresentado nos próximos capítulos.

2.4 RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO SIN

A alocação adequada de reservas operativas em SEPs é fundamental para garantir o bom desempenho especialmente do controle de frequência. No SIN, o ONS determina a alocação e quantificação de três categorias de reserva: primária, secundária e terciária. A reserva primária ($R1$) destina-se à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras do sistema, isto é, a regulação primária de velocidade, e deve ser distribuída entre as usinas geradoras da área de controle com regulador de velocidade desbloqueado (ONS, 2023d). A quantificação da reserva $R1$ é definida da seguinte forma:

$$R1_i = 1\%RGA_i \quad (14)$$

onde $R1_i$ é a reserva primária de responsabilidade da área de controle i , e RGA_i é o somatório entre a carga da área de controle i e o intercâmbio líquido da área de controle i . A reserva secundária ($R2$) tem a função de recuperar a frequência do sistema, alterada pelas variações momentâneas ou de curta duração da carga ou da geração eólica, sendo destinado ao CAG. A $R2$ deve dispor simultaneamente de reserva secundária para elevação da geração ($R2e$) e reserva secundária para redução de geração ($R2r$). A quantificação da $R2$ é dada por ONS (2023d):

$$R2e_i = 4\%C_i + Reol_i \quad (15)$$

onde $R2e_i$ é a reserva secundária para elevação de geração de responsabilidade da área de controle i , C_i é a carga da área de controle i , e $Reol_i$ é a parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica, a depender da área de controle. A reserva $R2r$ é definida como (ONS, 2023d):

$$R2r_i = 2,5\%C_i + Reol_i \quad (16)$$

onde $R2r_i$ é a reserva secundária para redução de geração de responsabilidade da área de controle i . A reserva secundária $R2$, que constitui a maior parte da reserva girante, deve ser distribuída entre as usinas sob CAG da respectiva área de controle. A reserva terciária ($R3$) tem por função complementar a reserva de potência operativa do sistema para elevação de geração ($R1 + R2e$), calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassa o valor de 5% da carga do sistema. A reserva $R3$ é nula se a reserva calculada probabilisticamente for igual ou inferior a 5% da carga do sistema. A quantificação e alocação das reservas de potência operativas podem ser encontrados em ONS (2023d).

Em resumo, a estratégia de alocação e quantificação das reservas de potência operativa no SIN, é alocar a maior parte (cerca de 80% da reserva girante) para o controle secundário de velocidade (CAG), deixando apenas 20% da reserva girante

para a regulação primária de velocidade. Esta estratégia é interessante para regimes normais de operação, isto é, variações normais de carga e geração. Para perturbações de maior porte, que dependem da regulação primária, esta estratégia pode não ser a melhor para o desempenho do controle de frequência. Em grandes perturbações no SIN, as excursões máximas de frequência (nadir e/ou zenith) se dão geralmente entre 10 e 20 s, onde o CAG não tem contribuição efetiva, e ainda, podem ter sido desligados se a excursão de frequência for maior do que 0,5 Hz. Nestes cenários, a única forma de elevação ou redução da potência mecânica e utilização da reserva é através da regulação primária. Com pouca reserva para a regulação primária, a característica natural da área ($1/R + D$) é degradada, aumentando os desvios de frequência.

É evidente uma relação de compromisso entre regime normal de operação e grandes perturbações na definição e alocação de reservas de potência operativas. O uso mais apropriado da reserva $R2$, cuja parcela é majoritária frente a reserva operativa total, é uma fonte motivacional da estratégia proposta neste trabalho. O controlador proposto permite solicitar esforço maior de controle das usinas sob CAG em períodos transitórios, fazendo melhor uso da reserva secundária $R2$, como será abordado nos próximos capítulos.

2.5 CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM MENOR PROPORÇÃO DE GERAÇÃO SÍNCRONA

Nas últimas décadas, o crescimento do número de fontes conectadas através de inversores de frequência foi significativo, e essa é uma tendência contínua e irreversível (BAHAR *et al.*, 2018). Os problemas associados com o avanço das RES (*Renewable Energy Sources*) são divididos em dois: *i*) a diminuição da reserva girante de potência devido à diminuição de geração síncrona no sistema, o que pode ser um problema em situações em que seja necessário entregar mais energia à rede, e *ii*) a diminuição da inércia do sistema, o que faz com que aumentem as taxas de variação da frequência (RoCoF) frente à perturbações (KERDPHOL *et al.*, 2019). O primeiro problema tende a ser contornado com o avanço dos dispositivos armazenadores de energia. Já a diminuição da inércia é devida às fontes conectadas através de inversores de frequência, que desacoplam a máquina da rede através de um *link* de corrente contínua, fazendo com que a máquina não seja sensível às variações de frequência naturalmente. Consequentemente, não há contribuição na regulação, e portanto, estas fontes podem ser consideradas como uma geração de inércia nula acoplada à rede. O segundo problema, tende a ser contornado pelo avanço dos estudos em controles aplicados aos próprios inversores de frequência, fazendo com que estes possam contribuir na regulação de frequência. Entretanto, essas estratégias não anulam a dependência de sistemas de armazenamento de energia, especialmente por essas fontes não possuírem grande capacidade de reserva de potência imediata.

A alta inserção de energia eólica e fotovoltaica na matriz energética, pode comprometer a operação do sistema, por serem fontes conectadas à rede através de inversores de frequência, deixando o sistema mais suscetível a distúrbios. A inserção de fontes renováveis conectadas através de inversores no sistema pode resultar em maiores flutuações da frequência elétrica e diminuição das margens de estabilidade do sistema, já que reduzem a inércia do sistema e reduz-se a capacidade da regulação por parte da geração síncrona (ONS, 2018).

2.5.1 Fontes alternativas e seus efeitos no desempenho do controle de frequência

As fontes baseadas em inversores trazem novos desafios para a operação do sistema elétrico, principalmente com relação à estabilidade, que podem ser divididos em estabilidade de tensão, frequência e ângulo. Neste trabalho, serão discutidos os efeitos dessas fontes na estabilidade de frequência.

Os inversores podem ser classificados em dois tipos: *Grid Following* (GFL) e *Grid Forming* (GFM). Inversores do tipo GFL são a maioria no sistema atual e podem ser vistos como fontes de corrente, controlando as correntes ativa e reativa injetadas na rede. Já os inversores do tipo GFM, podem ser vistos como fontes de tensão, e podem definir as referências de tensão e corrente em redes isoladas, e conseguem dar partida em um sistema desligado, o que os torna semelhantes a geradores síncronos (MATEVOSYAN *et al.*, 2021). A menos que operem abaixo da potência disponível, os dois tipos de inversores não possuem capacidade de reserva de energia, já que são associados a fontes primárias de energia que não podem ser armazenadas para fins de reserva.

Os inversores do tipo GFL, são incapazes de fornecer resposta instantânea perante perturbações na rede. Apesar de serem mais lentos e não terem resposta natural, esses inversores podem contribuir em transitórios na rede, visto que podem ter sua referência de corrente alterada através de controles sistêmicos. Por outro lado, os inversores do tipo GFM, quando conectados em sistemas com outros geradores síncronos, são capazes de contribuir rapidamente e de forma natural no controle de frequência da rede elétrica, por ter um fasor de tensão interno que se mantém constante durante períodos transitórios. Para manter esse fasor constante, o inversor precisa manter o sincronismo com os demais geradores da rede (MATEVOSYAN *et al.*, 2021).

2.5.2 Estratégias de Controle de frequência em fontes alternativas

Para contornar os desafios do controle oriundos da conexão de inversores de frequência à rede elétrica, além de novas estruturas de controle atuando nas fontes geradoras, estratégias têm sido desenvolvidas. A contribuição destas fontes no LFC

tende a ser transitória, visto que em regime permanente a geração tende a voltar para o ponto de máxima extração de potência.

O avanço das tecnologias envolvendo armazenamento de energia tende a contribuir neste ponto, tornando a contribuição efetiva em um período maior de tempo. Entretanto, o custo associado ao armazenamento via baterias ainda pode ser considerado elevado (COLE; FRAZIER; AUGUSTINE, 2021). Diversas outras abordagens foram desenvolvidas neste contexto, tornando possível o aumento da geração na matriz energética por meio dessas fontes de geração. A abordagem mais difundida neste meio é a inércia virtual, que basicamente, têm como objetivo emular a inércia de geradores síncronos em inversores de frequência, adicionando malhas de controle suplementares. Algumas estratégias que abordam este tema podem ser encontradas em Kerdphol *et al.* (2019), Heydari, Savaghebi e Blaabjerg (2020), Nguyen, Yang, Nielsen *et al.* (2017), Kerdphol *et al.* (2019) e Chu Sun *et al.* (2019). Em Hao *et al.* (2015) é proposto um super capacitor como forma de armazenamento de energia para limitar a excursão de frequência frente a perturbações. Já em Yantao e Zhen (2017), os autores propõem a operação em sobre-velocidade do aerogerador de modo a despachar uma reserva de potência disponível na máquina em determinadas situações.

Devido ao aumento da participação das fontes conectadas via inversores à rede, há uma tendência mundial em tornar compulsória a participação dessas fontes no controle de tensão e frequência da rede. No Brasil, é exigida a contribuição de parte das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas no controle de tensão, controle de potência reativa e controle de fator de potência. Com relação ao controle de frequência, de acordo com ONS (2023e), é estabelecido que os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW devem dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (sintética) através de modulação transitória da potência de saída. Ainda, esse mecanismo deve contribuir com, no mínimo, 10% de sua potência nominal, por um período de 5 s em regime de subfrequência para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz, e a injeção inicial de potência ativa deve ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada *Hertz* de desvio de frequência (ONS, 2023e). Os ajustes e tempos mínimos de resposta exigidos para este controle podem ser encontrados em ONS (2023e).

2.5.3 Estratégias de controle de frequência em máquinas síncronas

A motivação para aprimorar o desempenho das máquinas síncronas no LFC tem emergido nas últimas décadas, impulsionada principalmente por mudanças sistêmicas. Diversas abordagens buscam otimizar os parâmetros dos reguladores, empregando métodos distintos de otimização. Nos trabalhos de Fang, Chen e Shen (2011) e Zhao *et al.* (2021), a otimização dos reguladores é realizada por meio do algoritmo de *Par-*

title Swarm. No trabalho de Kou *et al.* (2009), a otimização é realizada utilizando o *Bacterial Foraging Algorithm*. Já em Padhan, Sahu e Panda (2014) e Fu e Su (2015), os parâmetros do PID são otimizados por meio do *Moth-Killing Algorithm* e do *Fruit Fly Algorithm*. Em Shangguan *et al.* (2020), Tan (2009) e Shang-Guan *et al.* (2020), parâmetros dos reguladores de velocidade (PI ou PID) são projetados a partir de um modelo amostrado construído usando baixas taxas de amostragem. Em Shangguan *et al.* (2020), os autores propõem a construção de um modelo discreto analítico através de medições da rede e monitoramento de variáveis locais, incorporando controle primário e secundário. Com o modelo, os parâmetros dos reguladores são projetados. O principal foco deste trabalho é propor técnicas que não sejam impactadas por baixas taxas de amostragem, como pode ser o caso de controladores de tempo contínuo. Em sistemas elétricos em transição, com alto nível de penetração de fontes alternativas, tais estratégias poderiam ser adotadas para aprimorar o desempenho da regulação de frequência pelo lado das máquinas síncronas. Apesar das vantagens oferecidas por essas estratégias, alguns desafios surgem nesse tipo de abordagem, como a propensão a convergir para ótimos locais, representando a otimização para pontos de operação específicos, sem que o controlador possua a capacidade direta de se adaptar a variações nas condições operacionais.

Em Dörfler e Grammatico (2017), os autores propõem uma abordagem de controle de frequência com arquiteturas centralizadas e distribuídas, onde uma combinação das medições de frequência é centralmente agregada, e a partir de uma lei de controle integral, os sinais de controle são gerados. Esses sinais são transmitidos e alocados de forma otimizada nas unidades de geração locais, resolvendo o problema do LFC e de despacho econômico. Já em Hu *et al.* (2024), os autores propõem um controle preditivo baseado em modelos lineares para microrredes com alto nível de geração intermitente, responsável por gerar um sinal suplementar que atua na entrada do regulador de velocidade. Os autores atestam a eficácia do controle proposto na mitigação de oscilações de frequência causadas pela intermitência da geração eólica, ao mesmo tempo que o modelo linear é expandido para acompanhar variações das condições operativas.

2.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo, foi realizada uma revisão sobre o controle de frequência em sistemas elétricos de potência, destacando particularidades do SIN. Ressalta-se a busca pela otimização na ação dos reguladores primários de velocidade das máquinas síncronas diante da conexão de fontes alternativas à rede, sendo que a maioria dos trabalhos busca a otimização paramétrica dos reguladores.

Do ponto de vista técnico, observa-se que, em geral, o efeito inicial da conexão das fontes alternativas à rede na regulação de frequência é negativo. Destaca-se o

considerável esforço direcionado ao desenvolvimento de metodologias e aplicações que visam contribuir para a regulação de frequência por parte das fontes conectadas por meio de inversores. Conclui-se que há espaço para melhorias relacionadas à regulação de frequência por parte da geração convencional.

Algumas propostas abordam a otimização dos parâmetros dos reguladores de frequência ou a otimização dos sinais de entrada dos reguladores com base em modelos analíticos. Para essas estratégias, é necessária uma alta observabilidade do sistema, além de os reguladores não possuírem capacidade adaptativa diante de mudanças sistêmicas. Por outro lado, alguns trabalhos propõem mudanças estruturais no controle de frequência, agregando a otimização do controle primário e secundário de frequência. Na maioria desses casos, seria necessária uma reestruturação significativa para sistemas com malhas de controle bem definidos (como é o caso do SIN). Algumas abordagens propõem sinais adicionais de controle com base em modelos construídos a partir de medições com longos períodos de amostragem, visando reduzir a dependência de medições com taxas de amostragem elevadas. No entanto, em sistemas elétricos, estudos indicam uma crescente necessidade de uso de medições, e o contínuo aprimoramento das ferramentas de medição é evidente.

Com relação ao controle secundário de frequência, conclui-se que há um movimento de mudança na filosofia de operação do CAG, impulsionado por motivos econômicos e técnicos, especialmente em países com predominância térmica na matriz energética. No Brasil, há uma tendência de unificação das áreas de controle, com o principal objetivo de tornar a operação mais flexível e otimizar os recursos escassos das reservas de potência operativa disponíveis.

Diante do exposto, conclui-se que há lacunas envolvendo a melhora do desempenho da regulação convencional de frequência, ao mesmo tempo em que há uma tendência de reestruturação do CAG no SIN, visto que o melhor aproveitamento das reservas operativas se faz necessário. Frente a isso, um esquema de controle suplementar, aderente à estrutura de controle de frequência do SIN, é apresentado no próximo capítulo.

3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DO MÉTODO PROPOSTO

Neste capítulo são abordados os fundamentos teóricos para a metodologia proposta. Na Seção 3.1, uma revisão sobre identificação de modelos matemáticos é realizada. Na Seção 3.1.2 é dada ênfase para métodos de identificação baseados no Subespaço de Estados (SI). As características e particularidades do método *Deterministic Stochastic Realization* (DSR), utilizado como referência neste trabalho, são destacadas na Seção 3.1.2.1. As seções 3.2 e 3.3 apresentam fundamentos do método de projeto de controladores e do Filtro de Kalman, utilizados no projeto e aplicação do controlador proposto, respectivamente. Por fim, a seção 3.4 apresenta as principais estruturas de controle utilizadas em SEPs.

3.1 IDENTIFICAÇÃO DE SISTEMAS ATRAVÉS DE MODELOS MATEMÁTICOS

Os métodos de projeto de controladores envolvendo modelos matemáticos (lineares ou não lineares) são consolidados na literatura, sendo essa a principal motivação para essa abordagem neste trabalho. O comportamento do sistema elétrico pode ser modelado matematicamente através dos dados e medições disponíveis.

Modelos matemáticos podem ser representados por equações diferenciais em tempo contínuo, ou em tempo discreto através de equações diferenças, representando o comportamento dinâmico do sistema no tempo. Os modelos matemáticos são especialmente usados em situações onde o sistema real é muito complexo ou de alto custo para implementar testes, análise de dados, previsões, otimização, controle de qualidade, projeto de controle, entre outras aplicações (VAN OVERSCHEE, 1996).

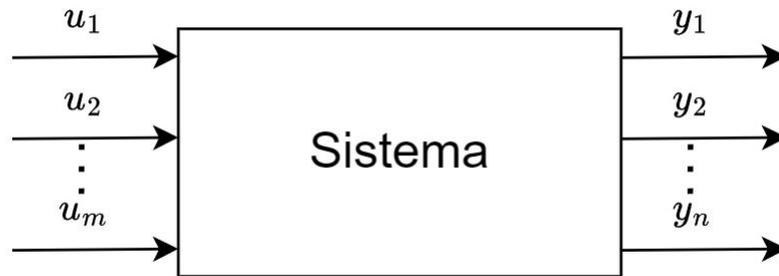
Em geral, é possível seguir dois caminhos para obter modelos matemáticos. Através das leis físicas, é possível obter o modelo matemático, quando se tem acesso à boa parte dos componentes e dados do sistema. Por outro lado, para sistemas grandes, complexos e com pouca informação, os modelos matemáticos podem ser obtidos via identificação, onde usam-se entradas e saídas previamente especificadas, que servem de base para a identificação de um modelo matemático. Neste segundo caso, a associação entre as variáveis físicas e matemáticas pode ser perdida, o que pode ser prejudicial dependendo da aplicação.

No caso de modelos matemáticos para projetos de controle (como é o caso deste trabalho), o interesse maior é na abordagem via identificação, já que os sistemas elétricos tendem a ser de grande porte, o que dificulta o levantamento preciso de dados, além de apresentar alta variabilidade de condições operacionais. Na identificação, é possível pesar entre precisão e complexidade do modelo. Para projetos de controle, há casos em que a precisão muito alta do modelo matemático pode levar esse modelo a uma maior complexidade, e conseqüentemente uma maior complexidade no controle, o que não é desejável (VAN OVERSCHEE, 1996).

3.1.1 Conceitos e definições

A identificação do modelo matemático através de medições e/ou dados disponíveis do sistema é representada na Figura 7, onde u_1, u_2, \dots, u_m representam as m entradas e y_1, y_2, \dots, y_n representam as n saídas.

Figura 7 – Sistema com m entradas e n saídas.

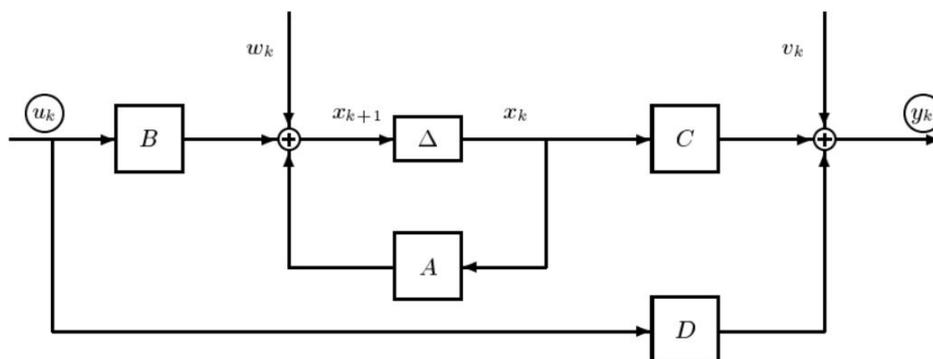


Fonte: Adaptado de Van Overschee (1996)

Neste trabalho, o intuito é identificar modelos matemáticos de sistemas elétricos, onde geralmente não se tem acesso a todas as informações do sistema. O modelo matemático será identificado apenas com informações da operação e medições em tempo real com alguns conhecimentos prévios do comportamento do sistema. Portanto, a identificação do tipo caixa cinza é considerada. Além disso, ruídos de processo e de medição são inerentes a sistemas elétricos, e portanto, devem ser considerados.

Para um modelo linear em espaço de estados a ser identificado, considerando ruídos de processo e de medição, o diagrama de blocos pode ser representado pela Figura 8.

Figura 8 – Diagrama de blocos: Sistema em Espaço de Estados



Fonte: (VAN OVERSCHEE, 1996)

Na Figura 8, u_k e y_k são respectivamente a entrada e saída do sistema a ser identificado, x_k são os estados, w_k representa ruídos de processo, e v_k representa os ruídos de medição. As matrizes A , B , C e D são as matrizes do modelo de espaço de estados.

Uma abordagem para identificação é baseada em critérios de *Prediction Error* (PE). Esses métodos utilizam estruturas com otimização de parâmetros livres com base em erros de predição e resultam em problemas de otimização não lineares, mesmo que o modelo identificado seja linear (VERHAEGEN, 1994). Nesta linha, existe uma família de métodos baseados em predição do erro, denominados de *Prediction Error Methods* (PEM).

Em outra linha, abordagens chamadas de subespaço de estados foram propostas. O campo da identificação via subespaço (SI), evidenciados em Larimore (1983, 1990), Verhaegen (1994), Van Overschee (1996) e Di Ruscio (1994), não apenas resolve o problema de identificação, mas o problema da estrutura de identificação, onde as matrizes geradas e a ordem do sistema a ser identificada podem ser extraídas dos dados de entrada e saída (DI RUSCIO, 1996). Os métodos baseados em SI não necessitam da parametrização explícita do modelo, que pode ser complexa para sistemas multivariáveis. Além disso, a eficiência computacional trazida por esses métodos é superior aos métodos tradicionais (VAN OVERSCHEE, 1996).

