

Paulo André Sehn da Silva

**INVESTIGAÇÃO DE METODOLOGIAS DE VALIDAÇÃO DE
MODELOS DE SIMULAÇÃO DA DINÂMICA DE SISTEMAS
ELÉTRICOS UTILIZANDO SINCROFASORES**

Dissertação submetida ao Programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc

Coorientador: Prof. Aguiinaldo Silveira e Silva, Ph.D.

Florianópolis
2014

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

da Silva, Paulo André Sehn

Investigação de Metodologias de Validação de Modelos de Simulação da Dinâmica de Sistemas Elétricos Utilizando Sincrofasores / Paulo André Sehn da Silva ; orientador, Ildemar Cassana Decker ; coorientador, Aguinaldo Silveira e Silva. - Florianópolis, SC, 2014.

129 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Validação sistêmica de modelos. 3. Medição fasorial sincronizada. 4. Modelos dinâmicos. I. Decker, Ildemar Cassana. II. e Silva, Aguinaldo Silveira. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Paulo André Sehn da Silva

**INVESTIGAÇÃO DE METODOLOGIAS DE VALIDAÇÃO DE MODELOS DE
SIMULAÇÃO DA DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS UTILIZANDO
SINCROFASORES**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 10 de outubro de 2014.

Prof. Carlos Galup Montoro, Dr. Eng
Coordenador do Curso

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc
Orientador – UFSC

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph. D
Coorientador - UFSC

Banca Examinadora:

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc
Presidente

Prof. Daniel Dotta, Dr. Eng

Prof. Mauricio Sperandio, Dr. Eng

Prof. Miguel Moreto, Dr. Eng

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus por guiar meus passos em cada momento de minha vida.

Aos meus pais, Alair e Leci, que com simplicidade e carinho me inspiram a lutar por meus objetivos; aos meus irmãos, Tamara e Felipe, pela amizade e apoio; e às minhas sobrinhas, Júlia, Alana, Marina e Elena, pelo carinho dedicado. Não poderia deixar de agradecer à minha tia, Joeva, meu tio, Luiz, e minhas primas, Josiane e Luciane, por me acolherem em seu convívio.

Aos professores Ildemar Cassana Decker e Aguinaldo Silveira e Silva, pelo apoio, compreensão e paciência nas discussões necessárias durante a construção deste trabalho.

Aos amigos e colegas do LabPlan: Marcelo Agostini, Jorge Henrique, Valmor Zimmer, Fábio Mantelli, Rodolfo Bialecki, Marcelo Cordova, Pedro César, Marcelo Benetti, George Gavioli, Thiago Jeremias, Geyson Brustolin, Marco Delgado, Marcelo Duarte, Maria Júlia, Juliana Luiza, Suellen Ribeiro, pelo companheirismo e apoio.

A todos os colegas e professores do programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro durante o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

INVESTIGAÇÃO DE METODOLOGIAS DE VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DA DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS UTILIZANDO SINCROFASORES

Paulo André Sehn da Silva

Florianópolis
2014

Nesta dissertação apresentam-se os resultados da investigação de metodologias para a validação de modelos de simulação da dinâmica de sistemas elétricos de potência utilizando dados fasoriais sincronizados. Com a finalidade de quantificar as diferenças entre registros do sistema e a resposta de simulações, bem como localizar áreas com modelos imprecisos, são propostas quatro estratégias de análise. Na primeira, as discrepâncias são analisadas no domínio do tempo, propondo indicadores quantitativos para o diagnóstico e a localização de modelos imprecisos no sistema. De maneira semelhante, o segundo método quantifica as diferenças entre simulação e registro no domínio da frequência, aplicando a Transformada Discreta de Fourier em ambos os sinais. No terceiro método, são verificadas as discrepâncias em modos de oscilação, sendo considerados a frequência de oscilação, a taxa de amortecimento e os fatores de participação. O quarto método baseia-se na sensibilidade de trajetórias, em que o efeito da mudança de parâmetros é identificado nas medidas do sistema. Para validar as metodologias propostas, experimentos computacionais foram realizados empregando dados de um sistema de pequeno porte e do SIN – Sistema Interligado Nacional. Os resultados demonstraram a efetividade das metodologias propostas, tanto na quantificação de discrepâncias, quanto na identificação de áreas do sistema com imprecisão nos modelos de simulação.

Palavras-chave: Validação sistêmica de modelos. Medição fasorial sincronizada. Modelos dinâmicos.

ABSTRACT

INVESTIGATION METHODOLOGIES FOR DYNAMIC MODEL VALIDATION IN POWER SYSTEMS USING SYNCHROPHASORS

Paulo André Sehn da Silva

Florianópolis
2014

In this dissertation the results for several methodologies for system wide model validation using synchronized phasor data are presented. Four methods for diagnosing the existence of errors in simulation models are proposed. These strategies are meant to quantify discrepancies between the simulation results and the system records and identify the source of errors in simulation models. In the first approach, discrepancies are measured in the time domain to identify areas with models misrepresented. In the second method, the differences between simulation and measurements are determined in the frequency domain by applying the Discrete Fourier Transform in both signals. In the third method, discrepancies in the oscillation modes are attributed to errors in the system components models listed in the participation factors associated with that mode. The fourth method is based on the sensitivity trajectory, where the effect of changing parameters is identified in the measurements of system. Results obtained by simulation confirm the applicability of the proposed methods for the identification of areas containing models errors.

Keywords: System Wide Model Validation. Synchronized Phasor Measurement. Dynamic Models.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Registro da potência ativa durante blackout de 1996 na costa oeste dos EUA	20
Figura 2 – Simulação referente ao blackout de 1996 na costa oeste dos EUA .	20
Figura 3 – Principais malhas de controle para um gerador síncrono conectado ao SEE.....	24
Figura 4 – Modelo clássico da representação dinâmica de máquinas síncronas.	27
Figura 5 – Exemplo de malha de controle do sistema de excitação	28
Figura 6 – Principais componentes de um regulador de velocidade	29
Figura 7 – Representação do controle primário e secundário de velocidade	31
Figura 8 – Fasores representados para pontos distantes geograficamente	35
Figura 9 – Oscilação eletromecânica registrada pelo SPMS.....	35
Figura 10 – Estrutura de um SPMS[40].....	36
Figura 11 – Principais componentes de uma PMU.....	38
Figura 12 – Interação entre PDC e outros elementos do sistema	39
Figura 13 – Situação do SPMS no sistema norte-americano e canadense (outubro/2013) (http://www.naspi.org).....	42
Figura 14 – Situação da infraestrutura do SPMS MedFasee BT (dezembro de 2014) (http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal)	43
Figura 15 – Técnica para validação de modelos de componentes <i>off-line</i>	49
Figura 16 – Técnica de SDH aplicada à validação de modelos <i>on-line</i>	49
Figura 17 - Técnica de SDH aplicada à validação de subsistemas.....	50
Figura 18 – Metodologia para validação de modelos sistêmica.....	52
Figura 19 – Etapas do cálculo do erro relativo para quantificação de discrepâncias.....	59
Figura 20 – desempenho do IDT(f1)	61
Figura 21 - desempenho do IDT(f2)	61
Figura 22 – Exemplo de um SEE monitorado por um conjunto de PMUs	61
Figura 23 – Exemplo da identificação de áreas com erro no modelo através da HIDT(y)	62
Figura 24 – Esquema para a determinação do valor do TVE.....	64
Figura 25 – Medidas da taxa de amortecimento e frequência de oscilação de um modo de oscilação.....	66
Figura 26 – Diagrama do Sistema teste proposto por [3].....	72
Figura 27 – Gráficos de potência ativa para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.....	74
Figura 28 – Gráficos de potência reativa para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.....	76
Figura 29 – Gráficos das medidas de frequência para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.....	77
Figura 30 – Gráficos da medida de tensão para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.....	78