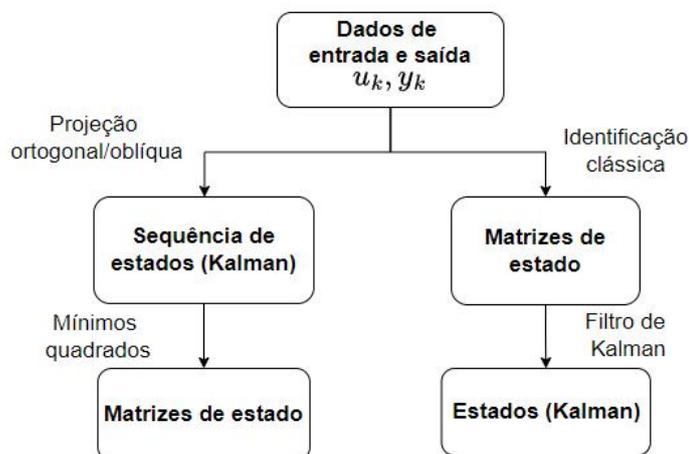
Sistemas elétricos de potência são suscetíveis a ruídos de processo, medições imprecisas e incertezas. Portanto, o método de identificação empregado deve ser capaz de levar em conta estas características, e garantir uma identificação precisa e confiável. Além disso, por serem sistemas de grande porte, a parametrização do modelo é complexa, pois exigiria uma base de dados extensa e detalhada. Alguns trabalhos têm utilizado métodos de identificação via subespaço para realizar identificação de SEPs, por uma série de vantagens, como em Leandro *et al.* (2015) e Pereira *et al.* (2022). Com base no exposto, os métodos de identificação via Subespaço de Estados (SI) foram escolhidos para a metodologia proposta, e serão detalhados nas próximas seções.

3.1.2 Identificação de Modelo via Subespaço

A identificação de modelos via subespaço foi apresentada em Van Overschee (1996), e trouxe uma nova abordagem para identificação de sistemas. Abordagens como a de Larimore (1983, 1990) e Verhaegen (1994) e Van Overschee e De Moor (1994), serviram como base para o desenvolvimento destes métodos.

A principal diferença do método proposto em Van Overschee (1996) é a inversão das etapas, onde primeiramente é estimada uma sequência dos estados, e depois calculadas as matrizes do modelo. No fluxograma da Figura 9 são apresentadas as etapas deste método e uma comparação com a identificação clássica.

Figura 9 – Fluxograma dos métodos de identificação



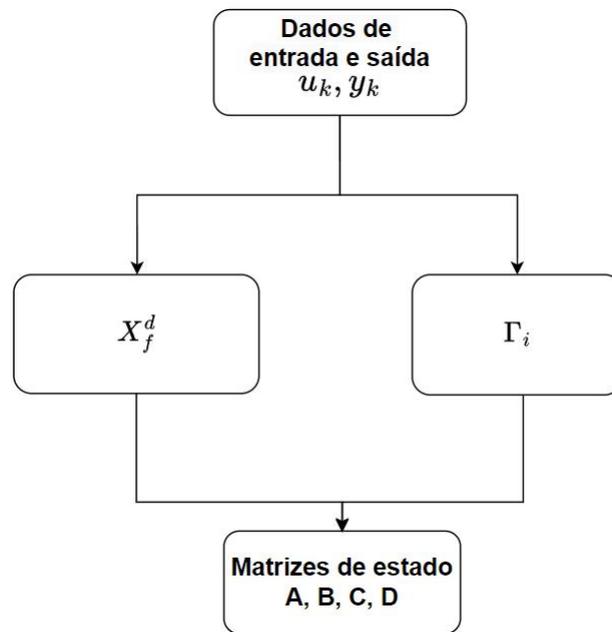
Fonte: (VAN OVERSCHEE, 1996)

O objetivo do algoritmo é: dadas entradas u_k e saídas y_k , deve-se encontrar a ordem n apropriada e as matrizes A , B , C e D , a fim de representar o modelo na forma de espaço de estados. Neste tipo de identificação, as ferramentas utilizadas podem ser expandidas e usadas para os seguintes casos:

- Identificação Determinística: Quando se desprezam os ruídos de processo e medição, isto é: $w_k = v_k = 0$;
- Identificação Estocástica: Considera-se a entrada externa nula, isto é $u_k = 0$, e os ruídos de processo e medição são presentes no modelo;
- Identificação Determinística Estocástica: A entrada externa u_k é conhecida, e os sinais w_k e v_k estão presentes no modelo.

Na prática, a maioria dos sistemas reais apresentam estocasticidade, ou seja, ruídos de processo e/ou de medição. As ferramentas utilizadas para todos os casos têm a mesma base, sendo os casos mais complexos, extensões do caso mais simples (determinístico). Um fluxograma do algoritmo genérico determinístico é apresentada na Figura 10.

Figura 10 – Fluxograma genérico do caso determinístico



Fonte: (VAN OVERSCHEE, 1996)

Na Figura 10, Γ_i é a matriz de observabilidade, e X_f^d é a sequência futura de estados a serem estimados. Tanto a matriz Γ_i quanto a sequência futura de estados X_f^d podem ser obtidas através dos dados de entrada do algoritmo (VAN OVERSCHEE, 1996).

A partir disso, podem ser usados métodos matemáticos, como mínimos quadrados, por exemplo, para encontrar as matrizes do modelo matemático. Diferentemente das abordagens clássicas, a sequência de estados estimados pode ser de grande valia. Entretanto, a associação aos estados físicos do sistema não é trivial. O algoritmo genérico é dado por Van Overschee (1996):

1. **Cálculo das projeções oblíquas a partir das medições:** $O_i = Y_f / U_f W_p$ $O_{i-1} = Y_f^- / U_f^- W_p^+$;
2. **Cálculo da decomposição por valores singulares (SVD) da projeção oblíqua:** $W_1 O_i W_2 = U S V^T$;
3. **Determinação da ordem dos blocos U_1 e S_1 pela inspeção dos valores singulares:**
4. **Determinação de Γ_i e Γ_{i-1} dados por:** $\Gamma_i = W_1^{-1} U_1 S_1^{1/2}$ e $\Gamma_{i-1} = \underline{\Gamma}_i$;
5. **Determinação da sequência de estados atual e futura, dados por:** $X_i^d = \Gamma_i O_i$ e $X_{i+1}^d = \Gamma_{i-1} O_{i-1}$

6. Resolução do seguinte sistema de equações lineares para encontrar as matrizes A , B , C e D :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{X}_{i+1}^d \\ \mathbf{Y}_i | \mathbf{i} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{X}_i^d \\ \mathbf{U}_i | \mathbf{i} \end{pmatrix} \quad (17)$$

onde W_p é a matriz do bloco de Hankel contendo as entradas e saídas passadas, W_p^+ é um bloco de Hankel de W_p , U_f são as entradas futuras, Y_f são as saídas futuras, e O_i e O_{i-1} são as projeções oblíquas atual e atrasada, W_1 e W_2 são matrizes de peso, $\underline{\Gamma}_i$ representa a matriz Γ_i sem as últimas l linhas, onde l é o número de saídas do modelo.

Os métodos do SI, se diferenciam entre eles pela escolha das matrizes de peso W_1 e W_2 (VAN OVERSCHEE, 1996). A escolha dessas matrizes levam a variações entre os métodos clássicos conhecidos do SI, tais como o N4SID, proposto por Van Overschee e De Moor (1994), o **Canonical Variate Analysis (CVA)**, proposto por Larimore (1983, 1990), e o **Multiple Output-Error State sPace (MOESP)** proposto por Verhaegen (1994).

3.1.2.1 Identificação do sistema via Deterministic and Stochastic Realization (DSR)

Uma variante dos métodos de identificação via subespaço de estados é o Deterministic Stochastic Realization (DSR), apresentado por Di Ruscio (1996). A base do método de identificação é a mesma se comparada aos outros métodos do SI. Entretanto, o DSR apresenta algumas particularidades. O algoritmo DSR utiliza um modelo de espaço de estados estendido (ESSM), dado por:

$$Y_{k+1|L} = \hat{A}Y_{K|L} + \hat{B}U_{K|L+1} + \hat{C}E_{K|L+1} \quad (18)$$

onde as matrizes dos dados de entrada U_k e saída Y_k são conhecidas, dadas por:

$$\begin{pmatrix} Y_{k+1|L} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_k & y_{k+1} & y_{k+2} & \cdots & y_{k+K-1} \\ y_{k+1} & y_{k+2} & y_{k+3} & \cdots & y_{k+K} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ y_{k+L-1} & y_{k+L} & y_{k+L+1} & \cdots & y_{k+L+K-2} \end{pmatrix} \in \mathfrak{R}^{Lm \times K} \quad (19)$$

$$\begin{pmatrix} U_{k|L+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_k & u_{k+1} & u_{k+2} & \cdots & u_{k+K-1} \\ y_{k+1} & y_{k+2} & u_{k+3} & \cdots & u_{k+K} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ u_{k+L-1} & u_{k+L} & u_{k+L+1} & \cdots & u_{k+L+K-2} \\ u_{k+L} & u_{k+L+1} & u_{k+L+2} & \cdots & u_{k+L+K-1} \end{pmatrix} \in \mathfrak{R}^{(L+1)r \times K} \quad (20)$$

e a matriz desconhecida gerada pela sequência de ruídos é definida por:

$$\left(E_{k|L+1} \right) = \begin{pmatrix} e_k & u_{k+1} & e_{k+2} & \cdots & e_{k+K-1} \\ e_{k+1} & e_{k+2} & e_{k+3} & \cdots & e_{k+K} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ e_{k+L-1} & e_{k+L} & e_{k+L+1} & \cdots & e_{k+L+K-2} \\ e_{k+L} & e_{k+L+1} & e_{k+L+2} & \cdots & e_{k+L+K-1} \end{pmatrix} \in \mathbb{R}^{(L+1)m \times K} \quad (21)$$

onde o parâmetro L define o número de blocos de Hankel. É importante distinguir a diferença de nomenclatura definida em Di Ruscio (1996), com relação ao apresentado por Van Overschee (1996). A variável K representa o número de amostras nas matrizes estendidas do ESSM, enquanto k representa a amostra atual. A matriz C é a matriz de ganhos do filtro de Kalman. Os únicos parâmetros definidos pelo usuário no processo de identificação são o número de blocos de Hankel L , e a ordem do modelo n , respeitando $n \leq Lm$, onde m é o número de saídas.

A relação entre o modelo estendido ESSM e o modelo convencional em espaço de estados SSM é apresentada detalhadamente em Di Ruscio (1996). Da equação 18, nota-se que o vetor de estados é eliminado do problema. Assim, além de eliminar estados desconhecidos, o DSR também não apresenta problemas de valores iniciais. A partir do ESSM, o problema é reconstruir a ordem do modelo e as matrizes do espaço de estado. As matrizes do modelo identificado são diretamente extraídas do ESSM. As matrizes de covariância para sistemas estocásticos são determinadas diretamente da projeção das matrizes de dados conhecidas, sem a necessidade dos cálculos recursivos relacionados às equações de Riccati, como nos casos dos métodos N4SID e CVA. Além disso, a matriz de ganho do filtro de Kalman é determinada através da matriz de observabilidade estimada e de parâmetros de Markov. As realizações e etapas matemáticas são detalhadamente descritas em Di Ruscio (1996).

3.1.2.2 Identificação em malha fechada

Os algoritmos de identificação SI convencionais assumem que as entradas futuras e os ruídos presentes nas saídas futuras são não correlacionados. Quando isso não ocorre, o modelo identificado pode ser impreciso. De fato, em sistemas operando em malha fechada, essa correlação tende a ser não nula, levando o modelo identificado a apresentar *bias*. Alguns trabalhos propõem estratégias para contornar esse problema como em Van Overschee e De Moor (1997) e Gustafsson (2001) e Jansson (2003). Em Nilsen e Di Ruscio (2005), é apresentado um algoritmo para identificação de sistemas operando em malha fechada, baseando-se no DSR. O algoritmo proposto, baseia-se em utilizar saídas futuras estimadas pelo Filtro de Kalman para minimizar a presença do ruído nas entradas futuras (NILSEN; DI RUSCIO, 2005). Para identificação em malha aberta, esse erro é nulo. Para sistemas operando em malha fechada, esse problema

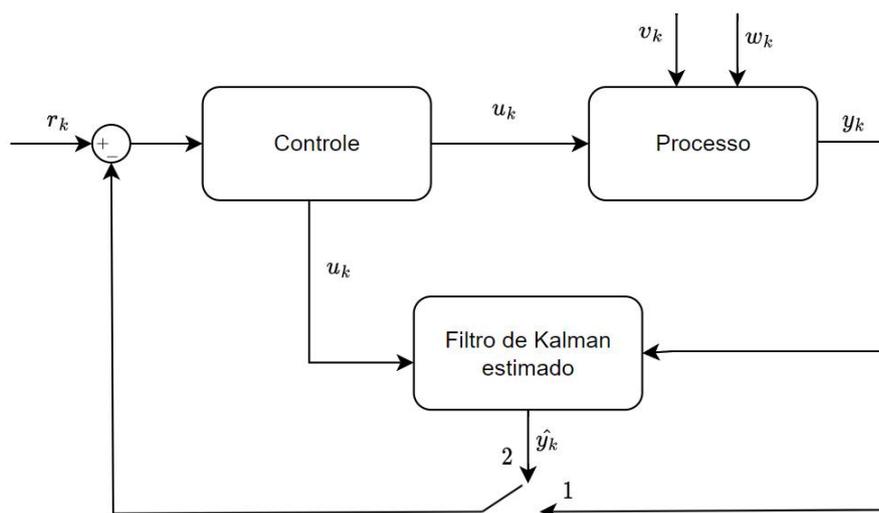
aparece quando o controle é diretamente proporcional ao ruído. A identificação via SI, onde haja realimentação de estados através do filtro de Kalman, deve funcionar bem, desde que se tenha um sinal externo na malha. A razão para isso, é que os estados não são correlacionados com o ruído (NILSEN; DI RUSCIO, 2005).

O algoritmo para identificação em malha fechada proposto por Nilsen e Di Ruscio (2005) pode ser descrito em três passos, sendo que no primeiro, o DSR convencional é usado para identificar o ganho de Kalman, e o modelo com um *bias*. Os três passos são dados por:

- Passo 1: Identificação do filtro de Kalman usando DSR convencional;
- Passo 2: Estimação da saída \hat{y}_k através do filtro de Kalman encontrado no Passo 1;
- Passo 3: Identificação do modelo sem *bias* usando DSR.

A estrutura de identificação é apresentada na Figura 11.

Figura 11 – Diagrama de blocos do algoritmo DSR em malha fechada



Fonte: (NILSEN; DI RUSCIO, 2005)

Na Figura 11, o sinal r_k é o sinal de referência, e \hat{y}_k é a saída estimada pelo filtro de Kalman. O único momento em que a chave fica na posição 1 é no Passo 1. Portanto, o modelo identificado no Passo 1 tende a ter um *bias*, pois a saída y_k tem relação com o ruído. A ideia principal é que a partir do segundo passo, o filtro de Kalman encontrado no Passo 1 forneça uma estimativa da saída \hat{y}_k que é suficientemente não correlacionada ao ruído na saída real, diminuindo ou eliminando o problema de *bias*.

O filtro de Kalman estimado no primeiro passo do processo não é crucial, podendo ter um *bias*, já que mesmo com um *bias* presente no primeiro passo, o modelo identificado no final do processo tende a ter esse *bias* reduzido ou eliminado (NILSEN; DI RUSCIO, 2005). Além do DSR utilizado nos passos apresentados no algoritmo, é importante ressaltar que outros métodos do SI podem compor o algoritmo tanto no primeiro passo quanto no último passo, como o N4SID e PEM. Contudo, o autor destaca que o DSR apresenta resultados mais precisos.

Vários testes de identificação foram realizados em um sistema teste para avaliar a ferramenta a ser adotada para a metodologia proposta. Ao longo dos testes, o algoritmo DSR para sistemas malha fechada (*dsr_e.m*), ferramenta desenvolvida para o *software Matlab*, teve melhor desempenho para as aplicações desejadas. Os resultados de identificação são abordados em seções subsequentes.

3.2 LINEAR QUADRATIC REGULATOR (LQR)

O método LQR foi utilizado para o projeto de controladores nesta tese, por ser consolidado na literatura, e pela possibilidade de incluir pesos nos esforços de controle em sistemas multivariáveis. Este método permite estabelecer relação entre os estados do sistema, velocidade de resposta e amplitude do sinal de controle, com a escolha adequada dos índices de desempenho (KANIESKI, 2010).

Dado um sistema linearizado, como o modelo linear dado por:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \mathbf{x} + \mathbf{B} \mathbf{u} \quad (22)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{C} \mathbf{x} \quad (23)$$

onde $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ são os estados, $\mathbf{u} \in \mathbb{R}^m$, e $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^p$ são as entradas e saídas do sistema, respectivamente, enquanto as matrizes \mathbf{A} , \mathbf{B} e \mathbf{C} são as matrizes de estado do sistema linearizado.

O controle ótimo via LQR consiste em determinar uma estratégia de controle que satisfaça o problema de minimização, dado por:

$$J(\mathbf{x}_a, \mathbf{u}_a) = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} (\mathbf{x}_a^T \mathbf{Q} \mathbf{x}_a + \mathbf{u}_a^T \mathbf{R} \mathbf{u}_a) dt \quad (24)$$

onde a matriz semi-definida positiva \mathbf{Q} e a matriz definida positiva \mathbf{R} são as matrizes de peso.

As matrizes \mathbf{Q} e \mathbf{R} definem os pesos atribuídos aos estados e controle, respectivamente. Se o interesse é penalizar mais o esforço de controle, maior valor a matriz \mathbf{R} deve ser atribuído, mas limitar o esforço de controle no projeto de controle tende a deixar a resposta mais lenta (KWAKERNAAK; SIVAN, 1972). Se o interesse é penalizar mais os estados, a matriz \mathbf{Q} deve ter pesos maiores.

3.3 FILTRO DE KALMAN

O filtro de Kalman é amplamente utilizado para estimação de estados (LUENBERGER, 1971), (ARCHER *et al.*, 2016) e (WU; GUO, 2020), além de ser utilizado em conjunto com dados de PMUs, como em Muscas *et al.* (2019), Netto, Zhao e Mili (2016) e Kundu *et al.* (2023). Nesta tese, o filtro de Kalman foi utilizado para estimar continuamente os estados, como será explorado nos próximos capítulos. Seja o sistema linear, ou linearizado em torno de um ponto de equilíbrio dado por:

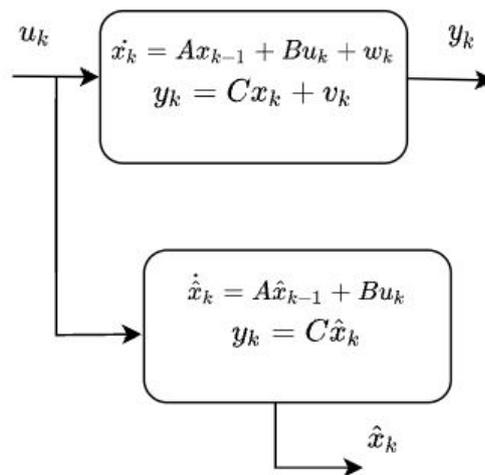
$$\dot{x}_k = \mathbf{A} x_{k-1} + \mathbf{B} u_k + w_k \quad (25)$$

$$y_k = \mathbf{C} x_k + v_k \quad (26)$$

onde x_k são os estados no instante k , u_k , e y_k são as entradas e saídas do sistema no instante k respectivamente, w_k e v_k são os ruídos de processo e de medição respectivamente, enquanto as matrizes A , B e C são as matrizes de estado do sistema linearizado (RUTTEN; RISTIC; GORDON, 2005).

Tendo acesso à entrada u_k e saída y_k , bem como às matrizes A , B e C que regem a dinâmica do sistema, o estimador consiste em combinar medições e previsões para estimar de forma ótima os estados do sistema. A ideia básica do estimador é ilustrada no diagrama de blocos da Figura 12.

Figura 12 – Estimação de estados via Filtro de Kalman



Fonte: Autoria Própria

A modelagem dos ruídos w_k e v_k não seguem um padrão, e são modelados com base em seus valores médios. Os ruídos de medição v_k são representados por uma

distribuição de Gauss, com média zero e covariância \mathbf{R} , enquanto w_k é representado por uma distribuição de Gauss com covariância \mathbf{Q} . A equação geral da estimação do estado x_k é dada por Rutten, Ristic e Gordon (2005):

$$\hat{x}_k = \mathbf{A}\hat{x}_{k-1} + \mathbf{B}u_k + K_k(y_k - \mathbf{C}(\mathbf{A}\hat{x}_{k-1} + \mathbf{B}u_k)) \quad (27)$$

onde \hat{x} representa o estado estimado no instante k , K é o ganho de Kalman que tem a função de atualizar a predição a cada amostra. A primeira parte da equação é a estimação a priori \hat{x}_k^- dada por:

$$\hat{x}_k^- = \mathbf{A}\hat{x}_{k-1} + \mathbf{B}u_k \quad (28)$$

A segunda parte da equação é a atualização da predição. Logo, a Equação (27) pode ser reescrita como:

$$\hat{x}_k = \hat{x}_k^- + K_k(y_k - \mathbf{C}\hat{x}_k^-) \quad (29)$$

Devido aos ruídos de processo e ruídos de medição, a estimação dos estados não é trivial, já que a estimação de \hat{x}_k na Equação (29) não envolve diretamente os ruídos. Inicialmente, é calculado o estado estimado a *priori* a partir das matrizes conhecidas através da Equação (28), e a covariância \mathbf{P} através da Equação (30) (RUTTEN; RISTIC; GORDON, 2005).

$$\mathbf{P}_k^- = \mathbf{A}\mathbf{P}_{k-1}\mathbf{A}^T + \mathbf{Q} \quad (30)$$

A covariância \mathbf{P}_k^- é a variância da estimação a *priori*, e pode ser vista como a incerteza no estado estimado originada do ruído do processo. No primeiro passo, os valores iniciais \hat{x}_{k-1} e \mathbf{P}_{k-1} vem de estimativas iniciais. O segundo passo do algoritmo usa as estimações feitas para atualizar a direção da estimação, utilizando a medição atual, o ganho K_k e a covariância \mathbf{P}_k^- . O ganho K_k é calculado a fim de minimizar o erro de covariância do próximo passo \mathbf{P}_k (Equação (32)), e é dado por:

$$K_k = \frac{\mathbf{P}_k^- \mathbf{C}^T}{\mathbf{C}\mathbf{P}_k^- \mathbf{C}^T + \mathbf{R}} \quad (31)$$

$$\mathbf{P}_k = (\mathbf{I} - K_k \mathbf{C})\mathbf{P}_k^- \quad (32)$$

Esse processo é repetido até o erro da covariância ser menor que a tolerância definida. O algoritmo do Filtro de Kalman é recursivo, pois é preciso apenas informações do passo anterior, o que é uma vantagem para o método.