Figura 31 – Gráficos da medida de corrente para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.	80
Figura 32 – Gráficos da medida do ângulo o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.....	81
Figura 33 – Espectro de frequências para as medidas de potência ativa das Barras 1, 2, 3 e 4.....	84
Figura 34 – Espectro de frequências para as medidas de potência reativa das barras 1, 2, 3 e 4.....	85
Figura 35 – Espectro de frequências para as medidas de frequência das barras 1, 2, 3 e 4.	87
Figura 36 – Espectro de frequências para as medidas de tensão das barras 1, 2, 3 e 4.	88
Figura 37 – Espectro de frequências para as medidas de corrente das barras 1, 2, 3 e 4.	89
Figura 38 – Espectro de frequências para as medidas de ângulo das barras 1, 2, 3 e 4.	90
Figura 39 – Fator de Participação do caso referência para os modos de oscilação de interesse	91
Figura 40 - Fator de Participação do caso com parâmetros alterado referência para modos de oscilação de interesse	93
Figura 41 – Discrepâncias da frequência de oscilação (barra em azul) e taxa de amortecimento (barra em vermelho) para os três modos de oscilação de interesse.....	93
Figura 42 – Discrepância do modo de oscilação interárea para mudança de parâmetros nos componentes do modelo do sistema.	95
Figura 43 - Discrepância do modo de oscilação local da área 2 para mudança de parâmetros do sistema.	96
Figura 44 - Discrepância do modo de oscilação Local da área 1 para mudança de parâmetros do sistema.....	97
Figura 45 – Parâmetros dos geradores síncronos e seus controladores utilizados na análise de sensibilidade.....	98
Figura 46 – Sensibilidade de trajetórias em relação ao parâmetro T3 referente ao regulador de velocidade.....	100
Figura 47 - Valor médio da sensibilidade dos parâmetros às medidas do sistema	101
Figura 48 – Localização geográfica das PMUs do SPMS MedFasee BT e das usinas de Itá e Tucuruí.....	105
Figura 49 – Região do sistema onde se observa o pior desempenho dos indicadores para erros no modelo da Usina de Itá.	107
Figura 50 – Região do Sistema onde se observa o pior desempenho dos indicadores para erros no modelo da Usina de Tucuruí.....	109
Figura 51 – Localização geográfica das usinas consideradas na monitoração do SIN	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Taxa de transmissão em bits/s para transmissão de dados via UDP/IP através da Ethernet.....	40
Tabela 2 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de potência ativa	75
Tabela 3 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de potência reativa	76
Tabela 4 - Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de frequência.....	78
Tabela 5 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de tensão	79
Tabela 6 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de corrente	79
Tabela 7 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de ângulo	80
Tabela 8 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de ângulo	82
Tabela 9 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas da diferença angular.....	83
Tabela 10 - Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de potência ativa.	84
Tabela 11 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de potência reativa.....	86
Tabela 12 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de frequência	86
Tabela 13 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de tensão.....	87
Tabela 14 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de corrente	89
Tabela 15 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de ângulo	90
Tabela 16 – Modos de oscilação de interesse para o caso referência.....	91
Tabela 17 - Modos de oscilação de interesse para o caso com parâmetros alterados.....	92
Tabela 18 - Valores base e alterado de cada parâmetro selecionado	94
Tabela 19 – Porcentagem de parâmetros sensíveis às medidas da barra onde está localizado a imprecisão do modelo	103
Tabela 20 – $HIDT(V)$ alteração do modelo da usina de Itá	106
Tabela 21 - $HIDF(V)$ alteração do modelo da usina de Itá	106
Tabela 22 – $HIDT(f)$ alteração do modelo da usina de Itá	107
Tabela 23 - $HIDF(f)$ alteração do modelo da usina de Itá.....	107
Tabela 24 - $HIDT(ang)$ alteração do modelo da usina de Itá	108
Tabela 25 - $HIDF(ang)$ alteração do modelo da usina de Itá.....	108
Tabela 26 - $HIDT(V)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí	109

Tabela 27 - $HIDF(V)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí	109
Tabela 28 - $HIDT(f)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí	110
Tabela 29 - $HIDF(f)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí	110
Tabela 30 - $HIDT(ang)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí	110
Tabela 31 - $HIDF(ang)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí	110
Tabela 32 - Alteração de parâmetro: Itá	112
Tabela 33 - Alteração de parâmetro: P. Afonso	112
Tabela 34 - Alteração de parâmetro: Tucuruí	112
Tabela 35 - Alteração de parâmetro na U. Itá	113
Tabela 36 - Alteração de parâmetro P. Afonso	113
Tabela 37 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	113
Tabela 38 - Alteração de parâmetro na U. Itá	113
Tabela 39 - Alteração de parâmetro P. Afonso	113
Tabela 40 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	113
Tabela 41 - Alteração de parâmetro na U. Itá	114
Tabela 42 - Alteração de parâmetro P. Afonso	114
Tabela 43 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	114
Tabela 44 - Alteração de parâmetro na U. Itá	114
Tabela 45 - Alteração de parâmetro P. Afonso	114
Tabela 46 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	114
Tabela 47 - Alteração de parâmetro na U. Itá	115
Tabela 48 - Alteração de parâmetro P. Afonso	115
Tabela 49 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	115

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- A/D – Analógico/Digital
- AWS – *Amazon Web Service*
- BT – Baixa Tensão
- CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
- COI – *California Oregon Intertie*
- CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
- DFT – Discrete Fourier Transform
- DoE – *Department of Energy*
- ECA – Erro de Controle de Área
- EPRI – *Electric Power Research Institute*
- FACTS – *Flexible AC transmission systems*
- GPS – *Global Positioning System*
- HIDF – Hierarquia dos Indicadores de Discrepância no domínio da Frequência
- HIDT – Hierarquia dos Indicadores de Discrepância no domínio do Tempo
- HVDC – High voltage direct current
- IDF – Indicadores de Discrepâncias no domínio da Frequência
- IDT – Indicadores de Discrepâncias no domínio do Tempo
- IEEE – *Institute of Electric and Electronics Engineer*
- LT – Linha de Transmissão
- NASPI – *North American SynchroPhasor Initiative*
- NERC – *North American Electric Reliability Corporation*
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PACDYN – Programa de Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações
- PDC – *Phasor Data Concentrator*
- PDCI – *Pacific Direct Current Intertie*
- PMU – *Phasor Measurements Units*
- PPS – Pulso por Segundo
- PSS – *Power System Stabilizer*
- SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*

SDH – Simulação Dinâmica Híbrida
SEE – Sistemas de Energia Elétrica
SIN – Sistema Interligado Nacional
SOC – *Second of Century*
SPMS – *Synchronized Phasor Measurement Systems*
STATCOM - *Static Synchronous Compensator*
SVC – *Static Var Compensator*
TCP – *Transmission Control Protocol*
TCSC – *Thyristor Controlled Series Capacitor*
TVE – *Total Vector Error*
UDP – *User Data Protocol*
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
UG – Unidade de Geração
UHE – Usina Hidrelétrica
UPFC – *Unified Power Flow Controller*
UTE – Usina Termelétrica
VPN – Virtual Private Network
WAMS – Wide Area Measurement System
WECC – Western Electricity Coordinating Council

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	22
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	22
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA DINÂMICA DE SEE.....	24
2.1.1 Geradores síncronos	26
2.1.2 Sistema de Excitação.....	27
2.1.3 Regulador de velocidade.....	28
2.1.4 Controle automático de Geração.....	29
2.1.5 Modelagem de carga.....	31
2.1.6 Equipamentos FACTS.....	33
2.2 SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA.....	34
2.2.1 Aspectos Gerais.....	34
2.2.2 Estrutura do SPMS.....	36
2.2.3 Aspectos Históricos da concepção do SPMS	41
2.3 VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
2.3.1 Histórico das principais publicações	45
2.3.2 Estratégias para a validação de modelos	48
2.3.3 Métodos aplicados à validação de modelos.....	53
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
3. METODOLOGIAS PARA VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO UTILIZANDO MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES	57
3.1 ASPECTOS GERAIS	57
3.2 ANÁLISE NO DOMÍNIO DO TEMPO.....	58
3.2.1 Quantificação de discrepâncias	59
3.2.2 Indicador numérico de discrepâncias	60
3.2.3 Localização do modelo impreciso	61
3.3 ANÁLISE NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA	62
3.3.1 Quantificação de discrepâncias	63
3.3.2 Indicador numérico de discrepâncias	65
3.3.3 Localização de modelos imprecisos.....	65
3.4 ANÁLISE MODAL	66
3.4.1 Quantificação de discrepâncias	67
3.4.2 Localização de erro nos modelos.....	67
3.5 SENSIBILIDADE DE TRAJETÓRIAS	68
3.5.1 Descrição do método.....	68

3.5.2 <i>Quantificação da influência de parâmetros nas medidas</i>	70
3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	70
4. ESTUDO APLICADO DE CASOS DE SIMULAÇÃO	72
4.1 ESTUDO DE CASO 1 – SISTEMA TESTE KUNDUR	72
4.1.1 <i>Análise no domínio do tempo</i>	73
4.1.2 <i>Análise no domínio da frequência</i>	83
4.1.3 <i>Análise da característica modal</i>	91
4.1.4 <i>Análise de sensibilidade de trajetórias</i>	98
4.2 ESTUDO DE CASO 2 – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	104
4.2.1 <i>Alteração no modelo da usina de Itá</i>	106
4.2.2 <i>Alteração no modelo da Usina Tucuruí</i>	108
4.3 ESTUDO DE CASO 3 – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	111
4.3.1 <i>Análise no domínio do tempo</i>	112
4.3.2 <i>Análise no domínio da frequência</i>	113
4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	115
5. CONCLUSÕES	117
5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	119
REFERÊNCIAS	120
ANEXO A – MODELO DAS MAQUINAS SINCRONAS E SEUS CONTROLOADORES	128

1. INTRODUÇÃO

A tomada de decisão nos estudos de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica (SEE) baseia-se, em grande parte, em resultados de simulações computacionais. O cálculo de limites operacionais, estudos de planejamento de novas unidades geradoras e a avaliação do desempenho dos sistemas de proteção, por exemplo, são viabilizados através de estudos em ambiente de simulação [1]. Tais estudos são realizados representando-se os componentes do sistema por meio de modelos matemáticos equivalentes. Neste contexto, modelos imprecisos podem levar à operação em condições inseguras do sistema, quando modelados de maneira otimista. Por outro lado, a consideração de modelos pessimistas subestima a capacidade do sistema em manter a estabilidade, acarretando investimentos desnecessários ao setor [2].

Sistemas interligados de grande porte cobrem áreas geográficas de dimensões continentais e tem seu comportamento dinâmico influenciado por milhares de dispositivos, que atuam de maneira distinta na manutenção das condições de operação do sistema [3]. Em vista destas características, seria impraticável manter a confiabilidade e robustez do sistema sem contar com recursos de modelagem adequados [4]. Além da complexidade envolvida na representação de um grande conjunto de elementos, os SEE têm suas características físicas alteradas ao longo dos anos. Em especial, destaca-se a característica estocástica das cargas que durante as últimas décadas apresentaram substanciais mudanças, sobretudo pela inserção de equipamentos eletrônicos, condicionadores de ar e, principalmente, fontes de geração distribuída [1].

A complexidade na modelagem de sistemas dessa natureza, aliada às incertezas da representação do comportamento real de sistemas físicos, podem comprometer a qualidade dos modelos empregados, fornecendo respostas imprecisas a respeito do real comportamento do sistema. Neste sentido é recomendado que, periodicamente, os modelos e os parâmetros dos componentes do sistema sejam avaliados, a fim de assegurar que modelos identificados como inadequados sejam substituídos por modelos que reflitam mais fielmente o comportamento real dos SEE [2].

O blackout de 1996, ocorrido na costa oeste dos EUA, demonstrou a importância da aplicação de estudos mais rigorosos na representação dos modelos do SEE, sendo verificadas discrepâncias significativas

entre registros do sistema (Figura 1) e resultados de simulação (Figura 2) [5], revelando a carência de modelos confiáveis para a predição do comportamento dinâmico daquele sistema.

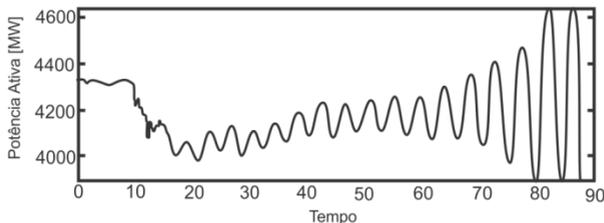


Figura 1 – Registro da potência ativa durante blackout de 1996 na costa oeste dos EUA

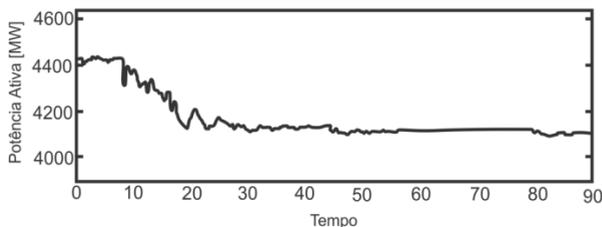


Figura 2 – Simulação referente ao blackout de 1996 na costa oeste dos EUA

Idealmente, a melhor maneira de garantir a precisão da representação dos SEE seria testar isoladamente cada componente do sistema (linha, transformador, gerador, carga, etc.) e construir um modelo específico para cada componente existente. Tal abordagem torna-se inviável quando se considera o tempo e o custo empreendidos em sistemas de grande porte. De maneira alternativa, pode-se considerar a representação de todos os componentes do sistema em um único processo. Nesta abordagem, perturbações do sistema são reproduzidas em ambiente de simulação, onde se busca, de forma iterativa, refinar os modelos para uma melhor adequação entre a resposta real e simulada. Mais uma vez esta abordagem se mostra impraticável quando considerados a complexidade e o grande número de variáveis associadas à representação completa do sistema. Desta maneira, para se garantir a qualidade dos modelos empregados nas simulações de SEE deve-se buscar um compromisso entre a validação de um único componente e a validação considerando a representação completa do sistema [4].

Durante as primeiras décadas de estudos de validação de modelos, a estratégia utilizada era exclusivamente a validação de componentes

específicos do sistema através de ensaios programados, onde o equipamento é comissionado fora de operação [6]. Este cenário foi alterado a partir da década de 80, quando novas ferramentas de monitoração foram desenvolvidas, impulsionadas, sobretudo, pela evolução nas áreas de proteção computadorizada [7]. Uma destas ferramentas foi o desenvolvimento em 1988 da primeira versão comercial de uma PMU (sigla em inglês para *Phasor Measurement Unit*), equipamento com a função de fornecer medidas de fasores de tensão e corrente de forma sincronizada em pontos distantes geograficamente. Aliado ao desenvolvimento dos sistemas de sincronização via satélite, os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizadas (SPMS, sigla em inglês para *Synchronized Phasor Measurement Systems*) vem se consolidando como a principal ferramenta de monitoramento do SEE [8].