Para sistemas com mais de uma medição, mais sensores, mais informações sobre o sistema real, o método pode ter maior precisão na estimação. Além disso, o Filtro de Kalman pode ser estendido para sistemas não lineares, linearizando o sistema

a cada passo, o que é conhecido como Filtro de Kalman Extendido. Ainda, existem variações do método como o *Unscented Kalman Filter*, e a abordagem *Particle Filters*, que trabalham com outros tipos de distribuições probabilísticas. Essas variações podem ser encontradas com mais detalhes em Rutten, Ristic e Gordon (2005), St-Pierre e Gingras (2004), e MathWorks (2021).

3.4 ESTRUTURAS DE CONTROLE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

As estruturas de controle mais difundidas na literatura para aplicação em SEPs são centralizada, descentralizada, quase-descentralizada e hierárquica (DOTTA *et al.*, 2009). Na sequência, as principais características de cada tipo de estrutura são apresentadas.

3.4.1 Controle centralizado

A representação deste esquema é apresentada na Figura 13.

Figura 13 – Estrutura de controle centralizada



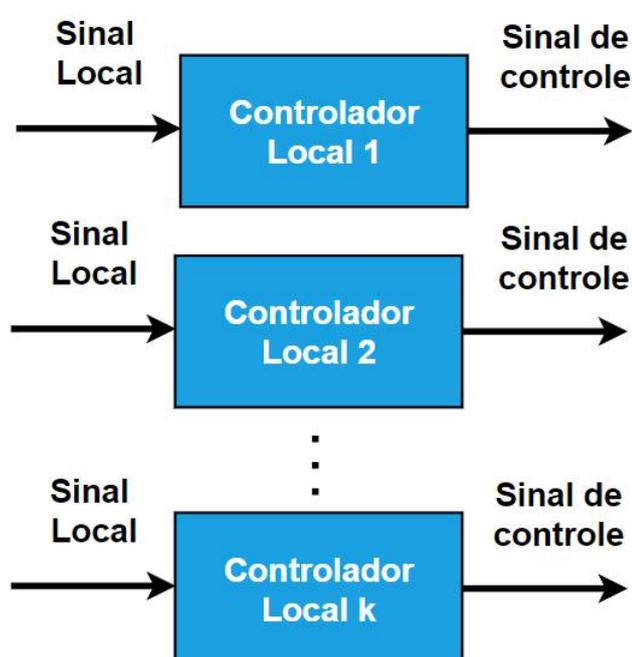
Fonte: (DOTTA *et al.*, 2009)

Nesta configuração, o controlador, posicionado em uma subestação ou centro de operações, recebe sinais de entrada provenientes de locais remotos. Estes sinais são submetidos a processamento no controlador central e, em seguida, encaminhados diretamente para a planta remota. Comumente, a representação dos atrasos de tempo decorrentes dos equipamentos e canais de comunicação, é incorporada ao considerar os atrasos nos sinais de entrada e saída da estrutura. Nesse cenário, cada sinal de controle resulta do processamento de diversos sinais medidos, caracterizando assim uma estrutura de controle multivariável (*Multiple Input Multiple Output (MIMO)*) (DOTTA *et al.*, 2009).

3.4.2 Controle descentralizado

Na estrutura de controle descentralizada, os controladores locais recebem sinais locais, passando por um processamento local. Neste tipo de estrutura, geralmente os atrasos de tempo são desprezíveis, já que os sinais processados são locais. Uma aplicação comum deste tipo de estrutura são os Estabilizadores de Sistemas de Potência (ESP) discutidos em Dill e Silva (2012). Na Figura 14, é ilustrada uma estrutura descentralizada com k controladores locais.

Figura 14 – Estrutura de controle descentralizada

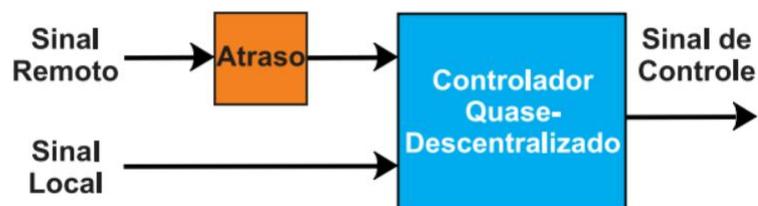


Fonte: Autoria Própria

3.4.3 Controle Quase-descentralizado

A representação gráfica deste esquema é apresentada na Figura 15 (DOTTA *et al.*, 2009).

Figura 15 – Estrutura de controle quase-descentralizada



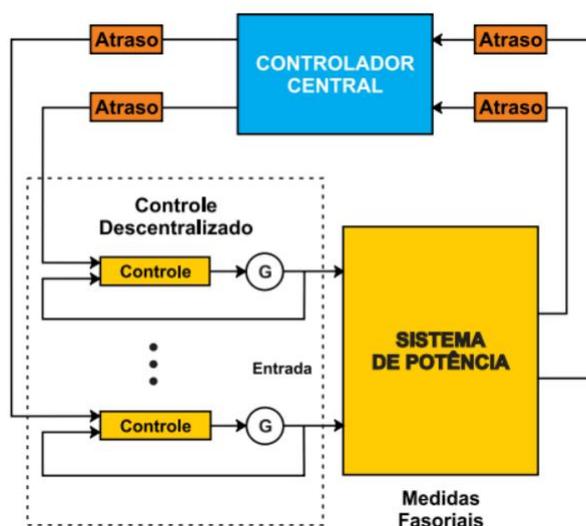
Fonte: (DOTTA *et al.*, 2009)

Nesse tipo de estrutura, o controlador, situado na planta, é alimentado tanto por um sinal local quanto por um sinal remoto. Ambos os sinais são processados localmente no dispositivo, resultando na geração de um sinal de controle. O sinal remoto pode conter um atraso referente aos equipamentos e ao *link* de comunicação.

3.4.4 Controle Hierárquico

Essa estrutura de controle representa a integração entre a abordagem tradicional descentralizada de controles locais e um controle central alimentado com sinais remotos como entradas, conforme demonstrado na Figura 16.

Figura 16 – Estrutura de controle hierárquico



Fonte: (DOTTA *et al.*, 2009)

Os sinais passam por processamento no controlador central antes de serem encaminhados para a planta. Neste processo, pode haver atrasos no recebimento de dados pelo controlador central, e no envio dos sinais de controle para a planta. Na

planta, os sinais do controle central são combinados com os sinais do controlador local, aumentando a capacidade de controle do sistema. No controle central, cada sinal de controle resulta do processamento de uma variedade de sinais medidos, caracterizando uma estrutura de controle multivariável (DOTTA *et al.*, 2009).

3.4.5 Implementação das estruturas de controle

A seleção da estrutura de controle é influenciada por diversos fatores. Os objetivos de controle, a configuração da comunicação, os custos associados à instalação e à manutenção, bem como a confiabilidade operacional, são considerados elementos cruciais na tomada de decisão. Em sistemas elétricos de potência, todas as estruturas apresentadas são empregadas. Nesta tese, emprega-se uma estrutura hierárquica de controle, devido ao seu amplo potencial de aplicação, e por combinar os benefícios do controle centralizado com a inclusão de uma camada de controle descentralizada, contribuindo para aumentar a confiabilidade operacional em situações de falha do controle centralizado. Na estrutura proposta, os reguladores convencionais de velocidade operam como controladores descentralizados. Estes recebem um sinal suplementar do controlador central proposto. A estrutura proposta de controle é apresentada no Capítulo 4.

3.4.5.1 Uso de Sistemas de Medição Sincronizada

Nas estruturas que incorporam sinais remotos, deve-se considerar os atrasos associados aos sinais, especialmente aqueles gerados pelos canais de comunicação, uma vez que tais atrasos têm o potencial de influenciar a dinâmica do sistema e, em situações críticas, podem resultar em instabilidade. No entanto, o panorama atual de SEPs, em termos de infraestrutura de medição, processamento de dados e comunicação, permite a transmissão e processamento de dados com tempos de atraso desprezíveis para muitas aplicações, especialmente para aquelas voltadas às dinâmicas mais lentas.

Através dos Sistema de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF), é viável a extração de sinais de medição com uma elevada taxa de amostragem, atingindo até 120 fasores por segundo em alguns pontos específicos. No Brasil, o SMSF é constituído por mais de 400 PMUs instaladas em subestações do sistema de transmissão do SIN. A Figura 17 ilustra a localização da grande parte das PMUs instaladas no SIN. A intensidade de cor dos círculos representa a presença de maior número de PMUs.

Figura 17 – Mapeamento das PMUs no SIN



Fonte: (ONS, 2023b)

Os sinais provenientes de SMSF podem ser posteriormente encaminhados para processamento em um controlador localizado em uma subestação distante do local de medição ou em um centro de operações do sistema elétrico. No caso do Brasil, os dados de PMUs são enviados para os centros de controle, onde são processados juntamente com outras informações como os sinais de CAG por exemplo, utilizados nesta tese.

No Brasil, ainda não há um uso extensivo de PMUs em aplicações de controle de sistemas de energia elétrica. A maioria das utilizações está focada em monitoramento e diagnóstico. Entretanto, existem estudos e projetos piloto que buscam integrar os PMUs em sistemas de controle para melhorar a estabilidade e a eficiência operacional. Por exemplo, algumas iniciativas no Brasil estão explorando o uso de PMUs para detecção de eventos anômalos e otimização de redes elétricas (RAVINDRA *et al.*, 2020).

Em outros países, a aplicação de PMUs para controle de sistemas elétricos é mais avançada. Nos Estados Unidos, o uso de PMUs em *Wide-Area Monitoring, Protection, and Control* (WAMPAC) é bem estabelecido, com vários projetos que utilizam dados de PMUs para tomar decisões em tempo real sobre a operação da rede elétrica. Esses sistemas permitem ações de controle automáticas para melhorar a estabilidade e a resiliência do sistema (PHADKE; BI, 2018). Na Índia, há aplicações de PMUs em

estimativas de estado do sistema de energia, integrando medições de PMUs para fornecer informações mais precisas e robustas para operadores de sistemas elétricos (RAVINDRA *et al.*, 2020). Na China, as PMUs são usadas extensivamente para gerenciar redes inteligentes e melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica (RAVINDRA *et al.*, 2020).

Essas iniciativas demonstram o potencial e a eficácia do uso de PMUs não só para monitoramento, mas também para controle proativo em sistemas de energia elétrica. A capacidade de acessar uma variedade de sinais sincronizados geograficamente dispersos, abre perspectivas para a exploração de novos esquemas de controle em sistemas elétricos. Neste trabalho, os tempos de atrasos de processamento e comunicação das PMUs foram definidos com base nos critérios estabelecidos em IEC (2018).

3.5 CONCLUSÕES

Os algoritmos de identificação via subespaço de estados apresentam uma série de vantagens sobre outras abordagens, levando à adoção destes algoritmos nesta tese. Entre as principais vantagens, destacam-se a eficiência computacional, a capacidade de adequação a sistemas multivariáveis, a habilidade de incorporar informações temporais, a estimação direta das matrizes de estado e a garantia de estabilidade numérica.

Dentre os algoritmos via subespaço de estados, particular atenção foi dedicada ao algoritmo proposto por Nilsen e Di Ruscio (2005) para identificação em malha fechada. Este foi apresentado, sendo submetido a uma análise comparativa com métodos convencionais. A escolha deste algoritmo fundamenta-se na busca por estratégias alinhadas ao escopo e objetivos delineados nesta tese de doutorado.

Com relação as estruturas de controle utilizadas em SEPs, entende-se que para a proposta desta tese, a estrutura hierárquica apresenta vantagens de operação, e viabilidade de implantação, especialmente pela infraestrutura de comunicação de dados já estabelecida no SIN, e portanto, foi a estrutura adotada para o esquema de controle proposto.

No próximo capítulo, o esquema de controle proposto é apresentado, e os detalhes da aplicação do esquema são discutidos.

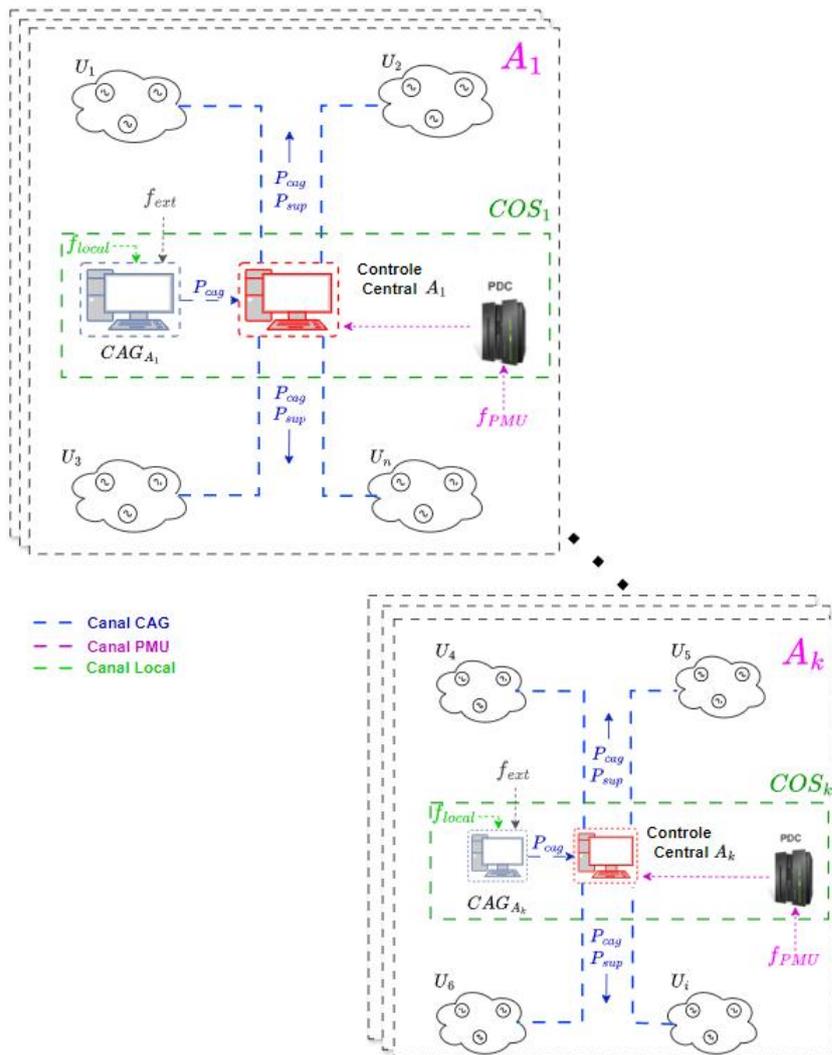
4 ESQUEMA DE CONTROLE PROPOSTO

Neste capítulo um esquema de controle é proposto, que envolve uma atualização periódica do modelo identificado e do projeto do controle suplementar, a partir de dados correspondentes a condições ambiente. A rotina de identificação e síntese do controle é processada continuamente. O objetivo é manter o controle suplementar ajustado para as condições operacionais correntes e eficaz frente a perturbações no sistema.

4.1 ASPECTOS CONCEITUAIS DA INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO, AQUISIÇÃO E TRANSMISSÃO DE DADOS

A estrutura de controle genérica é apresentada na Figura 18. As áreas de controle são definidas de acordo com as k áreas de controle presentes no sistema. Cada área de controle contempla uma infraestrutura típica de um CAG, com controlador implantado no *Centro de Operação do Sistema* (COS), medição local de frequência (f_{local}), possíveis medições externas de frequência (f_{ext}) e canais de comunicação para envio de sinais externos às usinas participantes do controle secundário de frequência (CAG). Adicionalmente, no esquema de controle proposto, considera-se que estão disponíveis no COS medidas de frequência originadas em PMUs que compõe os sistemas de medição sincronizada de fasores. O esquema proposto tem flexibilidade quanto ao uso das medições de frequência local ou medições vindas de PMUs. Concomitantemente a esse esquema, a proposta de implementação inclui a instalação de um controlador central (destacado na cor vermelha) para cada área de controle de CAG, responsável pelo processamento dos sinais e pela geração dos sinais de controle suplementar. O controlador central é alocado no próprio centro de controle (COS), fisicamente próximo às instalações do controle CAG. Essa disposição minimiza a infraestrutura exigida para implementação, já que os sinais e canais de comunicação que naturalmente são utilizados para a operação do CAG são direcionados ao controlador central proposto.

Figura 18 – Estrutura de controle proposta



Fonte: Autoria Própria

Cada área de controle assume a responsabilidade pela operação de suas usinas/máquinas, segundo os requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Os sinais de CAG são gerados para as usinas sob CAG, os quais são então transmitidos por meio dos canais de comunicação dedicados para esta finalidade. Os requisitos para estes canais de comunicação exigem serviços de classe A, com disponibilidade maior ou igual a 99,98% e latência máxima de 140 ms para a comunicação em tempo real entre o COS e as instalações de transmissão e geração (ONS, 2021). Utilizando o mesmo canal de comunicação, os sinais do controle suplementar propostos são enviados às usinas, mesmo em condições em que o CAG não envia pulsos, em função da operação com desvio superior a 0,5 Hz.

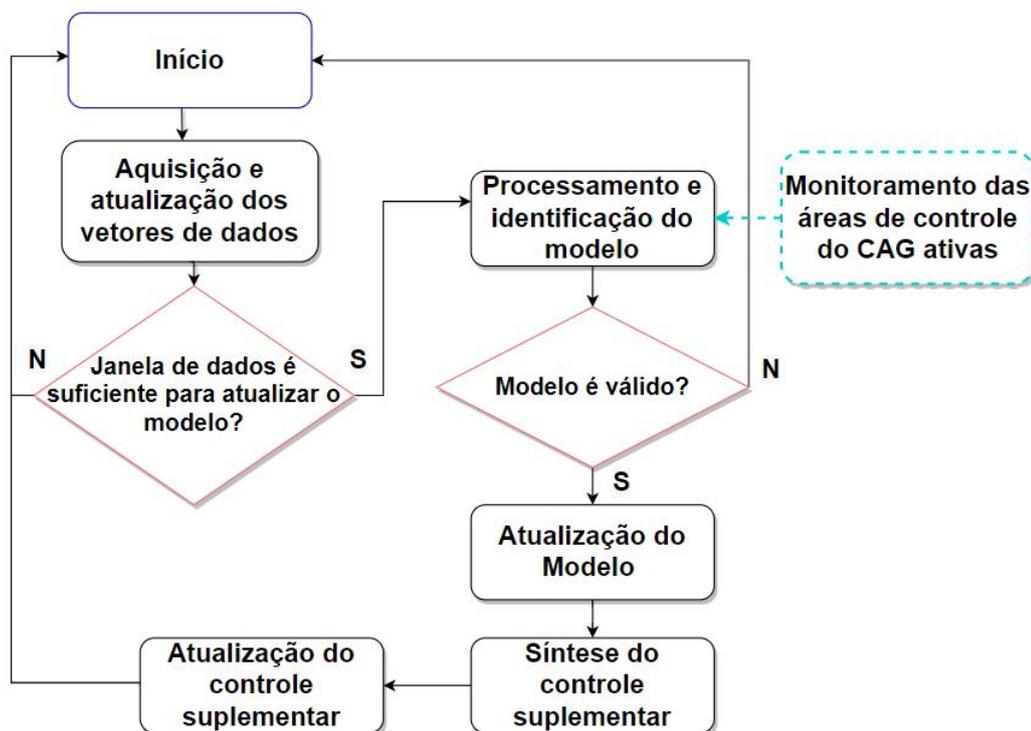
A metodologia da estratégia proposta para o controlador central a ser instalado em cada área de controle, pode ser dividida em duas etapas principais:

estados estimados em tempo real do modelo, denotados por \hat{x} , são obtidos por meio do Filtro de Kalman. A ação de controle u , é determinada pela lei de realimentação de estados ($u = -K\hat{x}$), com o ganho K , sintetizado via LQR. Além disso, P_{ref_0} é a potência de referência da máquina, P_{cag} representa o sinal do CAG, e P_{sup} é a parcela da potência de referência proveniente do controle suplementar, que atua na entrada do RV da máquina.

O sinal de controle passa por um filtro *washout* a fim de eliminar a ação do controle suplementar em regime permanente, e não afetar o despacho de potência das máquinas em regime, visto que o objetivo do controle é auxiliar na ocorrência de distúrbios. Os atrasos de tempo referentes às PMUs e aos canais de comunicação do CAG são representados por funções exponenciais, isto é, e^{-t_1s} e e^{-t_2s} .

Finalmente, no fluxograma da Figura 20 é apresentada uma visão global das etapas intrínsecas à metodologia, destacando a operação da estrutura de controle proposta.

Figura 20 – Esquema de identificação e síntese do controle suplementar



O monitoramento das informações sistêmicas relacionadas ao estado das áreas de controle do CAG, especialmente se estão ativas ou não, tem fundamental importância na etapa de identificação do modelo e síntese do controle suplementar, e podem ser empregadas para ativar ou desativar a intervenção do controle suplementar.

O esquema de controle suplementar tem capacidade adaptativa às condições

operativas correntes, e foi concebido para se integrar com as estruturas de controle já estabelecidas no SIN, alinhando-se com as estruturas bem definidas de controle primário e secundário de frequência. Sob a ótica da infraestrutura necessária para aplicação, o esquema proposto para o SIN faz uso da infraestrutura já existente no sistema, eliminando a necessidade de instalação ou modificação da infraestrutura atual. Além disso, o esquema proposto é potencializado pela tendência de unificação das áreas de controle do CAG, o que otimizaria o uso das reservas de potência operacionais do SIN.

4.2.1 Aplicação do algoritmo de identificação

No processo de identificação dos modelos lineares utilizados para a síntese de controladores, foi utilizada uma variante dos métodos do subespaço de estados, o DSR, para sistemas operando em malha fechada, com um algoritmo adaptado de (NILSEN; DI RUSCIO, 2005) desenvolvido para o *software Matlab*.

Os geradores tem variações no despacho em intervalos regulares de tempo através da mudança da potência de referência (redespachos programados). Esta variação na potência de referência dos geradores, seja em degrau ou em rampa, poderia atuar como entrada local para a identificação do modelo. Contudo, a variação simultânea nos despachos dificulta a identificação precisa do modelo, uma vez que esta requer consideração de todos os sinais de despacho do SIN. Na prática, no caso de não considerar todos os sinais de despacho, teria-se a identificação de um modelo sob a suposição de que k sinais de entrada afetam a(s) saída(s), quando, na realidade, $k + p$ sinais de entrada estão exercendo influência sobre a(s) saída(s), onde $p > 0$. Assim, a identificação pode não ser precisa. Uma alternativa é adotar o sinal proveniente do CAG como sinal de entrada, uma vez que este está continuamente ativo na tentativa de eliminar o erro de frequência. A utilização desses sinais reais do sistema simplificaria e viabilizaria a implementação do esquema proposto. Assim, a identificação do sistema torna-se possível independentemente do número de máquinas em operação sob o CAG na área. Com isso, todas as máquinas de uma das áreas que estão sob CAG recebem o controle suplementar proposto.

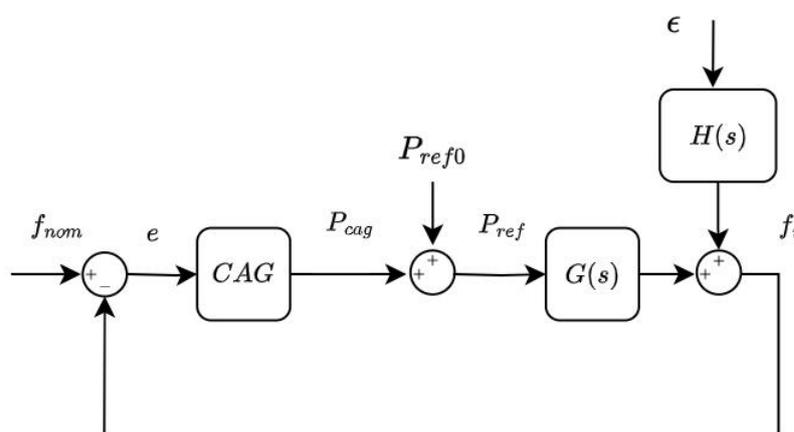
Na aplicação prática do esquema proposto, ressalta-se uma limitação associada a situações onde duas ou mais áreas de controle estão operando sob CAG. Em situações onde apenas uma área de controle esteja sob CAG, essa área pode ter o controle suplementar ativo. Caso tenham mais áreas de controle sob CAG, o controle suplementar deve estar ativo somente se existir troca de informações entre essas áreas, já que a identificação do modelo pode não ser precisa no caso em que não são consideradas todas as entradas que tem influência na saída. Como evidenciado no Capítulo 2, na maior parte do tempo, no SIN, ocorre a atuação exclusiva de apenas uma área de controle de CAG. Além disso, há um movimento corrente de unificação para

apenas uma área de controle de CAG no SIN (MOREALE; JUNIOR, 2023). Portanto, justifica-se a implementação inicial em uma única área de controle de CAG.

Embora o controle suplementar possa atuar quando o CAG está desligado, o mesmo não poderá ser atualizado em períodos nos quais o CAG está inativo. Entretanto, isto não é um problema, pois em geral, o CAG é desligado de forma abrupta em perturbações que causam maiores desvios de frequência ($\geq 0,5$ Hz). Nessas circunstâncias, o controle suplementar está pronto para atuar, pois foi atualizado antes da ocorrência da perturbação.

A estrutura equivalente em diagrama de blocos do sistema a ser identificado é apresentada na Figura 21. A planta $G(s)$ representa o sistema a ser identificado, $H(s)$ é a função transferência que relaciona variações de carga e o sinal de saída f_i , ϵ representa as variações aleatórias que atuam através de $H(s)$, f_{nom} é a frequência nominal de operação, e é o erro entre frequência nominal e frequência medida, P_{des} é a potência de despacho controlada em malha aberta pelo operador. Neste esquema, os sinais utilizados como entrada e saída para identificação são respectivamente P_{cag} e f_i . É importante ressaltar que o sistema opera em malha fechada, já que o sinal de saída é realimentado, passando pela malha do CAG.

Figura 21 – Diagrama de blocos equivalente



Fonte: Autoria Própria

Na etapa de identificação, os dados de entrada e saída precisam ser pré-processados (LEANDRO *et al.*, 2015). Neste trabalho, o tratamento dos dados passa por algumas etapas. O sinal do CAG é atualizado a cada 1 s, enquanto os dados de PMUs são recebidos normalmente a 60 fasores/s. Portanto, além do *downsampling* (redução da taxa de amostragem) no sinal de frequência para uma taxa de amostragem predefinida, é necessário amostrar os sinais do CAG em uma mesma taxa de amostragem. Além disso, é fundamental a remoção de *outliers*, para eliminar quaisquer

sinais espúrios que possam surgir nas medições. A filtragem dos sinais através de um filtro média móvel de ordem 30 também é realizada, a fim de eliminar frequências altas que não interessam ao modelo a ser identificado (LEANDRO *et al.*, 2015). Além disso, uma (iv) compensação de delay entre entrada e saída (KOMPERØD *et al.*, 2008) se faz necessária. O atraso de tempo entre entrada e saída pode ser separado do modelo à medida em que são incluídos deslocamentos entre os dados de entrada e saída (HIDEYUKI; NAOTO, 2023). Neste caso, essa compensação é necessária devido ao sistema a ser identificado operar em malha fechada, com uma relação de atraso entre os sinais de entrada e saída, imposta pela malha do CAG. Como o interesse é identificar a dinâmica equivalente regida pelo controle primário de frequência, o atraso de tempo entre f_i e P_{cag} imposto pelo CAG precisa ser compensado para a dinâmica do CAG ser desprezada no modelo identificado. Isso é implementado a cada janela de dados coletada incluindo um deslocamento entre as amostras dos sinais de entrada e saída no algoritmo de identificação, que pode ser calculado como sendo inversamente proporcional ao ganho integral da malha CAG.

A remoção de *outliers* consiste em remover medições fora de padrão, que são oriundas geralmente de erros de medições. A cada amostra, o algoritmo verifica se ela está dentro de uma faixa de valores de acordo com:

$$| MM_j | - \alpha \sigma < | y_j | < | MM_j | + \alpha \sigma \quad (33)$$

onde MM_j é a média móvel do sinal na amostra j , α é um número inteiro (neste algoritmo $\alpha = 3$), σ é o desvio-padrão do sinal e y_j é a amostra em análise. O filtro média móvel utilizado neste algoritmo é de ordem 20. Portanto, se a amostra tem o desvio 3 vezes maior que o desvio padrão, essa amostra é removida dos dados.

4.2.1.1 Definição de parâmetros de identificação

A aplicação do método de identificação de modelos neste trabalho, visa construir um modelo Linear Invariante no Tempo (LIT) equivalente para as condições operacionais correntes do sistema, a partir do recebimento de dados de medição do sistema e sinais de CAG. Neste trabalho, pelas características apresentadas no Capítulo 3, o método DSR, apresentado por (DI RUSCIO, 1996) foi adotado para identificação. O algoritmo DSR requer a definição de alguns parâmetros de entrada: dados de entrada u e saída y , ordem do modelo n , a parcela de amostras utilizadas como horizonte futuro para identificação L e a parcela de amostras no horizonte passado J . Os parâmetros L e J foram definidos de acordo com (DI RUSCIO, 1996).

A ordem dos modelos pode ser determinada com base em três fatores: (i) experimentos realizados em vários cenários sob diferentes condições operacionais, (ii) inspeção dos valores singulares, e (iii) prévio conhecimento do comportamento dinâmico do sistema para perturbações na faixa de frequência de interesse. A escolha de

ordens elevadas pode levar a autovalores espúrios, isto é, autovalores não associados ao sistema físico. A dinâmica de interesse, associada à resposta equivalente da regulação primária de velocidade, pode ser representada por um modelo de baixa ordem, já que a característica da resposta da regulação primária de velocidade está associada a um modo fortemente dominante. Portanto, concluiu-se que um modelo de ordem 2 é suficiente.

A origem dos dados e os parâmetros usados na identificação são:

- Entrada: Sinais de CAGs (P_{cag}) dos geradores sob CAG;
- Saída: Frequências nas barras oriundas de PMUs (f_{bi});
- Delay PMUs: 150 ms ((IEC, 2018));
- Delay Canais CAGs: 140 ms ((ONS, 2021));
- Ordem do modelo (n): 2;
- Taxa de Amostragem (T_s): 10 fasores/s.
- $J=8$; $L=8$;

O dimensionamento da janela de dados não é um parâmetro rigidamente definido. Não há requisitos estritos para essa definição; no entanto, em termos gerais, é observado que uma maior quantidade de dados tende a resultar em uma identificação mais precisa (ROFFEL; BETLEM, 2007). Em geral, uma sequência de dados com tamanho igual ou superior a 5 vezes a constante de tempo do processo é considerada adequada (ROFFEL; BETLEM, 2007). Neste trabalho, optou-se por uma janela de dados de 600 s para fins de identificação, com base nas características dinâmicas do sistema e em testes previamente realizados.

A atualização do modelo ocorre em intervalos de tempo predefinidos, sendo neste estudo adotada uma janela deslizante de 5 s. Essa abordagem implica na atualização frequente do modelo identificado em períodos curtos, assegurando que o controle esteja constantemente atualizado ao longo do tempo. Ressalta-se, que se necessário, em funções de limitações inerentes ao processo e sua aplicação prática, o intervalo de atualização poderia ser maior, visto que as condições operacionais não mudam em intervalos tão pequenos. Neste caso, seria necessário um reinício automático do ciclo na hipótese de uma contingência.

As definições anteriores implicam que a cada 5 s o modelo é atualizado utilizando os últimos 600 s de dados de medição disponíveis.

4.2.1.2 Etapas para validação do modelo identificado

A validação dos modelos identificados é feita previamente à síntese do controle suplementar, a fim de garantir a aderência do modelo ao sistema a ser identificado. Caso o modelo não seja validado, é descartado e mantém-se o modelo anterior. A validação é composta das seguintes etapas:

- *i)* monitoramento da dinâmica do modelo equivalente comparada à dinâmica de interesse do sistema simulado, através da análise dos polos dominantes identificados (frequência e amortecimento). Caso a frequência do modo dominante f_i identificado seja detectado como um *outlier*, o modelo é descartado. Um *outlier* é um elemento que está mais distante do que 3 vezes o Desvio Médio Absoluto (MAD), dado por:

$$MAD = \overline{|f_i - \bar{f}|} \quad (34)$$

onde f representa o vetor de elementos, e f_i é a amostra atual a ser testada, e a barra superior representa a média.

- *ii)* Predição da saída um passo à frente através do modelo identificado A, B, C, D e K , e cálculo do erro de predição ξ , através das Equações (35), (36) e (37).

$$\hat{x}_{k+1} = A\hat{x}_k + Bu_k + K(\hat{y}_k - C\hat{x}_k - Du_k) \quad (35)$$

$$\hat{y}_k = C\hat{x}_k + Du_k \quad (36)$$

$$\xi = 100 \frac{1}{l} \sum_{c=1}^l \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^s (y_k - \hat{y}_k)^2}{\sum_{k=1}^s y_k^2}} \quad (37)$$

onde y_k representa a saída real, em l amostras. Se o erro calculado ξ é maior do que 5%, o modelo é descartado.

Além dessas etapas, ainda é realizado o monitoramento da saída estimada \hat{y} pelo filtro de Kalman em tempo real, com o sistema operando já com a atuação do controle suplementar. Esta última etapa serve para monitoramento e não para descarte de modelo.

4.2.2 Projeto de Controladores e aplicação do Filtro de Kalman

Através das etapas de validação expostas, os modelos são validados ou descartados. Caso sejam descartados, deve-se manter o modelo anterior até a próxima janela de dados estar disponível. Desta forma, os controladores são mantidos atualizados para atuação na ocorrência de perturbações.

Para o projeto dos controladores, foi utilizado o método LQR. A escolha das matrizes de peso do método LQR pode ser feita de forma empírica, testando e ajustando com base no desempenho observado do controle. Porém, existem algumas

abordagens conhecidas para o ajuste das matrizes. Neste trabalho foi escolhida a minimização da norma 2 da saída através da escolha da matriz $\mathbf{Q} = \mathbf{C}^T \mathbf{C}$, que torna o problema de minimização da função custo da Equação (24) em um problema de minimização da norma 2 de saída, onde:

$$\|y\|_2 = x^T \mathbf{C}^T \mathbf{C} x = x^T \mathbf{Q} x \quad (38)$$

$$J(x_a, u_a) = \frac{1}{2} \int_0^\infty (\|y\|_2 + u_a^T \mathbf{R} u_a) dt \quad (39)$$

Portanto, o problema relacionado aos estados se torna minimizar a norma 2 da saída. Com a fixação da matriz \mathbf{Q} , a matriz \mathbf{R} foi definida através de tentativa e erro, partindo inicialmente da matriz identidade. Mais detalhes sobre as escolhas das matrizes e abordagens sobre LQR podem ser encontrados em (PALHARES; GONÇALVES, 2007) e (KWAKERNAAK; SIVAN, 1972). Desta forma, a saída da minimização da função custo retorna uma matriz de ganhos \mathbf{K} , que é responsável por gerar a ação de controle $u = -\mathbf{K}x$.

A cada identificação do sistema via subespaço, é estimada uma sequência futura de estados. No entanto, o modelo é mantido durante um intervalo de tempo até ser reatualizado. Portanto, a aplicação de um estimador para estimar estes estados em tempo real é necessária. Neste trabalho, o Filtro de Kalman apresentado no Capítulo 3, foi utilizado com o objetivo de estimar os estados do modelo identificado em tempo real, viabilizando a aplicação do controle com realimentação.

4.3 CONCLUSÕES

Neste capítulo, foi exposto o esquema integral do controle proposto, e as ferramentas empregadas para aplicação do esquema. A estrutura geral proposta é adequada para aplicação por meio da infraestrutura já estabelecida no SIN. O esquema proposto se torna viável através do monitoramento das áreas de controle de CAG ativas, medições de frequência de PMUs, e/ou das informações disponíveis da operação. Além disso, a tendência futura de operação do CAG proposta para o SIN (unificação para apenas uma área de controle), potencializa a estrutura proposta, já que permite a operação permanente do controle suplementar.

No próximo Capítulo, os resultados da implementação do esquema proposto são apresentados e discutidos, inicialmente com a análise da etapa de identificação do sistema, seguido com a exploração dos resultados de controle obtidos.

5 RESULTADOS

Neste capítulo, os resultados da metodologia proposta são aplicados a um sistema teste. Inicialmente, o sistema teste é apresentado, bem como os cenários a serem avaliados. Os resultados da tese são divididos em duas grandes seções: *i)* apresentação de resultados e principais conclusões referentes à rotina de identificação do sistema, e *ii)* resultados da aplicação do controle suplementar proposto e principais conclusões.

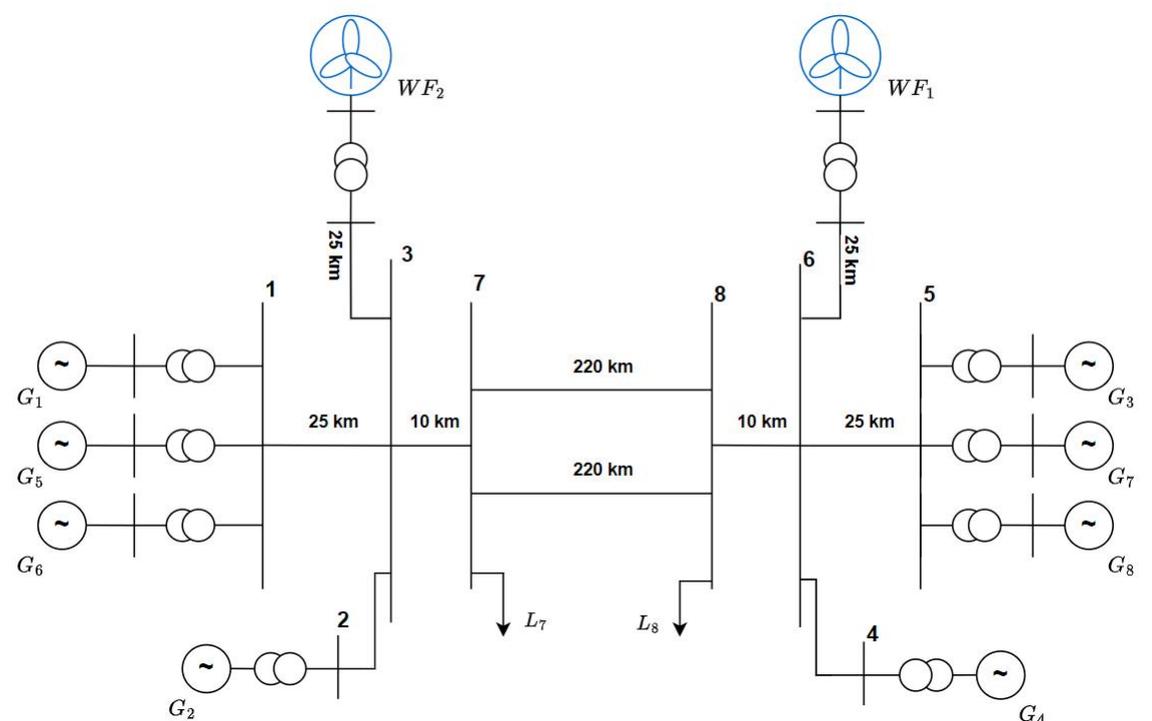
5.1 SISTEMA TESTE E CENÁRIOS

O sistema teste derivado de (KUNDUR, 1994) é apresentado na Figura 22, sendo a base para a constituição dos cenários. Diferentes cenários de geração e de operação são avaliados no trabalho, de acordo com o montante da geração eólica.

Os geradores G_i são máquinas síncronas hidráulicas ou térmicas, a depender do cenário em análise. O nível de tensão de todas as barras enumeradas é de 230 kV. Os dados nominais de cada gerador e dados de carga são apresentados nas Tabelas 2 e 3. Os dados das linhas de transmissão, transformadores, parâmetros dos geradores e reguladores são apresentados no Anexo A. As condições ambiente são criadas pela introdução de um ruído branco na barra de carga 7, tornando a carga aleatória com características de uma distribuição normal. O ruído aplicado à carga foi definido de modo a emular o comportamento da frequência com base em medições reais. Essa parcela aleatória de carga compõe a parte estocástica na identificação. A distância entre as duas áreas é relativamente pequena (220 km em 230 kV), comparado à distância das usinas de um mesmo centro de controle do SIN. Portanto, independentemente do cenário considerado, as áreas do sistema são fortemente acopladas do ponto de vista da frequência, e podendo ser vistas como parte de uma área de controle.

As simulações no domínio do tempo foram executadas utilizando a *toolbox* Simulink do *software* Matlab, a partir de simulações fasoriais, com o *solver* *ode45* com passo variável.

Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema teste.



Fonte: Autoria Própria

Tabela 2 – Dados de potência nominal dos geradores síncronos e usinas eólicas

Gerador	Potência Nominal (MVA)
G_1	300
G_2	900
G_3	300
G_4	900
G_5	300
G_6	300
G_7	300
G_8	300
WF_1	720
WF_2	720

Tabela 3 – Dados de carga

Barra	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
7	967	287 (cap)
8	1367	437 (cap)

5.2 RESULTADOS REFERENTES À ROTINA DE IDENTIFICAÇÃO

O objetivo desta seção é validar e discutir a etapa de identificação, apresentando uma síntese de resultados e conclusões. Esta etapa antecede a etapa de síntese e aplicação do controle. A identificação contínua do sistema permite acompanhar as variações das condições operacionais e topologia da rede, de modo que essas variações são observadas através das características do modelo linear identificado. O interesse é identificar a dinâmica equivalente da regulação de frequência, monitorando as características dos modelos identificados: frequência e amortecimento do(s) modo(s) dominante(s). A regulação primária de frequência em sistemas predominantemente síncronos, atua na faixa de dezenas de segundos, e portanto, espera-se uma faixa de frequência inversamente proporcional à esse período. Nas próximas seções, são apresentados resultados referente à rotina de identificação submetida a diversos cenários, juntamente com as principais conclusões desta etapa, evidenciando a funcionalidade do algoritmo de identificação em tempo real.

5.2.1 Cenário 1 - Identificação SISO x MIMO

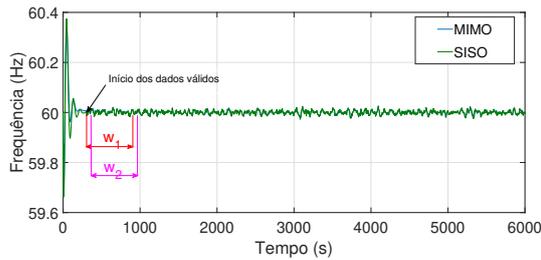
Nesta primeira seção é feito um comparativo entre a identificação do sistema com uma entrada e uma saída (SISO) e a identificação com duas entradas e uma saída (MIMO). O sistema utilizado é apresentado na Figura 22, operando sob condições ambiente (regime normal de operação) e sem geração eólica. O sistema parte de uma condição fora do equilíbrio para representar um período pós-perturbação com margem para um novo ajuste de controle, e portanto, uma primeira janela de dados é descartada até o sistema se estabelecer em um ponto de equilíbrio. Na simulação, por ser um ambiente controlado, não é necessário que alguma ferramenta para detectar se o sistema opera em regime permanente. Na aplicação prática, uma ferramenta para detecção de eventos pode ser utilizada para descartar dados que não sejam considerados dados ambiente.

Os resultados ilustram duas situações:

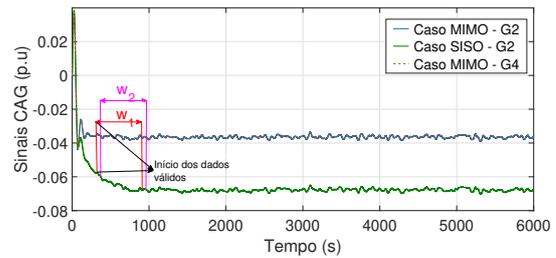
- Apenas o gerador G2 está sob CAG, e portanto, a identificação é do tipo SISO, com o sinal de CAG_{G2} como dado de entrada e a frequência da barra 7 (f_{b7}) como dado de saída;

- Os geradores G2 e G4 estão sob uma mesma área do CAG, e, portanto, a identificação é do tipo MIMO, com os sinais CAG_{G2} e CAG_{G4} como dados de entrada e f_{b7} como saída.