O diferencial dos SPMS em relação aos tradicionais sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) está na obtenção direta de fasores de tensão e corrente sincronizados no tempo, para instalações localizadas em qualquer ponto do sistema elétrico, e também nas elevadas taxas de aquisição e envio dessas grandezas a um concentrador de dados fasoriais (PDC – *Phasor Data Concentrator*). Desse modo, torna-se possível o monitoramento da dinâmica do sistema elétrico em tempo real [9].

Os SPMS se constituem como uma ferramenta valiosa à validação de modelos de grandes sistemas, permitindo inferir tanto a respeito do comportamento em regime permanente, quanto da dinâmica dos sistemas durante perturbações [2]. Estas características estimularam o desenvolvimento de trabalhos voltados à validação de modelos de simulação de sistemas de grande porte. Em [10], [11] os modelos do SIN (Sistema Interligado Nacional do Brasil) são avaliados a partir da reprodução de perturbações registradas pelo SPMS, da mesma maneira nos trabalhos de [12]–[15] são determinados os ajustes nos modelos para melhor representar o comportamento real do sistema.

Com base nas pesquisas desenvolvidas, constatou-se que a validação de modelos considerando a representação completa do sistema se restringe a casos específicos de estudos, sendo a identificação de modelos problemáticos realizados através de julgamentos de especialistas por meio de análises qualitativas das diferenças entre a resposta do modelo e registros do sistema. Neste sentido, o presente trabalho busca formalizar estratégias para minimizar os esforços na avaliação e identificação de modelos imprecisos no sistema.

1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O objetivo do presente trabalho concentra-se na investigação de metodologias para validação da qualidade de modelos dinâmicos de simulação utilizando sincrofasores. Os métodos resultantes desta investigação levam em conta requisitos de especial interesse para solução do problema, definindo assim os seguintes objetivos específicos:

- quantificar de maneira apropriada as diferenças entre registro e resultados de simulação;
- identificar a origem de modelos imprecisos no sistema;

Visando atender aos objetivos supracitados é proposta neste trabalho a utilização das seguintes estratégias para validação sistêmica de modelos dinâmicos de simulação:

- construção de indicadores numéricos para quantificar a diferença entre registros e resultados de simulação no domínio do tempo, no domínio da frequência e na característica modal do sistema;
- definição de uma estratégia de análise para localização de modelos imprecisos no sistema;
- determinação da influência de parâmetros nas medidas do sistema através da sensibilidade de trajetórias, considerado a existência de múltiplas medidas do sistema.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho de dissertação está organizado em cinco capítulos. No **capítulo 2** é apresentada uma revisão bibliográfica a respeito dos temas abordados nesta dissertação, a saber: modelos de simulação utilizados para representar a dinâmica de SEE, características e aplicabilidade do SPMS e a validação de modelos de simulação.

No **capítulo 3** descrevem-se as contribuições deste trabalho de dissertação, ou seja, os resultados da investigação de metodologias para a validação de modelos de simulação utilizando sincrofasores. São apresentados quatro metodologias para a avaliação da qualidade dos modelos: análise no domínio do tempo; análise no domínio da frequência; análise da característica modal; e por fim, a análise de sensibilidade de trajetórias.

O **capítulo 4** é dedicado à validação das metodologias propostas neste trabalho. São apresentados três casos de estudo aplicados a dois sistemas teste: o primeiro, de pequeno porte, contendo quatro unidades de geração e o segundo realizado com modelos do Sistema Interligado Nacional do Brasil.

Por fim, no **capítulo 5** apresentam-se as principais conclusões e contribuições desta dissertação em um capítulo de conclusão, bem como algumas ideias para o desenvolvimento de trabalhos futuros neste tema.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são descritos, de maneira geral, os fundamentos dos instrumentos principais associados ao tema do presente trabalho, ou seja: modelagem da dinâmica de SEE, sistemas de medição fasorial sincronizada e as metodologias de validação de modelos de simulação.

2.1 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA DINÂMICA DE SEE

Esta seção tem como objetivo fornecer um referencial, em relação à concepção e as características dos modelos empregados nos estudos do comportamento dinâmico de SEE. Especificamente são abordadas a concepção e característica dos principais componentes empregados na manutenção das condições de operação dos SEE.

A operação dos SEE é realizada através de cinco malhas de controles básicas: o controle de velocidade, o controle de tensão, o controle de estabilização suplementar, o controle automático de geração e o despacho econômico. A Figura 3 ilustra uma visão global destas malhas a partir do detalhamento de uma Unidade de Geração (UG) conectada ao SEE.

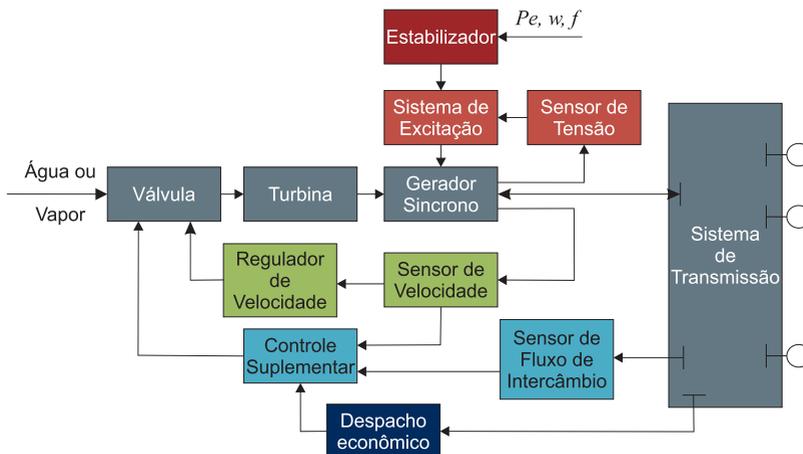


Figura 3 – Principais malhas de controle para um gerador síncrono conectado ao SEE

As cinco malhas de controle destacadas na Figura 3 podem ser organizadas em três grupos: controle de excitação, controle primário de velocidade e controle suplementar de velocidade.

Controle de Excitação: constituído pelo regulador de tensão e pelo estabilizador de sistema de potência (*Power System Stabilizer – PSS*). Atua diretamente na corrente de campo do gerador síncrono e, conseqüentemente, atua no controle da tensão terminal do gerador, na injeção de fluxo reativo e no fornecimento de amortecimento adicional a oscilações do rotor.

Controle primário de velocidade: sendo de responsabilidade do regulador de velocidade, atua localmente no conjunto turbina gerador para que a potência gerada se adapte às variações de carga. Este controle recebe grande atenção na operação dos SEE, pois o valor da frequência indica o balanço de potência ativa do sistema e desta maneira, quando há um aumento da carga e a potência gerada não aumenta esta diferença é obtida da energia cinética das máquinas, levando ao decréscimo da frequência.

Controle Secundário de velocidade: constituído pelo Controle Automático de Geração (CAG). Executado nos centros de operação das empresas atua de forma centralizada. Além do objetivo de eliminar o desvio de velocidade da máquina síncrona em relação à velocidade nominal, este controle também atua na manutenção do intercambio de energia entre concessionárias, visando mantê-lo o mais próximo dos valores programados.