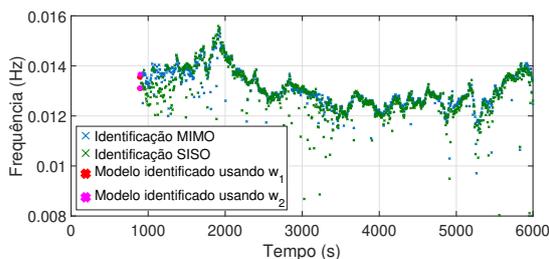
A Figura 23 exibe os sinais pós-processados e utilizados na identificação para ambos os casos (SISO e MIMO), seguido por uma análise comparativa dos resultados obtidos em ambos os cenários.



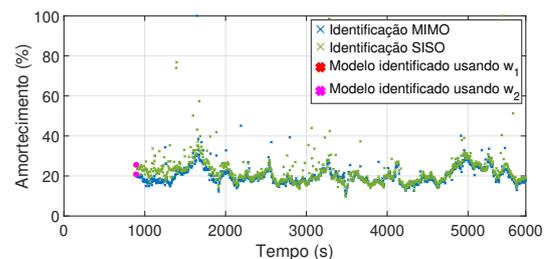
(a) Frequência da Barra 7



(b) Sinais de atuação do CAG em G2 e G4



(c) Frequência do modo dominante



(d) Amortecimento do modo dominante

Figura 23 – Cenário 1: Sinais utilizados na identificação e características dominantes do modelo identificado

Nas Figuras 23a e 23b, são destacadas as duas primeiras janelas de dados utilizadas na identificação (w_1 e w_2). Essas duas janelas de dados são utilizadas para identificação do primeiro e segundo modelo respectivamente, cujas características são destacadas pelos marcadores vermelho e magenta, respectivamente, destacados nas Figuras 23c e 23d. Os dados correspondentes ao intervalo de $t = 0$ s a $t = 300$ s são descartados devido às condições iniciais não representarem uma condição de equilíbrio, e portanto, não serem constituídos de dados ambiente. A partir de $t = 300$ s, começa-se armazenar dados ambientes, e o primeiro modelo é identificado em 900 s, uma vez que é necessário completar a primeira janela de dados, w_1 , com 600 s de informações para realizar a primeira identificação (primeiro modelo). Em seguida, a janela deslizante de 5 s é aplicada, atualizando os últimos dados do vetor, e descartando os dados mais antigos, formando o vetor de dados w_2 , utilizado para identificação do segundo modelo. Dessa forma, é processada a identificação do segundo modelo, e assim sucessivamente.

Nos dois casos a identificação do modelo consegue identificar a faixa de frequência de interesse, que está associada diretamente à regulação primária de frequência equivalente do sistema. A diferença entre os dois casos é a variância dos resultados.

A frequência e o amortecimento do modo dominante apresenta maior variação e dispersão no caso SISO, se comparado ao MIMO. Em termos de desvio padrão, o caso SISO apresenta $1,2 \text{ mHz}$ contra $0,93 \text{ mHz}$ do caso MIMO. Esse resultado se justifica pelo fato de que na identificação MIMO, o algoritmo recebe uma maior quantidade de informações (G2 e G4), enquanto que no caso SISO apenas a informação de G2 está disponível. Os resultados obtidos indicam que uma maior disponibilidade de dados contribui para o processo de identificação. Nas próximas seções, os cenários consideram com atuação de CAGs nos geradores G2 e G4, e portanto, identificação do tipo MIMO é considerada.

5.2.2 Cenário 2 - Efeito da redução da capacidade de regulação primária

Embora pouco comum na prática, em determinadas condições operacionais, é possível que as máquinas operem com uma potência mecânica constante. Nessas circunstâncias específicas, os reguladores de velocidade não exercem uma ação efetiva na saída de potência da máquina, devido às restrições que limitam o aumento ou a redução da potência. Quando a máquina opera no limite superior de potência, ou seja, sem reserva girante para elevação, o regulador não responde a distúrbios que demandem um aumento na potência despachada. Por outro lado, no cenário oposto, quando a máquina está operando no seu limite inferior, sem reserva para redução de geração, a regulação não contribui em situações que exigem a redução da potência despachada. Essas duas situações são análogas a um estado inativo da regulação primária, pelo menos em parte. A análise deste efeito é de interesse no contexto da transição energética, onde a capacidade de regulação é reduzida em função do aumento da produção de IBGs.

Este cenário considera condições de regulação bloqueada, a fim de avaliar a eficácia do algoritmo de identificação frente a essa mudança na condição operacional. Neste sentido, parte da regulação primária de velocidade é bloqueada em um determinado instante de tempo, o que impacta na resposta equivalente da regulação primária sistêmica. O sistema teste é apresentado na Figura 22, sem a penetração de geração eólica. A cronologia de eventos é:

- $0s$ a $300s$: Sistema se estabilizando em um ponto de equilíbrio em regime permanente;
- $300s$ a $4000s$: Sistema operando em condições ambiente com toda a regulação primária ativa;

- 4000s: 4 geradores síncronos (G1, G3, G5 e G7) têm sua regulação primária bloqueada, o que representa um terço da capacidade de geração nominal do sistema (1200 MVA/3600 MVA);
- 4000s a 8000s: Sistema operando em condições ambiente com parte da regulação primária bloqueada;
- 8000s: Reguladores de velocidade que estavam bloqueados são desbloqueados;
- 8000s a 12000s: Sistema operando em condições ambiente novamente com toda a regulação primária em serviço.

Nas Figuras 24a e 24b são mostradas a frequência da barra 7 e os sinais de CAG respectivamente, que são utilizados na identificação. O bloqueio da regulação não gera transitórios significativos, visto que a potência mecânica se mantém constante a partir do bloqueio, e portanto, não fica visível no sinal de frequência. Nas Figuras 24c e 24d é apresentado o monitoramento da frequência e do amortecimento do modo dominante ao longo de todo o horizonte de tempo exposto, com uma taxa de atualização de 5s utilizado no deslizamento da janela.

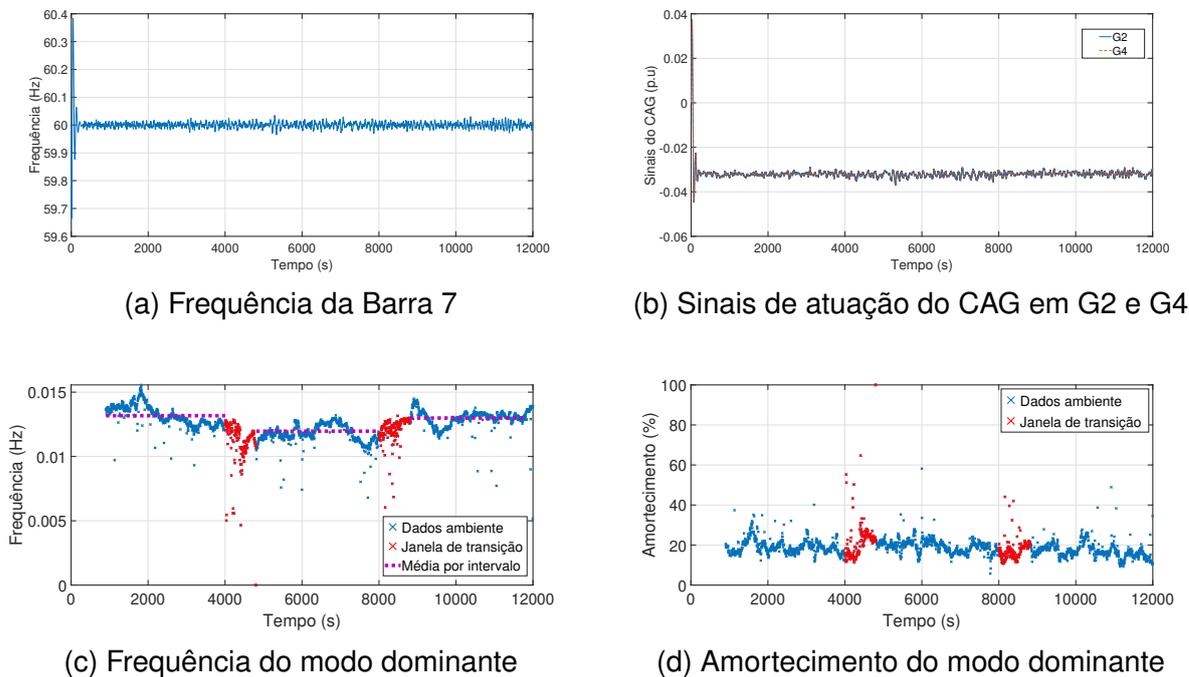


Figura 24 – Cenário 2: Sinais utilizados na identificação e características dominantes do modelo identificado

Os pontos destacados na cor vermelha, evidenciam os modelos que foram identificados com uma janela de dados composta de duas condições distintas (cenários de transição), e portanto, são descartados. Na Figura 24c, em azul, é possível identificar

três patamares, e para cada patamar, é calculada uma média representada pelos pontos pontilhados na cor magenta. O primeiro patamar refere-se à primeira condição operacional, onde toda a regulação primária está ativa. O segundo patamar evidencia que a regulação equivalente de velocidade foi afetada, visto que a frequência do modo dominante teve uma redução significativa (de 0,0131 Hz para 0,0119 Hz na média). Isso se explica pelo bloqueio de parte da regulação primária, sendo que a capacidade de regulação diminui frente à mesma quantidade de máquinas. De outro ponto de vista, é equivalente dizer que a mesma quantidade de inércia girante passa a ser manobrada por uma regulação de menor capacidade. O terceiro patamar de frequência é semelhante ao primeiro, já que os reguladores de todas as máquinas voltam a estar ativos, retomando as condições operacionais do início. O amortecimento tem variações menos significativas para as mudanças das características operacionais aplicadas.

Para evidenciar o impacto na resposta na frequência, o mesmo cenário foi reproduzido, porém, com o bloqueio da regulação de maior parte da geração (1800/3600 MVA). A Figura 25 mostra a comparação dos modelos identificados. No cenário com maior quantidade de regulação bloqueada, a frequência do modo identificado tem maior redução na média (15,3% contra 9,2%), como esperado.

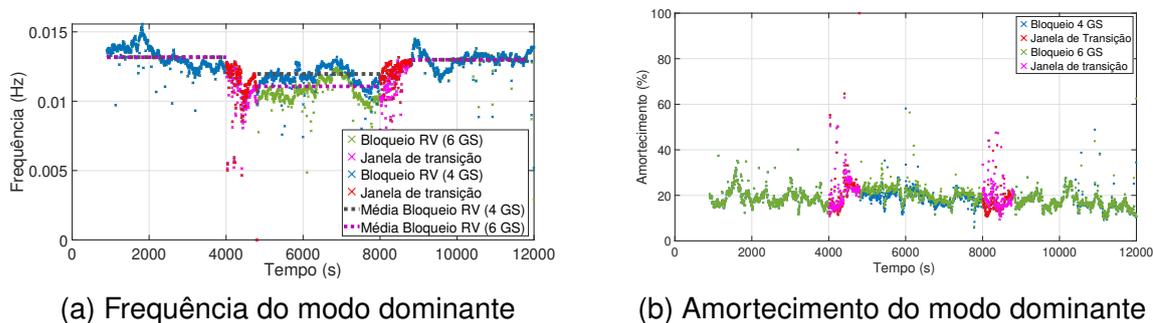


Figura 25 – Características dominantes dos modelos identificados

5.2.3 Cenário 3 - Efeito da variação da inércia do sistema

Para avaliar os efeitos da inércia das máquinas nas características dominantes do sistema identificado, são simulados dois cenários, sendo a única diferença entre eles a redução de um terço do valor da inércia de todas as máquinas. O sistema da Figura 22 opera em todo o horizonte de tempo simulado sob condições ambiente e sem penetração de geração eólica. A Figura 26 mostra uma comparação das características dos modelos identificados.

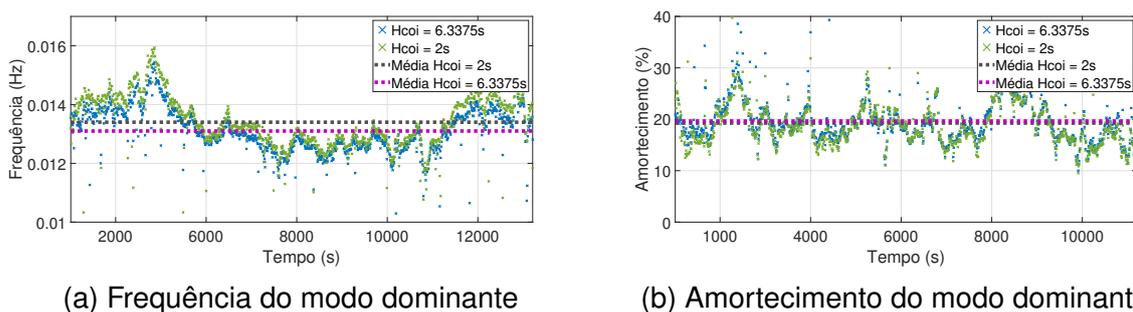


Figura 26 – Cenário 3: Características dos modelos identificados

Com a redução do valor da inércia, mantendo a mesma capacidade de regulação, a frequência do modo dominante do sistema tende a ser maior. Do ponto de vista físico, esse cenário é oposto ao cenário de bloqueio na regulação: em um cenário se tem bloqueio da regulação, que diminui a capacidade da regulação total para manobrar a mesma inércia, enquanto no outro cenário há a redução da inércia a ser manobrada pela mesma regulação. A Figura 26 mostra um aumento suave na frequência dominante identificada. Através das médias traçadas para os dois casos, é possível notar um aumento de aproximadamente 2,3% na frequência dominante e redução de 2,2% no amortecimento.

5.2.4 Cenário 4 - Efeito da variação da penetração da geração eólica

Neste cenário, a mudança de patamar da geração eólica no sistema da Figura 22 foi imposta através de uma rampa crescente da velocidade do vento. Na medida que há o aumento de geração eólica, as máquinas síncronas diminuem a geração através de uma rampa decrescente imposta na regulação primária, de maneira a balancear geração e carga. Quando parte dos geradores síncronos operam em patamares de geração próximos a zero, são desconetados do sistema, a fim de avaliar o efeito da redução do número de geradores síncronos nos modelos identificados. A sequência de eventos é apresentada abaixo.

- Até 300s: Sistema se estabilizando em um ponto de equilíbrio em regime permanente;
- 300s a 1700s: Sistema operando em condições ambiente sem geração eólica;
- 1700s a 2000s: Rampa crescente da velocidade do vento e decrescente imposta em parte dos geradores síncronos (1200 MVA/3600 MVA);
- 2000s: Desconexão de um terço da geração síncrona (4 geradores de 300 MVA) que foi substituída pela geração eólica;
- 2000s a 4000s: Sistema operando em condições ambientes com 40% de penetração eólica (1020 MW);

Os sinais de frequência e de CAG e as características do modo dominante do modelo identificado são apresentados na Figura 27.

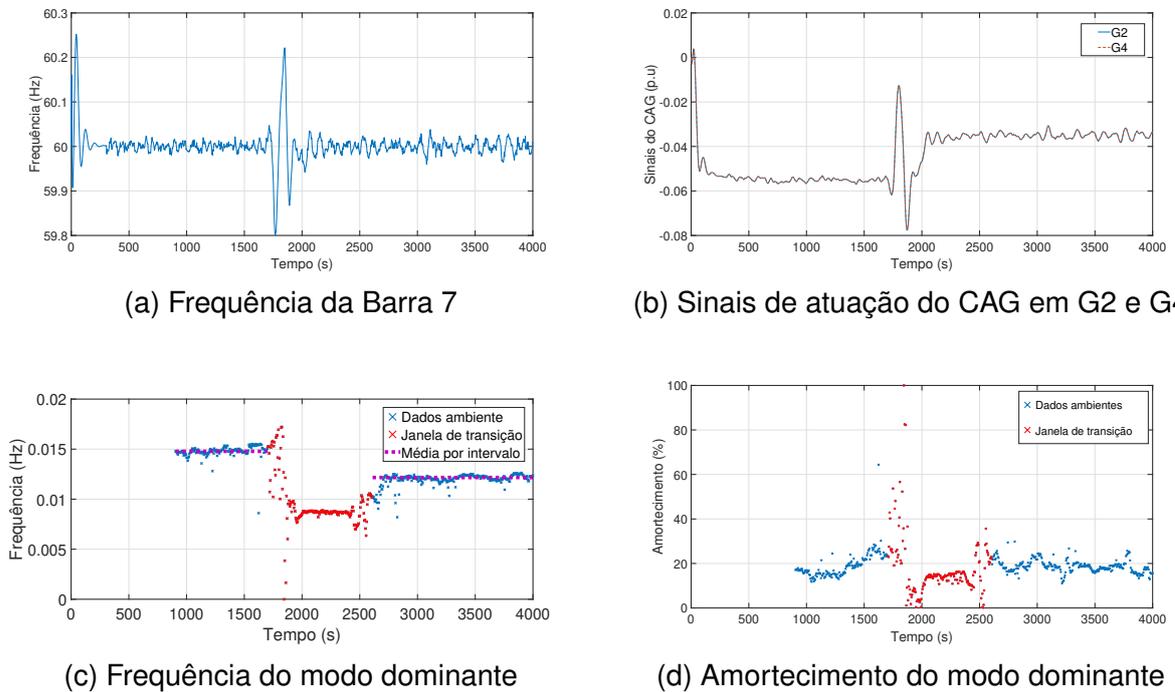


Figura 27 – Cenário 4: Sinais utilizados na identificação e características dominantes do modelo identificado

A imposição da rampa crescente de vento e decrescente nos RVs, tira o sistema da condição de equilíbrio, sendo este fenômeno nitidamente visto no sinal de frequência. Portanto, neste período, os dados não servem para identificação, por não ser caracterizado como dados ambiente.

A desconexão de geradores síncronos, conduz à redução da inércia total do sistema, ao mesmo tempo que a regulação primária equivalente perde capacidade de regulação. Portanto, o efeito deste cenário é análogo aos efeitos da ocorrência simultânea dos dois cenários anteriormente avaliados: *i)* a diminuição da inércia global resulta no aumento da frequência identificada, entretanto, *ii)* a perda de parte da regulação primária, resulta na diminuição da frequência identificada. Analisando a Figura 27, é nítido que o patamar correspondente à frequência do modo é mais baixo após a desconexão de parte da geração síncrona (de 0,0147 Hz para 0,0122 Hz), o que atesta que a perda da regulação primária tem maior influência na dinâmica equivalente se comparada à variação da inércia.

5.2.5 Cenário 5 - Bloqueio da regulação e mudança de inserção de geração eólica

Neste cenário, foram impostos todos os eventos dos cenários anteriores em um mesmo horizonte de tempo. A cronologia de eventos é:

- 0s a 300s: Sistema se estabilizando em um ponto de equilíbrio em regime permanente (janela de dados descartados pela identificação);
- 300s a 2000s: Sistema operando em condições ambiente sem geração eólica e todos os RVs ativos;
- 2000s: 4 geradores síncronos (G1, G3, G5 e G7) têm regulação primária bloqueada, o que representa um terço da capacidade de geração nominal do sistema (1200 MVA/3600 MVA);
- 2000s a 4000s: Sistema operando em condições ambiente com parte da regulação primária bloqueada;
- 4000s: Reguladores que estavam bloqueados são desbloqueados;
- 5700s a 6000s: Rampa crescente de vento e decrescente imposta na referência dos geradores síncronos G1, G3, G5, and G7, levando a inserção de geração eólica de 0% para 40%.
- 6000s: Desconexão dos geradores síncronos G1, G3, G5 e G7 que operavam com potência despachada próxima a zero;

A frequência de barra e os sinais do CAG são apresentados na Figura 28, bem como os resultados de identificação.

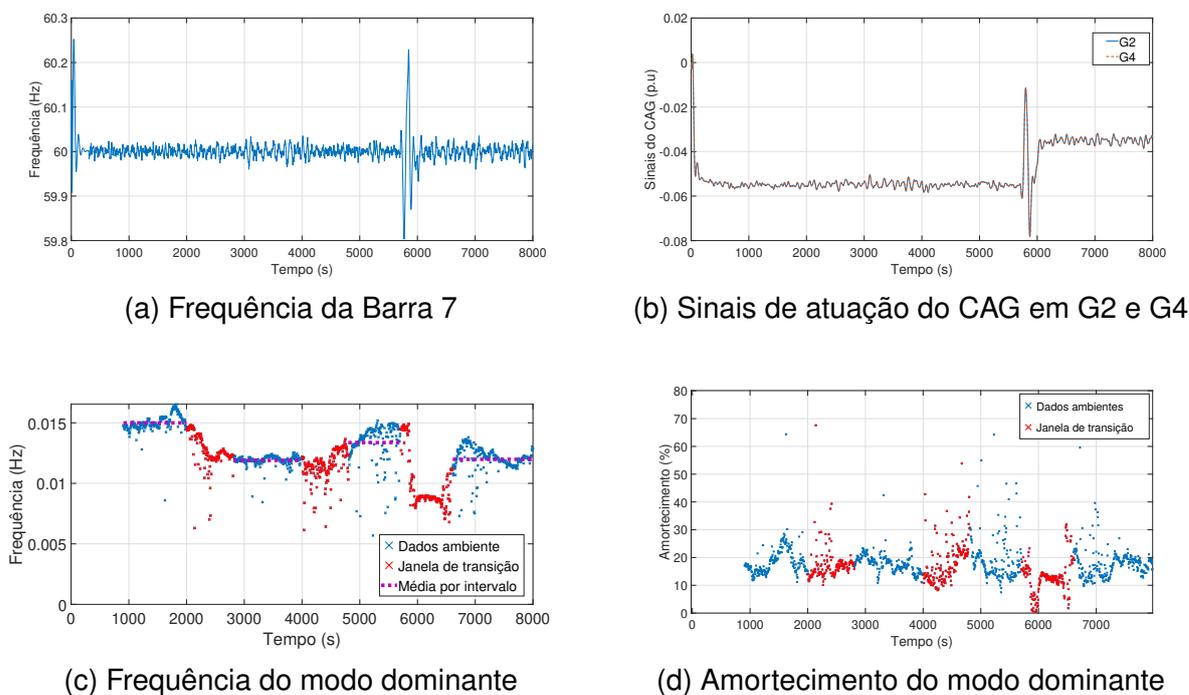


Figura 28 – Cenário 5: Sinais utilizados na identificação e características dominantes do modelo identificado

É possível observar quatro patamares bem definidos (em azul) na frequência do modo identificado. O primeiro e terceiro tem condições de operação semelhantes, e portanto, esses dois patamares são próximos, e maiores se comparado aos demais patamares. O segundo patamar tem uma queda na frequência significativa ($0,0119 \text{ Hz}$), explicada pelo bloqueio de parte da regulação síncrona. A desconexão dos geradores síncronos culmina na queda da frequência identificada, visto que o impacto da perda de regulação é maior do que a perda de inércia do sistema. Portanto, comparando o segundo e o quarto patamar, a frequência tende a ser suavemente maior no quarto patamar ($0,012 \text{ Hz}$), dada pela diferença na inércia entre esses dois patamares. Esta simulação consolida os eventos apresentados nas seções anteriores, e seus resultados corroboram as análises discutidas em todos os casos de identificação.