A formulação matemática que descreve o comportamento dinâmico do SEE faz uso de um conjunto de equações diferenciais ordinárias não lineares (1), associadas aos rotores dos geradores síncronos e seus controladores, e um conjunto de equações algébricas não lineares (2), correspondentes à rede de transmissão, aos estatores das máquinas síncronas e cargas. Elas podem ser escritas na forma a seguir:

$$\dot{x} = f(x, z) \quad (1)$$

$$0 = g(x, z) \quad (2)$$

onde:

f : função vetorial que define as equações diferenciais ordinárias

g : função vetorial que define as equações algébricas

x : vetor das variáveis de estado;

z : vetor de variáveis das equações algébricas.

Esta formulação matemática conta principalmente com as seguintes características [16]:

- Existência de uma grande diversidade de modelos com diferentes níveis de complexidade;
- É desejável se encontrar modelos aceitáveis para os vários tipos de estudos com o mínimo grau de complexidade;
- É um problema algébrico-diferencial de valor inicial;
- Existência de grandes descontinuidades nas equações algébricas que descrevem a rede elétrica, resultantes de defeitos e chaveamentos em linhas de transmissão;
- Existência de pequenas descontinuidades que ocorrem nas equações diferenciais, devido aos limites dos equipamentos de controle automático.

Além das características supracitadas, modelos de simulação de grandes sistemas interligados necessitam da reunião de um volume extenso de informações a respeito de cada componente representado, tornando a simulação destes sistemas uma tarefa complexa, em vista da incerteza na representação exata de alguns modelos. Conhecer as características de cada um dos elementos que compõe a simulação da dinâmica de SEE torna-se essencial para garantir a correta representação do sistema, sendo este o objetivo dos tópicos seguintes desta seção, onde se descreve a estrutura dos modelos de simulação dos elementos selecionados mostrado na Figura 3.

2.1.1 Geradores síncronos

Máquinas síncronas são modeladas através de um conjunto de equações de acordo com a característica construtiva e o tipo de efeito que se precisa representar na simulação. Este conjunto compreende as equações de tensões e enlaces de fluxos dos circuitos do rotor e estator.

O equacionamento do comportamento de uma máquina síncrona é realizado com base na transformação de Park ou transformação $dq0$. Esta transformação permite representar as indutâncias da máquina síncrona independente da posição angular do rotor, fornecendo assim uma mesma referência para as equações do rotor e do estator. Em geral, utiliza-se um dos cinco modelos propostos em [17], sendo a aplicação de cada um destes modelos descrita a seguir.

Modelo 1 – Clássico: sendo o mais simples dos 5 modelos, o modelo clássico é recomendado apenas para estudos restritos ao

comportamento da primeira oscilação, sendo inadequado para simulações com horizonte de tempo maiores que este período. Na Figura 4 pode ser observado o diagrama de blocos para este modelo.

Modelo 2 – Máquina Síncrona de Pólos Salientes (Efeitos Transitórios): os efeitos transitórios de campo são modelados através da adição da equação que representa a tensão transitória no eixo q (E'_q) às equações do comportamento dinâmico do rotor do Modelo 1. As equações do estator para este modelo são as mesmas descritas no Modelo 1.

Modelo 3 – Máquina Síncrona de Pólos Lisos (Efeitos Transitórios): adequado para representar máquinas síncronas de polos lisos onde não são considerados os efeitos subtransitórios dos enrolamentos amortecedores. Neste modelo devem ser incluídos os efeitos da tensão transitória no eixo d e q (E'_d e E'_q).

Modelo 4 – Máquinas Síncrona de Pólos Salientes (Efeito Subtransitário): indicado para a representação de máquinas síncronas de pólos salientes onde se deseja representar o efeito subtransitário dos enrolamentos amortecedores.

Modelo 5 – Máquina Síncrona de Pólos Lisos (Efeitos Subtransitórios): neste modelo consideram-se os efeitos subtransitórios representando-se um enrolamento amortecedor no eixo d e dois enrolamentos amortecedores no eixo q .

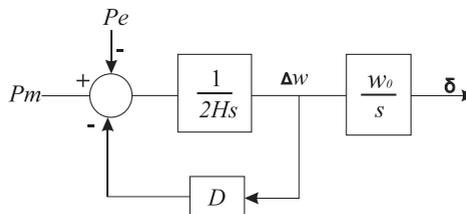


Figura 4 – Modelo clássico da representação dinâmica de máquinas síncronas.

2.1.2 Sistema de Excitação

A função básica do sistema de excitação é controlar, de maneira automática, a tensão da armadura da máquina síncrona atuando diretamente no enrolamento de campo da máquina. Além do controle de tensão, o sistema de excitação é capaz de fornecer torque de amortecimento adicional a oscilações eletromecânicas. Nestas

condições, duas malhas de controle atuam na excitatriz da máquina: o regulador de tensão e o estabilizador de Sistemas de Potência (PSS). Na Figura 5 é ilustrada a atuação destes controladores.

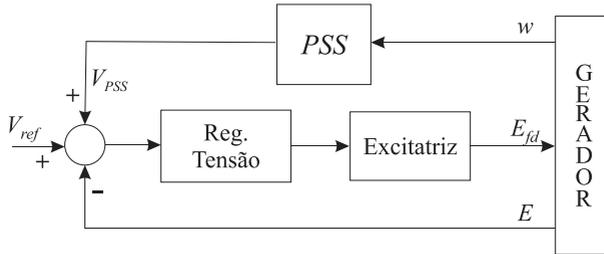


Figura 5 – Exemplo de malha de controle do sistema de excitação

O regulador de tensão tem a finalidade de manter a tensão nos terminais da máquina síncrona em níveis adequados de operação. Esta tarefa é realizada através da comparação da tensão terminal da máquina síncrona (E) com um valor referência (V_{ref}), de maneira a gerar um sinal de controle proporcional ao erro de tensão observado. Nos documentos [16]-[17] foram propostos alguns modelos direcionados à representação da maioria dos sistemas de excitação em uso.

A segunda malha de controle que atua no sistema de excitação é o PSS. Este controlador tem como objetivo primário introduzir uma componente de torque elétrico proporcional ao desvio de velocidade do rotor [20]. Desta maneira é produzido um torque de amortecimento proporcional ao desvio de velocidade.

2.1.3 Regulador de velocidade

Este controlador tem a função de regular a velocidade do gerador atuando no fechamento ou abertura da válvula de entrada de água, no caso de usinas hidrelétricas. Utilizando como sinal de entrada o desvio de velocidade, o regulador mantém a frequência da tensão do gerador síncrono em níveis aceitáveis para variações de carga, atuando no aumento ou redução da potência mecânica do gerador. Na Figura 6 são ilustrados os principais componentes da malha de controle de um regulador de velocidade de uma unidade geradora hidroelétrica.

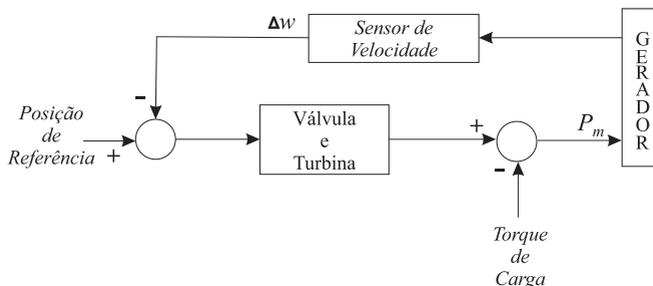


Figura 6 – Principais componentes de um regulador de velocidade

A estrutura de um regulador de velocidade dependerá do tipo de gerador utilizado. Em [21] podem ser encontradas as características e a parametrização de modelos de reguladores de velocidade aplicados a unidades térmicas, hidráulicas e reatores nuclear.