O algoritmo de identificação, captura mudanças nas condições operacionais do sistema, principalmente mudanças estruturais, mudanças na regulação primária de frequência e variações na inércia total do sistema. Além de ser fundamental para a síntese do controlador, o monitoramento visual das características dominantes no modelo podem servir de base para identificar mudanças nas condições de operação do sistema.

Os resultados discutidos nas seções posteriores utilizam dessa rotina de identificação apresentada para atualização periódica do controle suplementar.

5.3 RESULTADOS RELATIVOS AO CONTROLE SUPLEMENTAR PROPOSTO

Nesta seção, os resultados decorrentes da implementação do controle suplementar proposto são expostos. Dentro de cada cenário, diferentes montantes de geração eólica são considerados, com o intuito de examinar os efeitos na redução da inércia global da rede e a reduzida capacidade de regulação por parte da geração síncrona. Foram considerados dois tipos de estrutura de controle:

- SISO: o nível de penetração eólica varia de 0% a 40%.
- MIMO: o nível de penetração eólica varia de 0% a 30%.

Os níveis de inserção eólica foram gradativamente aumentados, simultaneamente com a retirada de geradores síncronos de operação. Nos casos MIMO, não havia disponibilidade de geradores síncronos suficientes para retirada para o nível de 40%.

Os eventos aplicados no sistema envolvem perdas de geração e degraus de carga, sendo eventos recorrentes no SIN, que levam a grandes excursões de frequência. Dois índices são definidos para avaliar os benefícios proporcionados pelo controle suplementar, seguidos pelos resultados obtidos em cada cenário analisado.

5.3.1 Cálculo dos índices de desempenho

Para quantificar os efeitos trazidos pelo controle suplementar proposto para minimização das excursões de frequência durante perturbações, foram definidos os seguintes índices de desempenho:

- Índice de desempenho absoluto (IDA)

$$IDA = |f_{c_{max}} - f_{max}| \quad (40)$$

- Índice de desempenho percentual (IDP)

$$IDP = 100 \left| \frac{IDA}{f_{max} - f_{pre}} \right| \quad (41)$$

onde $f_{c_{max}}$, f_{max} são respectivamente as excursões máximas de frequência com e sem controle suplementar, e f_{pre} é a frequência pré perturbação.

5.3.2 Resultados de controle para o Cenário A1

O cenário A1 apresenta as condições iniciais de operação descritas na Tabela 15, apresentada no anexo A. O único gerador que opera sob CAG neste cenário é o gerador G_2 , e, portanto, o único a receber controle suplementar. O sistema é submetido a dois eventos ao longo das simulações:

- 1700s: Desconexão do gerador G_6 ;
- 4000s: Desligamento de carga de 400 MW na barra 8;

Nas Figuras 29-31, são apresentadas a frequência do sistema e as ações de controle ao longo do horizonte de tempo para todos os casos.

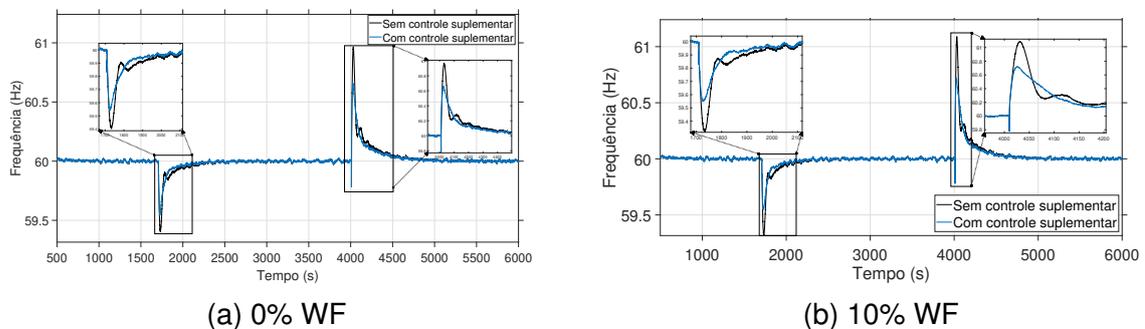


Figura 29 – Frequência na Barra 7

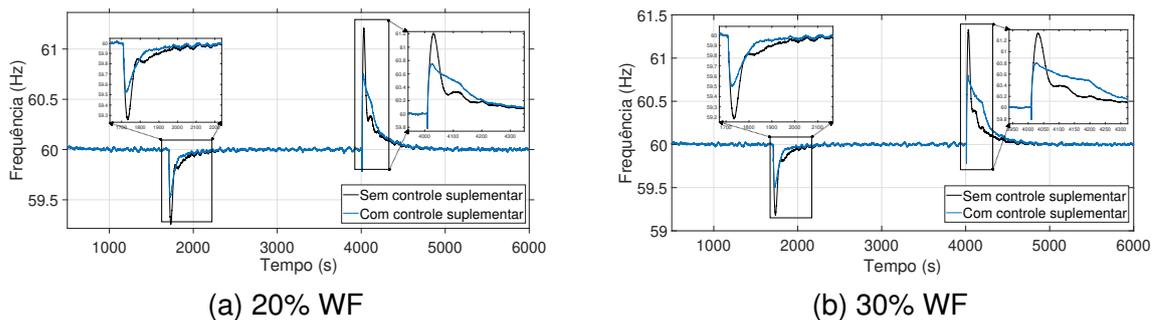


Figura 30 – Frequência na Barra 7

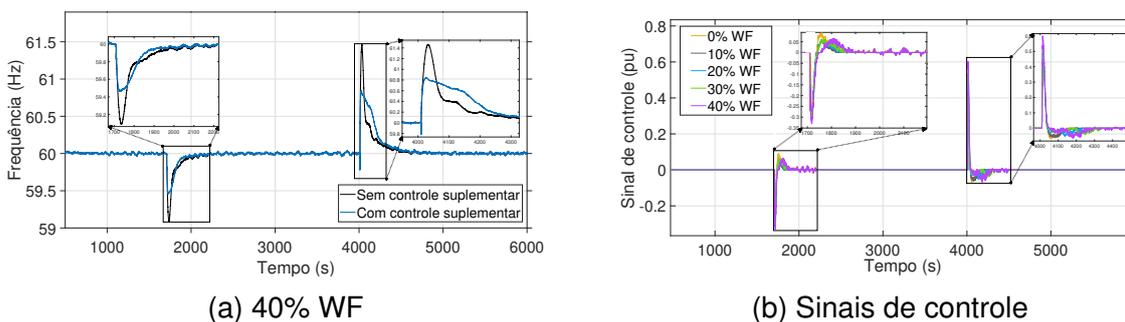


Figura 31 – a) Frequência na Barra 7 e b) sinais de controle

Na Figura 32, é apresentada a potência mecânica da máquina para o caso de 20% de inserção eólica, a fim de evidenciar o impacto da ação de controle imposta. Para evitar redundância, não serão apresentadas esses resultados para todos os cenários considerados, visto que se trata da mesma perturbação.

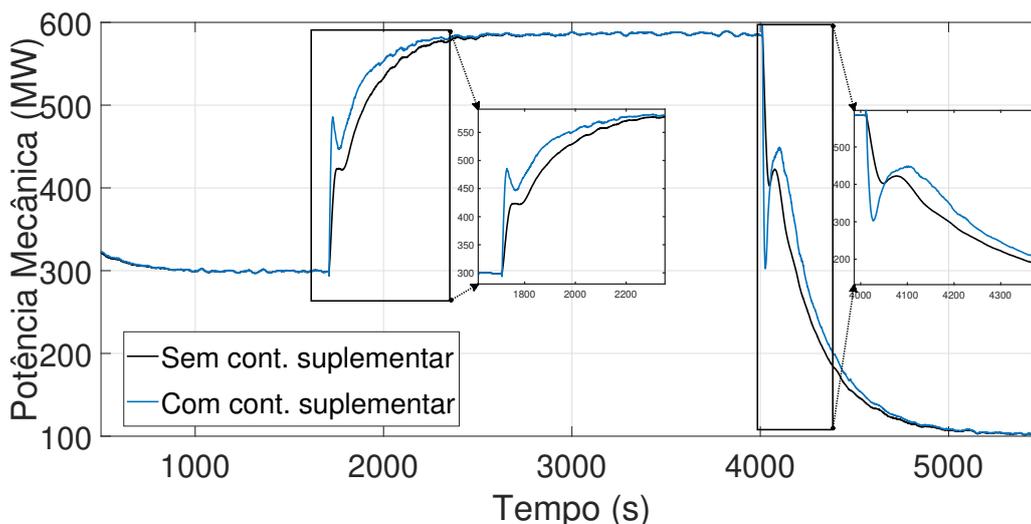


Figura 32 – Potência mecânica para o cenário de 20% WF

As ações do controle suplementar induzem uma resposta rápida da regulação do gerador a variações de frequência, induzindo a injeção/absorção de potência e, por conseguinte, contribuindo para a redução de excursões mais significativas de

frequência. A dinâmica mais lenta observada na curva de potência é atribuída à ação do CAG, que visa minimizar o erro de frequência em regime permanente.

As Tabelas 4 e 5 sintetizam os valores máximos e mínimos de frequência para os 5 níveis de penetração eólica avaliados para a perda de geração e degrau de carga, respectivamente.

Tabela 4 – Valores de nadir - Cenário A1 (perda de geração)

Proporção de geração eólica	Nadir de frequência (em Hz)	
	Sem cont. suplementar	Com cont. suplementar
0%	59,41	59,55
10%	59,32	59,56
20%	59,26	59,53
30%	59,18	59,50
40%	59,09	59,46

Tabela 5 – Valores de zênite - Cenário A1 (degrau de carga)

Proporção de geração eólica	Zênite de frequência (em Hz)	
	Sem cont. suplementar	Com cont. suplementar
0%	60,96	60,65
10%	61,09	60,72
20%	61,21	60,75
30%	61,33	60,80
40%	61,47	60,84

Na Figura 33 são apresentados os índices de desempenho calculados a partir das Equações 40 e 41. Os índices são apresentados separadamente para os dois eventos aplicados na rede.

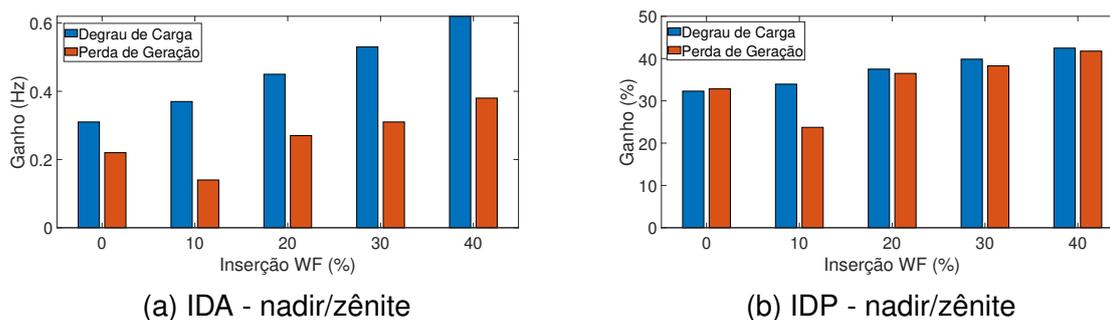


Figura 33 – Índices de desempenho - Cenário A1: a) IDA e b) IDP

Nos cinco cenários analisados, caracterizados por diferentes níveis penetração de energia eólica, o controle suplementar demonstra desempenho adequado, especialmente em relação aos valores mínimos e máximos.

A Figura 33 indica que o controle suplementar oferece maior benefício em termos de ganho absoluto em situações de perturbação, especialmente quando há maior penetração de energia eólica, visto que as excursões são mais pronunciadas em cenários com menor inércia total da rede. Em termos percentuais, os ganhos proporcionados pelo controle suplementar variam entre 20% e 40% .

Além de reduzir excursões de frequência, um benefício adicional trazido pela ação de controle é a melhora da dinâmica de recuperação da frequência, aumentando o amortecimento da resposta. Esse benefício pode eliminar possíveis *overshoots* na retomada da frequência para seu patamar inicial, e mitigar oscilações inerentes ao sistema elétrico.

Como evidenciado no Capítulo 2, 80% da reserva girante é alocada para o CAG, sendo utilizada em geral, apenas quando o CAG está ativo. Na ocorrência de perturbações, o controle suplementar poderá ampliar a utilização dessa reserva em usinas sob CAG, mesmo quando o CAG estiver desligado.

5.3.3 Resultados para o Cenário A2

O cenário A2 tem condições de operação semelhantes ao Cenário A1, porém com dois geradores sob atuação do CAG (G1 e G2), e portanto, modelos MIMO são identificados com informações de dois geradores, e conseqüentemente, o controle suplementar é incorporado nos dois geradores. Neste cenário, os seguintes eventos são aplicados:

- 1700s: Desconexão do gerador *G6*;
- 4000s: Desligamento de carga de 400 MW na barra 8;

Nas Figuras 34-36, são apresentadas a frequência do sistema, e as ações de controle ao longo do horizonte de tempo para todos os casos avaliados.

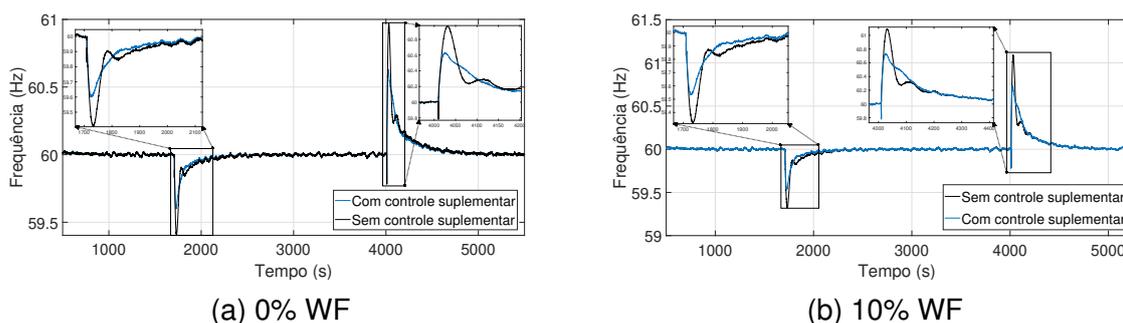


Figura 34 – Frequência na Barra 7

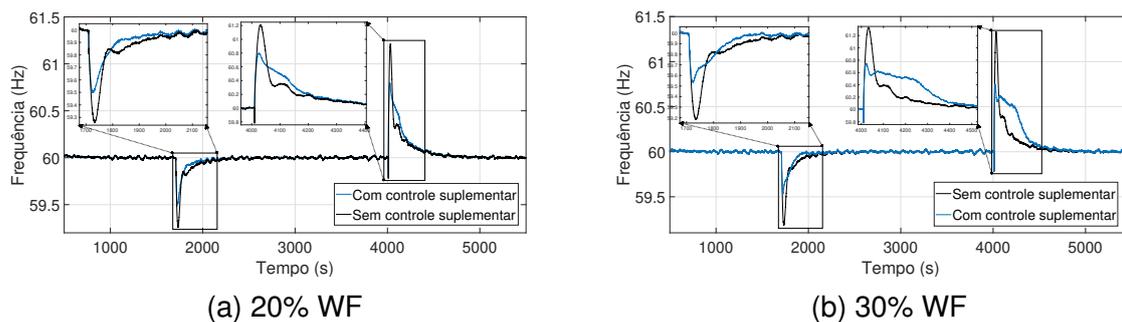


Figura 35 – Frequência na Barra 7

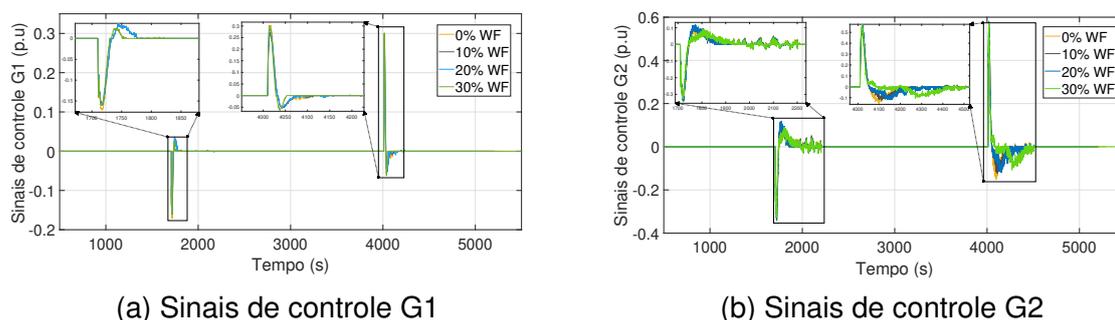


Figura 36 – Sinais de controle

A eficácia do controle suplementar na redução de excursões de frequência se confirma também neste cenário. Ressalta-se o ganho de 0,6 Hz no cenário com maior inserção de eólica para este caso (30%). Por depender de vários fatores, desde a identificação até o projeto e aplicação do controle, a ação de controle tende a variar em termos quantitativos de cenário para cenário, porém, mantendo uma faixa de atuação, e um padrão na dinâmica de atuação (vide Figura 36).

As Tabelas 6 e 7 sintetizam os valores máximos e mínimos de frequência para os 4 níveis de penetração eólica avaliados para a perda de geração e degrau de carga, respectivamente.

Tabela 6 – Valores de nadir - Cenário A2 (perda de geração)

Proporção de geração eólica	Nadir de frequência (em Hz)	
	Sem cont. suplementar	Com cont. suplementar
0%	59,41	59,60
10%	59,32	59,53
20%	59,26	59,53
30%	59,18	59,50

Tabela 7 – Valores de zênite - Cenário A2 (degrau de carga)

Proporção de geração eólica	Zênite de frequência (em Hz)	
	Sem cont. suplementar	Com cont. suplementar
0%	60,97	60,63
10%	61,09	60,73
20%	61,21	60,80
30%	61,33	60,74

Os índices de desempenho, por sua vez, são indicados na Figura 37.

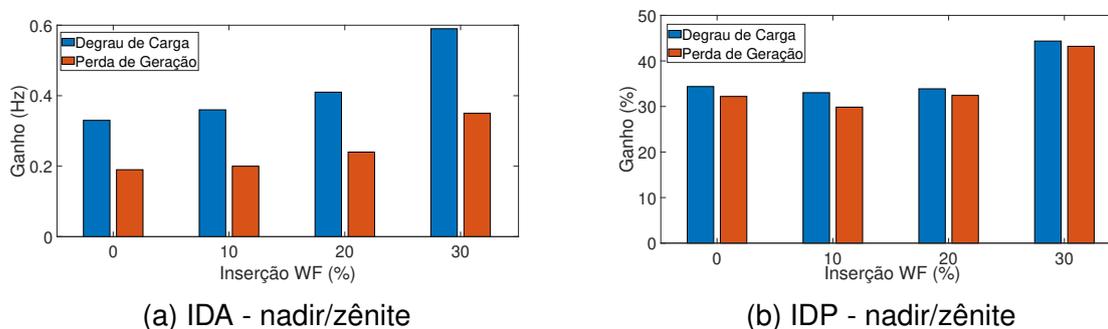


Figura 37 – Índices de desempenho- Cenário A2

A amplitude do ganho percentual nesse cenário varia entre 30 e 45%, sendo, em geral, ligeiramente superior ao observado no cenário anterior, uma vez que duas máquinas são submetidas à ação de controle. Em termos de ganho absoluto, também é perceptível uma vantagem sutil neste cenário em comparação com o anterior, especialmente no que diz respeito à perda de geração. De forma geral, os maiores ganhos são observados nos cenários com maior proporção de geração eólica.

5.3.4 Resultados para o Cenário A3

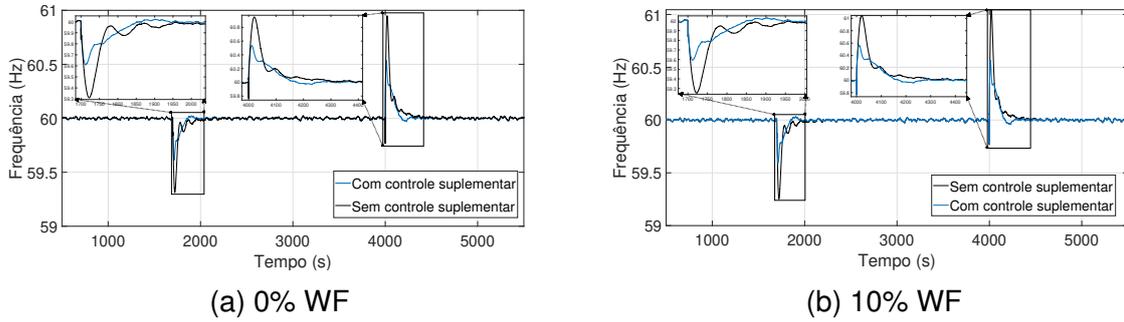
O cenário A3 é semelhante ao cenário A2, porém, com os geradores G2 e G4 operando sob CAG, e portanto, recebendo o controle suplementar. As principais motivações para geração deste cenário são:

- Os geradores G2 e G4 têm as maiores capacidades nominais do sistema;
- Os geradores G2 e G4 estão eletricamente mais distantes.