2.1.4 Controle automático de Geração

Considerando um SEE de grande porte, formado por um conjunto de áreas de controle, um desequilíbrio de carga e geração resulta em variações no fluxo de potência das linhas de intercâmbio, bem como na alteração do valor da frequência em regime permanente para compensar o desequilíbrio de carga [22].

O CAG tem como objetivo atuar diretamente nas seguintes situações:

- após uma variação em degrau de carga, o desvio de frequência deve voltar ao valor de zero;
- minimizar o custo de produção através da distribuição adequada da geração entre as diversas usinas;
- eliminar os desvios da potência programada de intercâmbio entre áreas de controle;
- manter a operação do sistema na área de controle durante ilhamentos.

Considerando áreas interligadas, o CAG atua na manutenção das condições supracitadas com base no sinal de controle denominado Erro de Controle de Área (ECA). Este sinal é interpretado como sendo o resultado da soma do desvio de potência da linha de intercâmbio e do desvio da frequência multiplicada por um peso. Para o caso da

existência de duas áreas, o valor do ECA pode ser obtido através da expressão em (3), para área 1, e em (4), para área 2 [23].

$$ECA_1 = \Delta P_{TL_{12}} + B_1 \Delta f_1 \quad (3)$$

$$ECA_2 = \Delta P_{TL_{21}} + B_2 \Delta f_2 \quad (4)$$

onde:

$\Delta P_{TL_{12}}$: variação da potência de intercâmbio entre as áreas 1 e 2;

B_1 : fator de ponderação da frequência da área 1;

Δf_1 : variação da frequência da área 1;

$\Delta P_{TL_{21}}$: variação da potência de intercâmbio entre as áreas 2 e 1;

B_2 : fator de ponderação da frequência da área 2;

Δf_2 : variação da frequência da área 2;

Para fazer o erro em regime permanente alcançar o valor de zero, um controle integral é utilizado para controlar a referência de carga e velocidade do controlador primário. O sinal que atua na referência carga-frequência de cada área é determinado pelas equações (5) e (6), para as áreas 1 e 2, respectivamente.

$$\Delta r_1 = -K_{I_1} \int (\Delta P_{TL_{12}} + B_1 \Delta f_1) dt \quad (5)$$

$$\Delta r_2 = -K_{I_2} \int (\Delta P_{TL_{21}} + B_2 \Delta f_2) dt \quad (6)$$

Na Figura 7 é ilustrado o esquema da malha de controle do CAG considerando duas áreas de controle, bem como a característica do controle primário de velocidade.

Nas referências [23] e [24] é detalhado a modelagem dos elementos para a simulação do CAG, desconsiderando o despacho econômico entre as usinas.

Por apresentar atuação considerada lenta, cerca de minutos após um evento, os esquemas de CAG geralmente são desconsiderados nos estudos usuais de simulação da dinâmica de SEE [26]. Porém, na ocasião do blecaute de agosto e 1996 na costa oeste dos EUA, foi constatada a necessidade da representação do CAG nos modelos de simulação, de maneira a representar de forma mais precisa aquele evento [5].

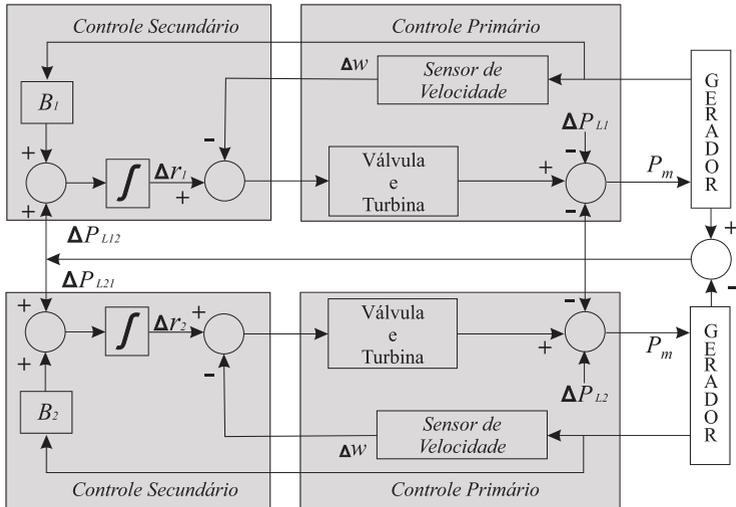


Figura 7 – Representação do controle primário e secundário de velocidade

2.1.5 Modelagem de carga

A representação de cargas em modelos de simulação para SEE ainda apresenta-se um tema pertinente em trabalhos científicos. A complexidade em construir modelos precisos de cargas está na natureza estocástica de seu comportamento [27]. Além disso, uma única subestação pode alimentar cargas industriais, rurais e residenciais, necessitando modelos que contemplem estas três características em um mesmo ponto de carga [4].

Os modelos de simulação para a representação de cargas são divididos em dois grupos: estático e dinâmico.

2.1.5.1 Modelos estáticos de carga

Nesta categoria, a representação da potência ativa e reativa da carga considera a variação de frequência e da magnitude de tensão na barra no instante presente [28]. Dois tipos de modelagem são destacados para representar cargas estáticas: modelo polinomial e exponencial.

- Modelo Polinomial

Neste modelo a relação da potência da carga e a tensão na barra são representadas por um polinômio de segundo grau multiplicado por um fator que agrega a informação da variação da carga em relação à

frequência. As potências ativas e reativas são modeladas através das equações (7) e (8), respectivamente [29].

$$P = P_0 \left[a_1 + b_1 \frac{V}{V_0} + c_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] [1 + D\Delta f] \quad (7)$$

$$Q = Q_0 \left[a_2 + b_2 \frac{V}{V_0} + c_2 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] [1 + D\Delta f] \quad (8)$$

Os coeficientes a , b e c definem, respectivamente, a participação das parcelas de potência, corrente e impedância constante no modelo de carga, mais conhecido como modelo ZIP. Os termos P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa da carga para a tensão inicial da barra (V_0) resultante do estudo de fluxo de potência. O coeficiente D representa o fator de sensibilidade da carga com a frequência.

- Modelo Exponencial

Nesta representação a relação entre a potência da carga e a tensão varia de acordo com um termo exponencial, além da componente de variação com a frequência. As equações para as potências ativas e reativas são mostradas em (9) e (10), respectivamente.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} [1 + D\Delta f] \quad (9)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} [1 + D\Delta f] \quad (10)$$

Os coeficientes np e nq definem a forma de representação do comportamento ativo e reativo da carga. Nota-se que se estes coeficientes assumirem os valores de 0, 1 e 2, o modelo representará as características puramente de potência, corrente ou impedância constante, respectivamente, porém outros coeficientes podem ser utilizados para representar diferentes tipos de carga [28].

Apesar de serem modelos já bastante difundidos com ampla utilização em estudos de simulação, os modelos do tipo ZIP ainda apresentam limitações na representação das cargas. Em [30] os autores criticam a capacidade do modelo ZIP para representar a carga reativa, avaliando significativas diferenças entre medições e resultados de simulações.

2.1.5.2 Modelos Dinâmicos de Carga

Modelos dinâmicos representam o comportamento da carga para cada instante de tempo da simulação, sendo função da magnitude da tensão e frequência da barra em instantes passados. Desta maneira, a maioria dos modelos é representada por equações diferenciais, destacando-se a representação dos modelos de motor de indução [3], [31] e o modelo agregado de carga [32].

Além destes dois modelos, com a popularização da utilização dos condicionadores de ar, as cargas residenciais, antes modeladas por um modelo ZIP, exigiram uma melhor representação nos modelos de simulação. Nos trabalhos [33], [34] são descritos a modelagem e testes para representação destes equipamentos para a simulação de SEE.

2.1.6 Equipamentos FACTS

A evolução da eletrônica de alta potência contribuiu significativamente para o desenvolvimento de um novo conceito de dispositivos de controle dinâmico de SEE. Este conceito originou os chamados equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), associados a uma filosofia de operação a qual permite grande flexibilidade de controle.

O desenvolvimento destes equipamentos é direcionado a dois problemas em especial:

- controle rápido dos fluxos de potência;
- carregamento seguro das LT de acordo com a capacidade térmica;

Os controles utilizados para estes equipamentos são baseados em eletrônica de potência com alta velocidade de atuação e um sistema de controle digital. Para o controle de SEE destacam-se os seguintes equipamentos.

- *Static VAR Compensator (SVC)* [35]: responsável pelo controle de injeção de potência reativa na rede. Este equipamento realiza o chaveamento de um conjunto de suceptâncias controláveis em derivação na barra;
- *Static Synchronous Compensator (STATCOM)* [36]: gera ou absorve potência reativa através de conversores CC-CA. O sistema STATCOM comporta-se como uma máquina síncrona, porém sem inércia.

- *Thyristor Controlled Series Compensation (TCSC)* [37]: conectado em série com o ramo da rede elétrica, permite controlar o fluxo de potência ou corrente em linhas de transmissão. A estrutura é constituída de com conjunto de bancos de capacitores em série, onde a compensação é realizada aumentando ou diminuindo o número destes bancos;
- *Unified Power Flow Controller (UPFC)* [38]: combina várias formas de controle, tais como: controle série, controle shunt da potência reativa e controle do ângulo de fase.

2.2 SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Esta seção é dedicada à descrição das características e funcionalidade dos SPMS, servindo como um referencial teórico a respeito do assunto e destacando a aplicabilidade desta tecnologia nos estudos de SEE.

2.2.1 Aspectos Gerais

Os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS) permitem integrar duas importantes informações no monitoramento de SEE: a obtenção direta dos fasores de tensão e corrente e a representação destes fasores para pontos distantes geograficamente em uma referência comum de tempo. A sincronia das medidas garante que fasores sejam determinados sob a mesma referência angular, podendo assim representar com fidelidade os estados das diversas barras do sistema. Esta característica é ilustrada na Figura 8, onde o fasor de tensão de duas subestações é obtido para uma mesma referência de tempo.

Além da obtenção direta do fasor de tensão e corrente em pontos distantes geograficamente, estas informações são registradas com taxas que variam de 10, a 60 fasores por segundo [39], permitindo que transitórios eletromecânicos sejam analisados, sendo um diferencial em relação aos tradicionais sistemas SCADA.

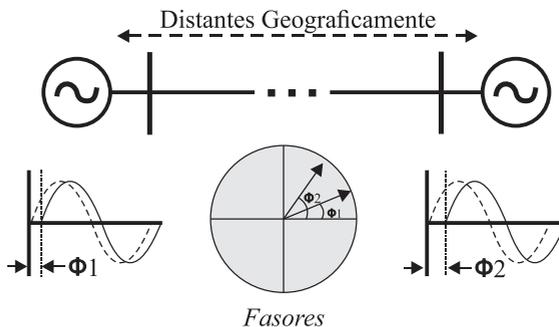


Figura 8 – Fasores representados para pontos distantes geograficamente

Na Figura 9 são ilustradas as diferenças entre os registros obtidos por um SPMS e o registro deste mesmo evento com taxa de amostragem de um tradicional sistema SCADA. No gráfico superior pode ser visualizado o registro da medida de frequência obtido pelo SPMS à taxa de 60 fasores por segundo. No gráfico inferior, esta mesma perturbação é visualizada com taxa de 1 amostra a cada 4 segundos, típica de um sistema SCADA, não sendo possível identificar grande parte das características associadas a esta perturbação, principalmente as oscilações sustentadas presentes neste evento.

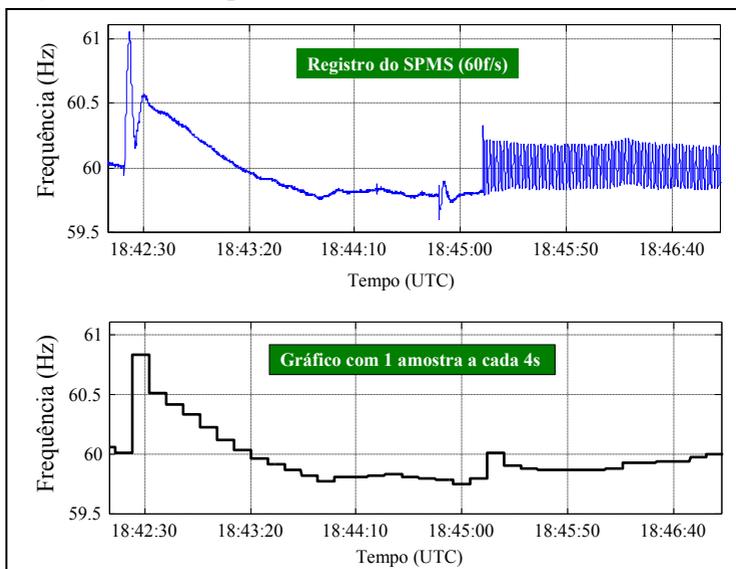


Figura 9 – Oscilação eletromecânica registrada pelo SPMS.

2.2.2 Estrutura do SPMS

A estrutura de um SPMS é composta por quatro elementos básicos: Unidade de Medição Fasorial Sincronizada (*Phasor Measurement Unit* – PMU), Concentrador de Dados Fasorial (*Phasor Data Concentrator* – PDC), fonte de sincronismo e canais de comunicação. Na Figura 10 é ilustrada a relação de cada um dos componentes do SPMS.

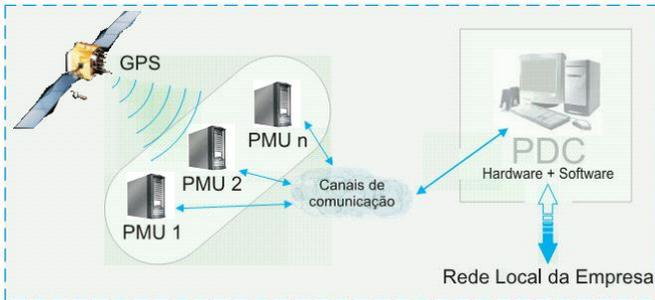


Figura 10 – Estrutura de um SPMS[40]

Desde os primeiros protótipos de PMUs, desenvolvidos pela Virginia Tech na década de 1980, até os dias atuais, observou-se uma evolução dos SPMS, sendo as características construtivas e operacionais bem estabelecidas em padrões desenvolvidos pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE). Os padrões aplicáveis ao SPMS estabelecem os requisitos para especificar formatos de entrada e saída de dados, definir requisitos de desempenho e garantir que diferentes processos de medição produzam resultados comparáveis. Destaca-se a aplicação dos seguintes padrões:

- IEEE Std C37.118.1-2011 [39]: estabelece os requisitos de desempenho para PMU, bem como as condições para cálculo de sincrofasores, frequência e taxa de variação da frequência em todas as condições operacionais. Também especifica métodos de avaliação e as exigências de desempenho tanto para as medidas determinadas pela PMU como para as etiquetas de tempo e a precisão temporal exigida.
- IEEE Std C37.118.2-2011 [40]: estabelece o formato, tipo e conteúdo de mensagens para comunicação em tempo real entre PMUs, PDCs e outras aplicações.
- IEEE Std C37.244-2013 [41]: descreve os requisitos de desempenho e as diretrizes de testes para PDCs.