Os eventos simulados são:

- 1700s: Desconexão do gerador G6;
- 4000s: Desligamento de carga de 400 MW na barra 8;

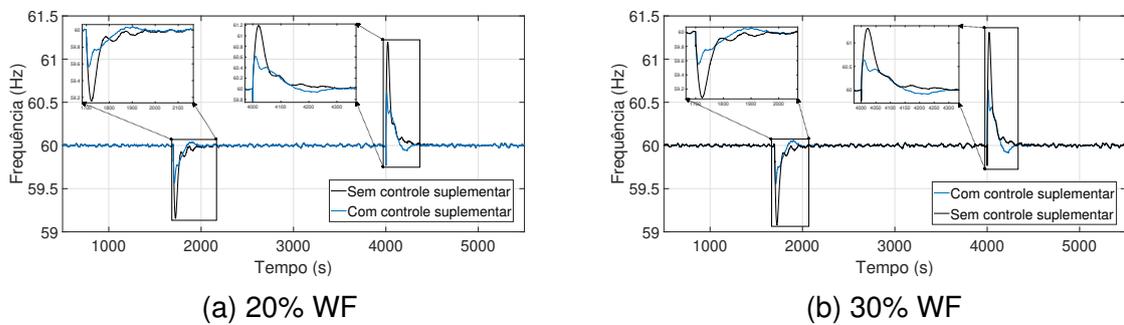
Nas Figuras 38-40, são apresentadas a frequência do sistema, e as ações de controle ao longo do horizonte de tempo para todos os casos avaliados.



(a) 0% WF

(b) 10% WF

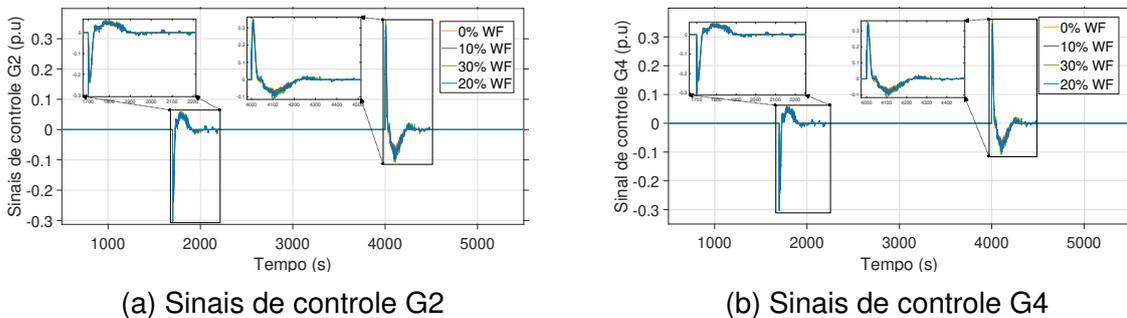
Figura 38 – Frequência na Barra 7



(a) 20% WF

(b) 30% WF

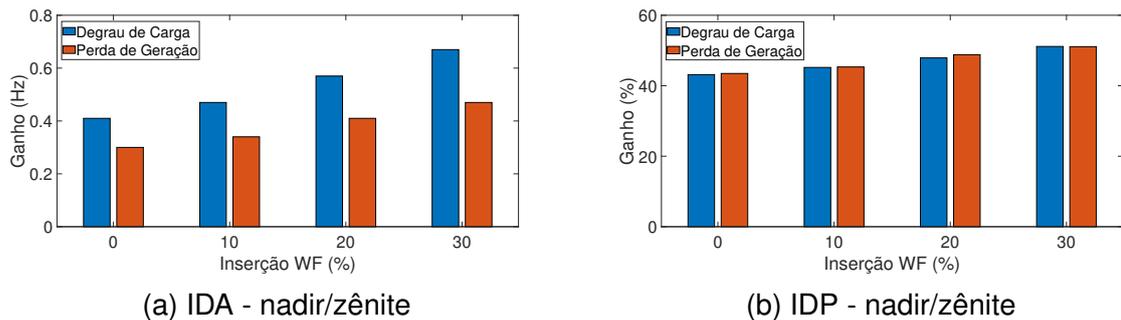
Figura 39 – Frequência na Barra 7



(a) Sinais de controle G2

(b) Sinais de controle G4

Figura 40 – Sinais de controle



(a) IDA - nadir/zênite

(b) IDP - nadir/zênite

Figura 41 – Índices de desempenho - Cenário A3

Neste cenário, os índices de ganho absoluto apresentados na Figura 41 são significativamente maiores se comparados aos outros cenários, devido aos geradores dotados com controle suplementar terem maior potência nominal. Portanto, ações de controle semelhantes têm maiores impactos na saída de potência da máquina. Na prática, normalmente as maiores centrais geradoras são as usinas que operam sob CAG, o que corrobora com o cenário analisado, e potencializa o controle proposto.

5.3.5 Resultados para o Cenário A4

O cenário A4 se assemelha ao cenário A3, diferenciando-se pela substituição de todas as unidades hidráulicas por unidades térmicas. A principal motivação para essa alteração é a diferença na velocidade de resposta entre os dois tipos de máquinas. No que diz respeito a rampas de potência e sincronização com o sistema, as unidades térmicas tendem a responder mais lentamente (TRUEBLOOD *et al.*, 2013). Contudo, no contexto da regulação de frequência, onde as máquinas já estão sincronizadas, as unidades térmicas, em geral, respondem mais rapidamente do que as unidades hidráulicas (KUNDUR, 1994). Analogamente aos cenários anteriores, para efeitos de comparação, os eventos simulados são:

- 1700s: Desconexão do gerador $G6$;
- 4000s: Desligamento de carga de 400 MW na barra 8;

Analogamente as seções anteriores, os resultados deste cenário são apresentados nas Figuras 42 a 46.

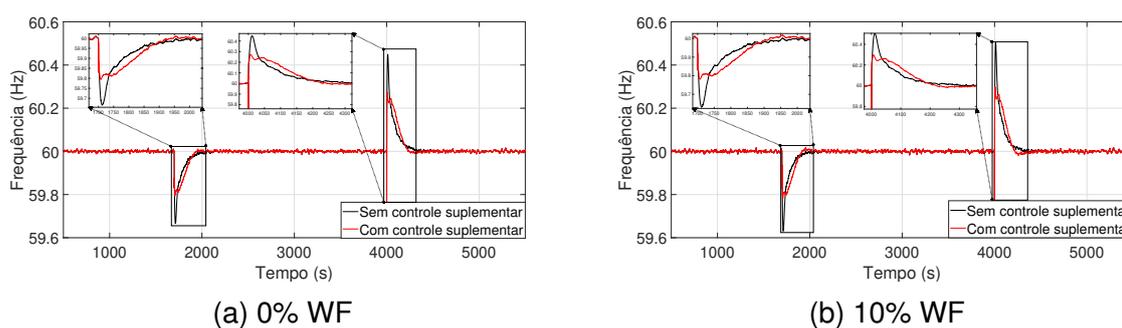


Figura 42 – Frequência na Barra 7

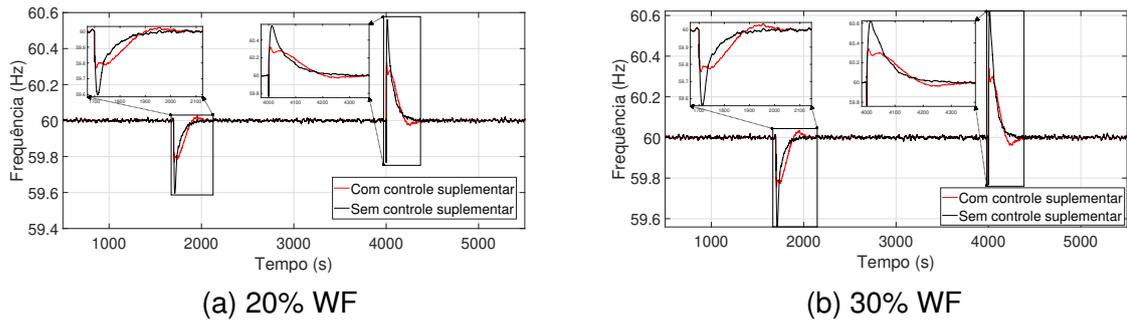


Figura 43 – Frequência na Barra 7

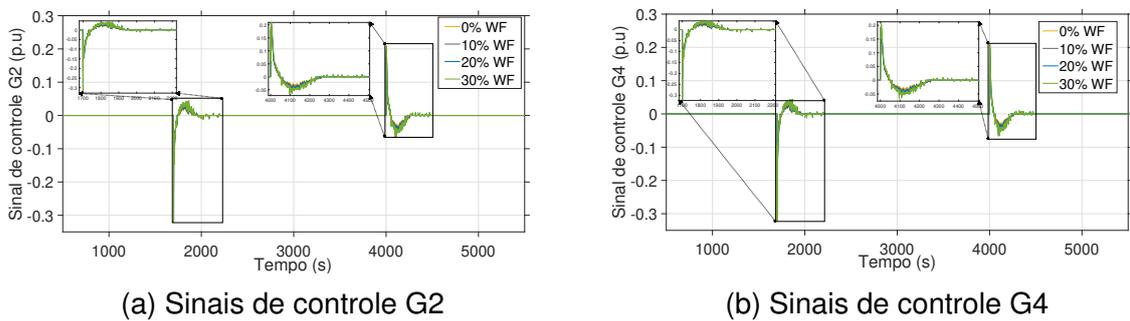


Figura 44 – Sinais de controle

Para o cenário de 20% de penetração eólica, são apresentadas na Figura 45 as potências mecânicas dos geradores, a fim de ilustrar a diferença na resposta para o caso sem e com controle suplementar.

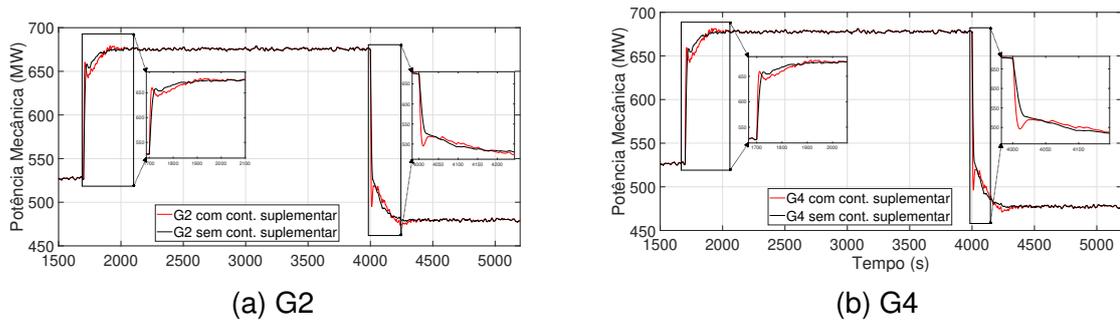


Figura 45 – Potência Mecânica

No contexto de perturbações que causam excursões na frequência, o fato das unidades térmicas responderem de forma significativamente mais rápida resulta em excursões de frequência naturalmente menores. Para as mesmas configurações da rede e sob os mesmos eventos, os índices de desempenho são apresentados nas Tabelas 8 e 9.

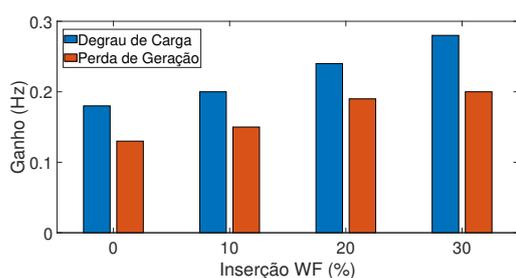
Tabela 8 – Valores de nadir - Cenário A4 (perda de geração)

Proporção de geração eólica	Nadir de frequência (em Hz)	
	Sem cont. suplementar	Com cont. suplementar
0%	59,67	59,80
10%	59,63	59,78
20%	59,60	59,77
30%	59,56	59,76

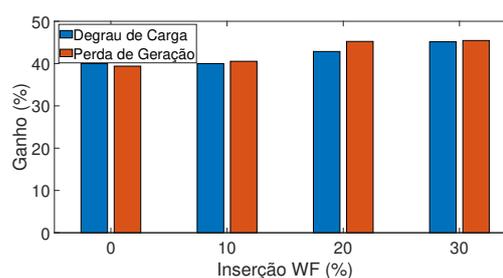
Tabela 9 – Valores de zênite - Cenário A4 (degrau de carga)

Proporção de geração eólica	Zênite de frequência (em Hz)	
	Sem cont. suplementar	Com cont. suplementar
0%	60,45	60,27
10%	60,50	60,30
20%	60,56	60,32
30%	60,62	60,34

Na Figura 46, são apresentados os índices IDA e IDP. Os índices de desempenho absolutos (IDA) ficam entre 0,12 e 0,28 Hz. Já os índices de desempenho percentuais do controle suplementar ficam na faixa de 30 a 40%, mantendo as mesmas proporções dos cenários com geração predominante hidrelétrica.



(a) IDA - nadir/zênite



(b) IDP - nadir/zênite

Figura 46 – Índices de desempenho - Cenário A4

Para fins de comparação, na Figura 47, é apresentado o índice IDA para todos os cenários avaliados, para as duas contingências aplicadas.

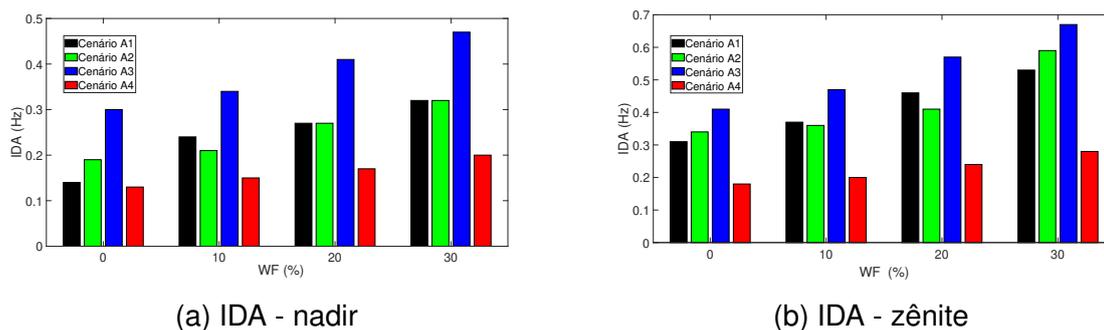


Figura 47 – Índices de desempenho

É nítido que os índices de desempenho são mais altos no Cenário A3, como esperado, já que neste cenário as duas máquinas com a maior capacidade nominal estão equipadas com controle suplementar. De modo geral, o Cenário A2 supera o Cenário A1, pois possui um gerador adicional equipado com controle suplementar (apesar de ter menor capacidade nominal). Por outro lado, o Cenário 4 apresenta índices menores, pois as usinas termelétricas têm uma capacidade de resposta mais rápida em comparação com as hidrelétricas e, naturalmente, menores excursões de frequência.

5.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

O controle suplementar proposto demonstra eficácia na mitigação de excursões de frequência em face de perturbações. Além disso, apresenta uma potencial capacidade adaptativa frente a diferentes condições operacionais e topologias da rede. Essa capacidade de adaptação é incorporada com a rotina de atualização periódica do modelo matemático do sistema, permitindo que o controle se mantenha ajustado à medida que se tenham dados de medição e de operação disponíveis.

A precisão na identificação do modelo tende a aumentar à medida que mais informações sistêmicas estão disponíveis. Adicionalmente, o monitoramento das variações sistêmicas que impactam na regulação primária equivalente, por meio das características do modelo linear, revela-se uma ferramenta auxiliar para a tomada de decisões no contexto operacional.

Em situações em que máquinas com maior capacidade nominal operam sob atuação do CAG, observa-se uma propensão para um maior aproveitamento da metodologia proposta em termos quantitativos de nadir/zênite. As ações de controle aplicadas aos reguladores alteram a referência de potência, promovendo uma resposta mais rápida da potência mecânica. Portanto, não é necessário alterar a parametrização normal dos RVs, procedimento que em geral, é realizado para enfrentar condições operacionais críticas como operação isolada. No entanto, com a variação dos parâmetros de projeto, esses valores podem variar, otimizando a resposta da máquina em diferentes contextos. O projeto dos controladores manteve parâmetros fixos (matrizes de peso LQR) na maioria dos casos, e a otimização dessa etapa é proposta como um dos tópicos futuros, podendo incorporar novas rotinas e técnicas de controle.

Os ganhos observados nas excursões de frequência, tanto em termos absolutos quanto percentuais, são significativos e apresentam potenciais benefícios para a operação dos sistemas. Em alguns casos, as ações de controle conseguiram reduzir a excursão em até $0,6\text{Hz}$, podendo na prática evitar a atuação de esquemas sistêmicos de proteção, como o ERAC. Em termos percentuais, os índices indicam ganhos entre 20% e 45%, destacando que, os resultados são significativos independentemente do tamanho das excursões.

A infraestrutura necessária para a implantação da estrutura proposta já encontra-se disponível nos COS. Além das medições de sinais de frequência disponíveis nos centros de controle (locais e/ou externos), os canais de CAG entre centrais de controle e usinas podem ser explorados para o envio/recepção de sinais de identificação e controle, tornando viável a implementação multiárea do ponto de vista estrutural. Ressalta-se que diante da infraestrutura já existente nos centros de controle dos operadores do sistema, como no SIN, a estratégia proposta pode ser implementada, sem a necessidade de infraestrutura adicional.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta tese de doutorado proporciona contribuições ao problema de regulação de frequência no processo da transição energética. A primeira, oriunda do principal objetivo da pesquisa, concentra-se na mitigação de excursões de frequência diante de perturbações envolvendo desequilíbrios entre carga e geração. Foi constatada uma melhoria na capacidade de regulação de frequência do sistema com a utilização de sinal adicional proveniente de um controlador suplementar aplicado à geração convencional (hidrelétricas e termelétricas).

De maneira geral, os desvios de frequência tiveram queda de 20 a 45% com a atuação do controle suplementar. Com relação aos desvios absolutos de frequência, as reduções foram de 0,1 a 0,6 Hz, sendo as maiores reduções em cenários com maior inserção de energia eólica. Ressalta-se que a aplicação do sinal de controle em geradores de maior capacidade nominal do sistema, tende a ter mais impacto na redução dos desvios de frequência.

Além dos benefícios evidenciados a partir do uso do controle suplementar proposto, foi apresentada uma potencial ferramenta de monitoramento/identificação da característica da regulação de frequência. A capacidade de identificar os efeitos de alterações nas condições operacionais ou estruturais, pode se revelar uma aliada importante para a tomada de decisões na operação de SEPs. Neste estudo, o foco desse monitoramento concentrou-se em mudanças operacionais que afetam diretamente a regulação primária de frequência equivalente. No entanto, ao explorar outras faixas de frequência, a análise pode ser expandida para outros aspectos de interesse.

Ressalta-se que a infraestrutura existente no SIN é suficiente e permite a implantação da estratégia proposta sem investimentos significativos em infraestrutura, visto que os canais de comunicação e medições utilizadas para o CAG podem ser utilizados para o controle suplementar. Além disso, a tendência futura para a operação do CAG no SIN, aponta para a unificação das quatro áreas de controle em apenas uma, o que potencializaria a estratégia proposta, já que o controle suplementar permaneceria ativo permanentemente.

Na estratégia proposta, a reserva girante alocada para o controle secundário de frequência pode ser melhor utilizada. De fato, tal reserva é pouco utilizada quando da ocorrência de perturbações que levam a desvios maiores do que 0,5 Hz, condição que leva ao desligamento do CAG. O fato da reserva secundária representar cerca de 80% da reserva operativa total do SIN, melhor utilizá-la pode gerar impactos técnicos e econômicos significativo.

Durante o desenvolvimento deste trabalho, dificuldades inerentes à estrutura proposta emergiram e foram tratadas. A primeira diz respeito à seleção de parâmetros para o algoritmo de identificação e síntese de controle, considerando as condições ope-

racionais correntes. Com relação aos parâmetros de identificação, as recomendações encontradas na literatura são adequadas para a maioria dos casos; no entanto, pode ser necessário redefinir esses parâmetros para casos específicos. Da mesma forma, os parâmetros fixos para a síntese de controle através do LQR, embora adequados para a maioria dos cenários, não asseguram que o melhor controlador seja sintetizado em todas as situações, deixando assim de atingir o equilíbrio ótimo entre esforço e desempenho. Estes são dois tópicos promissores para futuras pesquisas.

Finalmente, os objetivos estabelecidos para esta pesquisa foram atingidos, com a adição de benefícios decorrentes da metodologia empregada. Os resultados obtidos neste estudo motivam a busca por avanços em esquemas de controle capazes de aprimorar a resposta sistêmica, especialmente no contexto da regulação de frequência, seja na mitigação de excursões ou no aperfeiçoamento do desempenho dinâmico. Fica evidente a motivação para investigações direcionadas à melhoria do desempenho dinâmico de reguladores de velocidade aplicados a máquinas síncronas, especialmente em sistemas com reduzida participação de geração síncrona. Além disso, considerando a constante evolução dos sistemas elétricos modernos, a criação de ferramentas para o monitoramento sistêmico revela-se crucial, especialmente com o avanço no desenvolvimento e implementação de instrumentos de medição e extração de sinais em tempo real, como as PMUs.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Com base nas conclusões e considerações finais desta pesquisa, emergem alguns tópicos que merecem destaque como áreas potenciais para investigações futuras:

- Expandir a estrutura proposta para sistemas com grandes distância entre áreas (sistemas desacoplados), avaliando a disponibilidade de troca de informações/sinais entre diferentes áreas de controle;
- Expandir a abrangência da análise do modelo identificado com o propósito de ampliar a ferramenta de monitoramento das condições operacionais sistêmicas. Até o momento, o escopo deste trabalho concentrou-se no monitoramento das características equivalentes da regulação primária de velocidade;
- Explorar a viabilidade de incluir uma rotina adaptativa para ajuste de parâmetros, tanto na identificação de modelos quanto na síntese dos controladores;
- Incorporação de outros métodos lineares de projeto de controladores;

- Explorar a viabilidade de desenvolver uma interface para acompanhar em tempo real o monitoramento das características operacionais, integrada às rotinas de identificação e síntese;
- Avaliar a viabilidade da implementação e dos recursos necessários para a instalação da estrutura proposta em centros de operação do ONS ligados às áreas de controle do CAG no Sistema Interligado Nacional (SIN).

REFERÊNCIAS

ANDERSSON, Göran *et al.* Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 20, n. 4, p. 1922–1928, 2005.

APOSTOLOPOULOU, Dimitra; SAUER, Peter W; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, Alejandro D. Automatic generation control and its implementation in real time. *In: IEEE. 2014 47th Hawaii International Conference on System Sciences.* [S.l.: s.n.], 2014. P. 2444–2452.

ARCHER, Jeff *et al.* **Better feedback for better teaching: A practical guide to improving classroom observations.** [S.l.]: John Wiley & Sons, 2016.

BAHAR, Heymi *et al.* Renewables 2018: Analysis and Forecasts to 2023. **International Energy Agency**, 2018.

CHATTERJEE, Kalyan. Design of dual mode PI controller for load frequency control. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, De Gruyter, v. 11, n. 4, 2010.

COLE, Wesley; FRAZIER, A Will; AUGUSTINE, Chad. **Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update.** [S.l.], 2021.

COMMITTEE, IEEE Power System Dynamic Performance *et al.* **Power System Stability Subcommittee, Task Force on Turbine-Governor Modeling, "Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies,"** [S.l.], 2013.

DI RUSCIO, David. Combined deterministic and stochastic system identification and realization: DSR-a subspace approach based on observations. **Modeling, Identification and Control**, Norsk Forening for Automatisering (NFA), v. 17, n. 3, p. 193, 1996.

DI RUSCIO, David. Methods for the identification of state space models from input and output measurements. **IFAC Proceedings Volumes**, Elsevier, v. 27, n. 8, p. 675–680, 1994.

DILL, Gustavo K; SILVA, Aguinaldo S e. Robust design of power system controllers based on optimization of pseudospectral functions. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 28, n. 2, p. 1756–1765, 2012.

DÖRFLER, Florian; GRAMMATICO, Sergio. Gather-and-broadcast frequency control in power systems. **Automatica**, Elsevier, v. 79, p. 296–305, 2017.

DOTTA, Daniel *et al.* Controle hierárquico usando sinais de medição fasorial sincronizada. Florianópolis, SC, 2009.

EPE, MME. **Balanco Energetico Nacional 2023**. [S.l.: s.n.], 2023.

FANG, Hongqing; CHEN, Long; SHEN, Zuyi. Application of an improved PSO algorithm to optimal tuning of PID gains for water turbine governor. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 52, n. 4, p. 1763–1770, 2011.

FANG, Kailun; ZHANG, Wei *et al.* Load frequency control participation of wind farms in power systems. *In*: IEEE. 2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). [S.l.: s.n.], 2016. P. 1–5.

FU, WX; SU, Jie. Optimal PID governor tuning of hydraulic turbine generators with Drosophila optimization. **Comput. Simul.**, v. 32, n. 2, p. 383–386, 2015.

GHOLAMREZAIE, Vahid *et al.* An optimal frequency control method through a dynamic load frequency control (LFC) model incorporating wind farm. **IEEE Systems Journal**, IEEE, v. 12, n. 1, p. 392–401, 2017.

GOLPIRA, Hemin; MESSINA, Arturo Román. A center-of-gravity-based approach to estimate slow power and frequency variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 33, n. 1, p. 1026–1035, 2017.

GUERRERO, Josep M *et al.* Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—A general approach toward standardization. **IEEE Transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2010.

GUSTAFSSON, Tony. Subspace identification using instrumental variable techniques. **Automatica**, Elsevier, v. 37, n. 12, p. 2005–2010, 2001.

HAO, Xiang *et al.* A hybrid adaptive fuzzy control strategy for DFIG-based wind turbines with super-capacitor energy storage to realize short-term grid frequency support. *In*: IEEE. 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). [S.l.: s.n.], 2015. P. 1914–1918.

HEYDARI, Rasool; SAVAGHEBI, Mehdi; BLAABJERG, Frede. Fast Frequency Control of Low-Inertia Hybrid Grid Utilizing Extended Virtual Synchronous Machine. *In*: IEEE. 2020 11th Power Electronics, Drive Systems, and Technologies Conference (PEDSTC). [S.l.: s.n.], 2020. P. 1–5.

HIDEYUKI, SHIN; NAOTO, ABE. Closed Loop Identification and Control for Input Time Delay Systems. **IFAC-PapersOnLine**, Elsevier, v. 56, n. 2, p. 6970–6975, 2023.

HOU, Yuqiang *et al.* A Review on Dynamic Analysis Methods of Power System Frequency. *In*: 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia). [S.l.: s.n.], 2019. P. 27–32. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8880934.

- HU, Zhijian *et al.* Robust Distributed Load Frequency Control for Multi-Area Wind Energy-Dominated Microgrids Considering Phasor Measurement Unit Failures. **IEEE Internet of Things Journal**, IEEE, 2024.
- HUANG, Zhaoyang *et al.* Parameter optimization of load frequency active disturbance rejection control based on improved particle swarm optimization. *In: IEEE. 2020 IEEE 9th data driven control and learning systems conference (DDCLS). [S.l.: s.n.], 2020. P. 331–336.*
- IEC, IEEE. IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems - Measurements. **IEC/IEEE 60255-118-1:2018**, p. 1–78, 2018. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8577045.
- JANSSON, Magnus. Subspace identification and ARX modeling. **IFAC Proceedings Volumes**, Elsevier, v. 36, n. 16, p. 1585–1590, 2003.
- KANIESKI, João Marcos. **Modelagem e controle LQR aplicado a um condicionador de energia**. 2010. Diss. (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
- KANNAN, Arun; NUSCHKE, Maria; STRAU-MINCU, Diana. LFC model for frequency stability analysis of prospective power systems with high shares of inverter based generation. *In: IEEE. 2019 IEEE Milan PowerTech. [S.l.: s.n.], 2019. P. 1–6.*
- KERDPHOL, Thongchart *et al.* Robust virtual inertia control of a low inertia microgrid considering frequency measurement effects. **IEEE Access**, IEEE, v. 7, p. 57550–57560, 2019.
- KOMPERØD, Magnus *et al.* EMPIRICAL MODELING: APPROXIMATING THE DSR E SUB-SPACE SYSTEM IDENTIFICATION ALGORITHM BY A TWO-STEP ARX ALGORITHM, 2008.
- KOU, PG *et al.* Optimal PID governor tuning of hydraulic turbine generators with bacterial foraging particle swarm optimization algorithm. **Proceedings of the CSEE**, v. 29, n. 26, p. 101–106, 2009.
- KUNDU, Shubhrajyoti *et al.* Power Systems State Estimation Using Complex Synchronized PMU Measurements: Two Novel Non-Iterative Approaches. **Arabian Journal for Science and Engineering**, Springer, v. 48, n. 5, p. 5935–5951, 2023.
- KUNDUR, Prabha. **Power system stability**. [S.l.]: EPRI Editors, USA, 1994. P. 1176.
- KWAKERNAAK, Huibert; SIVAN, Raphael. **Linear optimal control systems**. [S.l.]: Wiley-interscience New York, 1972. v. 1.

LACKNER, Christoph; CHOW, Joe H. Wide-area automatic generation control between control regions with high renewable penetration. *In: PROC. IREP Symp. Bulk Power Syst. Dyn. Control.* [S.l.: s.n.], 2017. P. 1–10.

LACKNER, Christoph; OSIPOV, Denis *et al.* A privacy-preserving distributed wide-area automatic generation control scheme. **IEEE Access**, IEEE, v. 8, p. 212699–212708, 2020.

LARIMORE, Wallace E. Canonical variate analysis in identification, filtering, and adaptive control. *In: IEEE. 29TH IEEE Conference on Decision and control.* [S.l.: s.n.], 1990. P. 596–604.

LARIMORE, Wallace E. System identification, reduced-order filtering and modeling via canonical variate analysis. *In: IEEE. 1983 American Control Conference.* [S.l.: s.n.], 1983. P. 445–451.

LEANDRO, RB *et al.* Identification of the oscillation modes of a large power system using ambient data. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Springer, v. 26, p. 441–453, 2015.

LEE, D. IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies (IEEE std 421.5-1992). **Energy Development and Power Generating Committee of the Power Engineering Society**, v. 95, n. 96, 1992.

LI, Na; ZHAO, Changhong; CHEN, Lijun. Connecting automatic generation control and economic dispatch from an optimization view. **IEEE Transactions on Control of Network Systems**, IEEE, v. 3, n. 3, p. 254–264, 2015.

LUENBERGER, David. An introduction to observers. **IEEE Transactions on automatic control**, IEEE, v. 16, n. 6, p. 596–602, 1971.

MATEVOSYAN, Julia *et al.* A Future With Inverter-Based Resources: Finding Strength From Traditional Weakness. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 19, n. 6, p. 18–28, 2021.

MATHWORKS. **Understanding Kalman Filters, Part 5: Nonlinear State Estimators.** [S.l.], 2021.

MOREALE, Michel; JUNIOR, R.G Peres. Mudança de filosofia na operação de CAG em tempo real. **XIX ERIAC**, 2023. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8577045.

MOURINHO, Fabricio Andrade. **Impactos da desconexão em cascata de geradores distribuídos na estabilidade de sistemas de potência de grande porte: análise e proposta de mitigação.** 2023. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MUSCAS, Carlo *et al.* A New Kalman Filter Approach Including System Frequency for an Effective PMU-based Power System State Estimation. *In: 2019 IEEE 10th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*. [S.l.: s.n.], 2019. P. 1–6. DOI: 10.1109/AMPS.2019.8897783.

NETTO, Marcos; ZHAO, Junbo; MILI, Lamine. A robust extended Kalman filter for power system dynamic state estimation using PMU measurements. *In: IEEE. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2016. P. 1–5.

NGUYEN, Ha Thi; YANG, Guangya; NIELSEN, Arne Hejde *et al.* Frequency stability enhancement for low inertia systems using synthetic inertia of wind power. *In: IEEE. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2017. P. 1–5.

NGUYEN, Nga; MITRA, Joydeep. Effect of wind power on load frequency control. *In: IEEE. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2016. P. 1–5.

NILSEN, Geir W; DI RUSCIO, David. Closed loop subspace identification, 2005.

ONS. **Análise da perturbação do dia 08/12/2022 às 11h22min envolvendo o bipolo Xingu - Terminal Rio**. [S.l.], 2023.

ONS. **Estudos especializados com vistas a aperfeiçoar a modelagem de carga e da MMGD utilizada em estudos elétricos, considerando as características atuais do SIN**. [S.l.], 2023.

ONS. **Histórico da Operação**. 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 5 - Sumódulo 5.11**. [S.l.], 2023.

ONS. Metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala. **Nota Técnica**, 2018.

ONS. **Requisitos mínimos para telecomunicações, Submódulo 2.15**. [S.l.], 2021.

ONS. **Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. [S.l.], 2023.

PADHAN, Saroj; SAHU, Rabindra Kumar; PANDA, Sidhartha. Application of firefly algorithm for load frequency control of multi-area interconnected power system. **Electric power components and systems**, Taylor & Francis, v. 42, n. 13, p. 1419–1430, 2014.

PAHASA, Jonglak; NGAMROO, Issarachai. Coordinated control of wind turbine blade pitch angle and PHEVs using MPCs for load frequency control of microgrid. **IEEE Systems Journal**, IEEE, v. 10, n. 1, p. 97–105, 2014.

PALHARES, RM; GONÇALVES, EN. Desigualdades matriciais lineares em controle. **Enciclopédia de Automática: Controle & Automação**, v. 1, p. 155–195, 2007.

PEREIRA, Juliana Luiza *et al.* A cross-validation strategy for the identification of electromechanical oscillations in real ambient data. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Springer, p. 1–12, 2022.

PHADKE, Arun G; BI, Tianshu. Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, SGEPRI, v. 6, n. 4, p. 619–629, 2018.

ST-PIERRE, Mathieu; GINGRAS, Denis. Comparison between the unscented Kalman filter and the extended Kalman filter for the position estimation module of an integrated navigation information system. *In*: IEEE. IEEE Intelligent Vehicles Symposium, 2004. [S.l.: s.n.], 2004. P. 831–835.

RAVINDRA, M *et al.* Necessity of power system state estimation: A generalized linear state estimation solution with application of pmu measurements. *In*: SPRINGER. INNOVATIONS in Electrical and Electronics Engineering: Proceedings of the 4th ICIEEE 2019. [S.l.: s.n.], 2020. P. 449–461.

REGO, L de O. Análise do impacto da geração eólica na regulação de frequência de Sistemas de Energia Elétrica. **Master Dissertation**, UFRJ/COPPE/PEE, 2017.

REPORT, IEEE Committee. Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, IEEE, n. 6, p. 1904–1915, 1973.

ROFFEL, Brian; BETLEM, Ben. **Process dynamics and control: modeling for control and prediction**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2007.

ROSSETTO MORAES, GUIDO. Real-time PMU-based power system inertia monitoring considering dynamic equivalents. Italy, 2019.

RUTTEN, Mark G; RISTIC, Branko; GORDON, Neil J. A comparison of particle filters for recursive track-before-detect. *In*: IEEE. 2005 7th International Conference on Information Fusion. [S.l.: s.n.], 2005. 7–pp.

SHANG-GUAN, Xingchen *et al.* Sampled-data based discrete and fast load frequency control for power systems with wind power. **Applied Energy**, Elsevier, v. 259, p. 114202, 2020.

SHANGGUAN, Xing-Chen *et al.* Robust load frequency control for power system considering transmission delay and sampling period. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, IEEE, v. 17, n. 8, p. 5292–5303, 2020.

SIMPSON-PORCO, John W; DÖRFLER, Florian; BULLO, Francesco. Synchronization and power sharing for droop-controlled inverters in islanded microgrids. **Automatica**, Elsevier, v. 49, n. 9, p. 2603–2611, 2013.

SUN, Chu *et al.* Virtual synchronous machine control for low-inertia power system considering energy storage limitation. *In*: IEEE. 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). [S.l.: s.n.], 2019. P. 6021–6028.

SUN, Kaiqi *et al.* Frequency response reserves sharing across asynchronous grids through MTDC system. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 13, n. 21, p. 4952–4959, 2019.

TAN, Wen. Unified tuning of PID load frequency controller for power systems via IMC. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 25, n. 1, p. 341–350, 2009.

TIELENS, Pieter; VAN HERTEM, Dirk. The relevance of inertia in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 55, p. 999–1009, 2016.

TRIP, Sebastian *et al.* Robust load frequency control of nonlinear power networks. **International Journal of Control**, Taylor & Francis, v. 93, n. 2, p. 346–359, 2020.

TRUEBLOOD, Chris *et al.* PV Measures up for fleet duty: Data from a tennessee plant are used to illustrate metrics that characterize plant performance. **IEEE power and energy magazine**, IEEE, v. 11, n. 2, p. 33–44, 2013.

ULBIG, Andreas; BORSCHE, Theodor S; ANDERSSON, Göran. Impact of low rotational inertia on power system stability and operation. **IFAC Proceedings Volumes**, Elsevier, v. 47, n. 3, p. 7290–7297, 2014.

VAN OVERSCHEE, Peter. Subspace identification: Theory, implementation, application., 1996.

VAN OVERSCHEE, Peter; DE MOOR, Bart. Closed loop subspace system identification. *In*: IEEE. PROCEEDINGS of the 36th IEEE Conference on Decision and Control. [S.l.: s.n.], 1997. P. 1848–1853.

VAN OVERSCHEE, Peter; DE MOOR, Bart. N4SID: Subspace algorithms for the identification of combined deterministic-stochastic systems. **Automatica**, Elsevier, v. 30, n. 1, p. 75–93, 1994.

- VERHAEGEN, Michel. Identification of the deterministic part of MIMO state space models given in innovations form from input-output data. **Automatica**, Elsevier, v. 30, n. 1, p. 61–74, 1994.
- WU, Ze-Hao; GUO, Bao-Zhu. Extended state observer for MIMO nonlinear systems with stochastic uncertainties. **International Journal of Control**, Taylor & Francis, v. 93, n. 3, p. 424–436, 2020.
- XI, Kaihua *et al.* Multilevel power-imbalance allocation control for secondary frequency control of power systems. **IEEE Transactions on Automatic Control**, IEEE, v. 65, n. 7, p. 2913–2928, 2019.
- YANTAO, Feng; ZHEN, Xie. Coordinated primary frequency regulation and inertia response based on DFIG using over speed and torque reserve. *In*: IEEE. 2017 36th Chinese Control Conference (CCC). [S.l.: s.n.], 2017. P. 9141–9144.
- ZHANG, Guozhou *et al.* Deep reinforcement learning based optimization strategy for hydro-governor PID parameters to suppress ULFO. *In*: IEEE. 2020 5th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). [S.l.: s.n.], 2020. P. 446–450.
- ZHAO, Weiguo *et al.* An adaptive hybrid atom search optimization with particle swarm optimization and its application to optimal no-load PID design of hydro-turbine governor. **Journal of Computational Design and Engineering**, Oxford University Press, v. 8, n. 5, p. 1204–1233, 2021.
- ZOGRAFOS, Dimitrios. **Power system inertia estimation and frequency response assessment**. 2019. Tese (Doutorado) – KTH Royal Institute of Technology.

Apêndices

APÊNDICE A – SISTEMA TESTE

Os principais parâmetros dos geradores síncronos e dos DFIGs são apresentados na Tabela 10. Os valores para os geradores síncronos são dados nas bases das máquinas, enquanto que os valores para as máquinas DFIGs são dados na sua base.

Tabela 10 – Parâmetros dos Geradores Síncronos e DFIGs

MÁQUINAS SÍNCRONAS		DFIGs	
PARÂMETRO	VALOR	PARÂMETRO	VALOR
tensão nominal	20 kV	tensão CC	1200 V
frequência nominal	60 Hz	H	5.04 s
par de polos	4	R_s	0.0007 pu
H	6.5 s	L_{ls}	0.171 pu
fator de Amortecimento D	0 pu	L_m	2.9 pu
X_d	1.305 pu	$R' r$	0.005 pu
$X' d$	0.296 pu	$L' l r$	0.156 pu
$X'' d$	0.252 pu	tensão terminal	575 V
$X'' q$	0.243 pu		
X_l	0.18 pu		
R_s	0.003 pu		
$T' do$	4.49 s		
$T' qo^1$	0.4 s		
$T'' do$	0.0681 s		
$T'' qo$	0.0513 s		

¹Para unidades hidráulicas, $T' qo = 0$

Os principais parâmetros das turbinas hidráulicas, reguladores, e sistemas de excitação, são apresentados nas Tabelas 11 e 12, enquanto que os principais parâmetros da linha de transmissão é apresentado na Tabela 13.

Tabela 11 – Unidades Hidráulicas: Reguladores e Sistema de Excitação

SISTEMA DE EXCITAÇÃO		TURBINA E REGULADOR	
PARÂMETRO	VALOR	PARÂMETRO	VALOR
E_{fmin}	-11.5 pu	G_{min}	0.01 pu
E_{fmax}	11.5 pu	G_{max}	0.97518 pu
K_p	0 pu	V_{gmin}	-0.1 pu/s
K_a	200 pu	V_{gmax}	0.1 pu/s
K_e	1 pu	T_w	1.00s
K_f	0.001 pu	R_p	0.05 pu
T_a	0.001s	r	0.463s
T_e	0s	T_r	6s
T_f	0.1s		
T_r	0.02s		
V_{t0}	1 pu		
V_{f0}	1.2473 pu		

Tabela 12 – ¹Unidades Térmicas: Reguladores e Sistema de Excitação

SISTEMA DE EXCITAÇÃO		TURBINA E REGULADOR	
PARÂMETRO	VALOR	PARÂMETRO	VALOR
T_r	0.02 s	G_{min}	0 pu
K_a	200 pu	G_{max}	4.496 pu
T_a	0.001 pu	V_{gmin}	-0.1 pu/s
K_e	1 pu	V_{gmax}	0.1 pu/s
T_e	0 s	T_{sr}	0.001 s
T_a	0 s	T_{sm}	0.15 pu
T_c	0 s	K_p	1 s
K_f	0 s	R_p	0.05
T_f	0 s	D_z	0
E_{fmin}	0 pu	$T_2 - F_2$	0 - 0
E_{fmax}	12.3 pu	$T_3 - F_3$	10 - 0.36
K_p	0	$T_4 - F_4$	3.3 - 0.36
V_{t0}	1 pu	$T_5 - F_5$	0.5 - 0.28
V_{f0}	1.7995 pu	Tipo	Single Mass

¹Esquemáticos encontrado em (LEE, 1992) e (REPORT, 1973).

Tabela 13 – Parâmetros da Linha de Transmissão

Linha De-Para	Qtde de Linhas / Comprimento (nº - km)	Resistência (Ohms/km)	Indutância (mH/km)	Capacitância (nF/km)
1-3	1 / 25	0.0529	14	8.7749
3-7	1 / 10	0.0529	14	8.7749
7-8	2 / 220	0.0529	14	8.7749
8-8	1 / 10	0.0529	14	8.7749
6-5	1 / 25	0.0529	14	8.7749

Tabela 14 – Parâmetros dos Transformadores

Transf. De-Para	Potência (MVA)	Res. de Mag. (pu)	Indut. de Mag. (pu)	Lado BT / Lado AT (kV)
$G_1/G_2/G_3 - 1$	300	500	500	20 / 230
2-3	300	500	500	20/230
$G_1/G_2/G_3 - 1$	300	500	500	20 / 230
4-6	900	500	500	20/230
WF_1/WF_2	900	500	500	20/230

Tabela 15 – Dados de Geração e Carga no Ponto de Operação I

Gerador/Barra	Potência Ativa¹ (MW)	Potência Reativa¹ (MVar)
G1	255	41.4
G2	296	124.2
G3	255	41.4
G4	764	124.2
G5	255	41.4
G6	285	41.4
G7	254	41.4
G8	254	41.4
7	967	287 (cap)
8	1367	437 (cap)

¹Variável conforme os diferentes cenários de penetração da geração eólica.