- IEEE Std C37.242-2013 [42]: padroniza procedimentos e testes para a sincronização, calibração, testes e instalação de PMUs.

Baseados nos padrões supracitados são descritas, nas seções a seguir, as principais características dos elementos que compõem o SPMS.

2.2.2.1 Fonte de sincronismo

As informações obtidas pelo SPMS devem ser sincronizadas com precisão de tempo que atenda às exigências do padrão IEEE C37.118.1-2011. A imprecisão da fonte de sincronismo influencia diretamente na medida do ângulo do fasor, onde para um erro de $1\mu\text{s}$, por exemplo, em um sistema de 60Hz, o erro de ângulo apresenta valor de $0,022^\circ$. Sendo essencial ao funcionamento de uma unidade de medição, o sistema de sincronização deve garantir confiabilidade na informação da etiqueta de tempo e a disponibilidade constante destas informações.

O desafio do sistema de sincronismo está em fornecer uma referência comum para equipamentos separados por longas distâncias. A viabilização para este problema foi alcançada com a implantação dos sistemas de georreferenciamento por satélite, destacando-se o sistema norte-americano GPS (sigla do inglês *Global Position System*).

No contexto do SPMS, o GPS tem a função de fornecer duas importantes informações: o pulso por segundo (PPS), e o contador SOC (sigla do inglês *Second of Century*). O sinal PPS garante que as medidas dos diversos equipamentos sejam amostradas simultaneamente, mantendo a mesma referência angular. O contador SOC carrega a informação do número de segundos que se passaram desde as 00h00min00s do dia 1 de janeiro de 1970 até o segundo atual. Para formar a etiqueta de tempo é somado ao valor do SOC o termo “fração-de-segundo”, um número inteiro que indica em qual amostra, a partir do PPS, a medida foi obtida.

2.2.2.2 Unidade de Medição Fasorial – PMU

As características construtivas de uma PMU variam de acordo com as especificações de cada fabricante. Essencialmente, a estrutura de uma PMU pode ser dividida em três blocos: aquisição de dados, sincronismo temporal e processamento [8]. Na Figura 11 é ilustrada a relação entre os elementos básicos que compõem uma PMU.

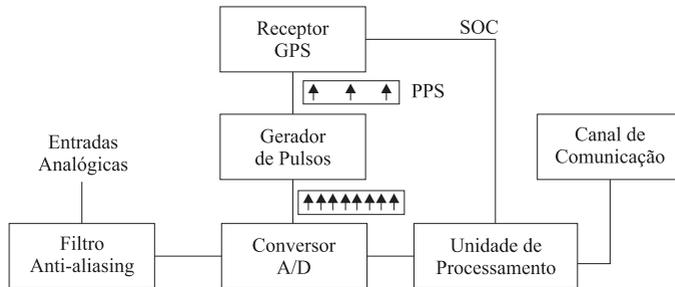


Figura 11 – Principais componentes de uma PMU

Na aquisição de dados, os valores da tensão no barramento e corrente no ramo onde está instalada a PMU são convertidos para níveis de tensão apropriados às exigências dos conversores Analógico-Digitais (A/D). A amostragem dos sinais é referenciada através do PPS, provido pelo sistema de sincronismo, sendo o intervalo entre cada pulso subdividido de acordo com a taxa de amostragem da PMU. A configuração da taxa de amostragem deve obedecer ao teorema de Nyquist, onde a frequência de amostragem deve ser igual ou maior a duas vezes a maior frequência do espectro do sinal analógico. Neste quesito, observa-se uma evolução gradativa dos conversores A/D utilizados em PMUs, sendo observadas taxas de 12 amostras por ciclo, nas primeiras unidades de medição, e alcançando, em desenvolvimentos recentes, níveis de 512 amostras por ciclo [45].

A unidade de processamento realiza a estimação do fasor através de técnicas apropriadas de processamento de sinais, destacando-se a Transformada Discreta de Fourier. No exato instante em que o fasor é calculado, atribui-se uma etiqueta de tempo contendo o valor do contador SOC fornecido pelo sistema de sincronismo.

O envio e recebimento das informações são organizadas em *frames* ou mensagens, obedecendo aos requisitos do padrão IEEE C37.118.2-2011. As informações são organizadas em quatro grupos.

- Mensagem de dados: contém o conjunto das medidas fasoriais e sua respectiva etiqueta de tempo, além dos valores da estimativa da frequência e a taxa de variação de frequência.
- Mensagem de Configuração: contém informações e parâmetros para a interpretação do fluxo de dados enviado pela PMU.

- Mensagem de Comando: responsável pelas informações referentes a ações que devem ser realizadas pela PMU, como, por exemplo, o início ou fim do envio de dados.
- Mensagem de Cabeçalho: carrega a informação a respeito da fonte de dados utilizada, fatores de escala, algoritmos utilizados e filtros aplicados.

2.2.2.3 Concentrador de Dados Fasoriais

O PDC tem a função de gerenciar o recebimento e o armazenamento das informações de sincrofasores, bem como disponibilizar estas informações para aplicativos de monitoração *on-line* e *off-line*, sendo esta tarefa realizada com apropriada velocidade e latência [8]. Na Figura 12 é ilustrado um exemplo da estrutura de um típico PDC, onde a aquisição de dados de PMUs e outros PDCs são armazenados em bancos locais ou externos e disponibilizados para softwares de análise *on-line*.

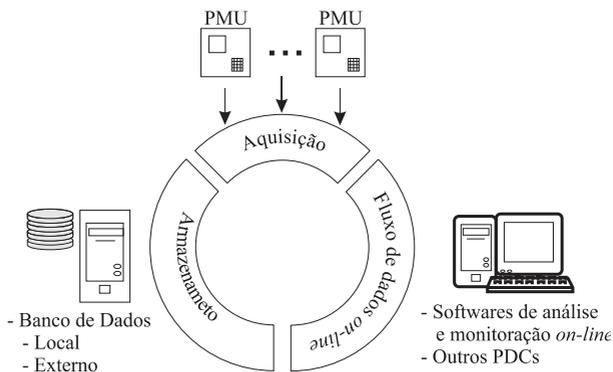


Figura 12 – Interação entre PDC e outros elementos do sistema

As atribuições do PDC devem cumprir um conjunto de requisitos descritos no padrão IEEE C37.244-2013 [42], sendo destacada as seguintes funcionalidades:

- agregação: correlacionam os dados recebidos de acordo com a etiqueta de tempo de cada mensagem. Além disso, deve ser avaliada a qualidade das informações recebidas, sendo descartados ou corrigidos dados que não cumpram os requisitos exigidos;

- encaminhamento: realiza a transmissão de dados de uma ou mais entradas para uma ou mais saídas, permitindo agregar em um único fluxo de dados informações de um conjunto de PMUs e ou PDCs;
- comunicação: o PDC deve comunicar-se com outros dispositivos através das arquiteturas de rede do tipo serial e Ethernet;
- validação: inclui a verificação da qualidade dos dados e da etiqueta de tempo de todas as mensagens recebidas, bem como a execução de verificações da integridade de dados;
- segurança: envolve a aplicação de conceitos de controle de acesso, proteção através de firewalls, detecção de invasores, etc, e devem ser aplicadas sem degradar a performance e/ou funcionalidades do PDC;

2.2.2.4 Canais de comunicação

A exigência dos canais de comunicação, no conceito de SPMS, está na disponibilização em tempo real de sincrofases. Normalmente, as informações são transmitidas continuamente a partir de PMU ou PDC em frequência de transmissão de até 60 fasores por segundo. Por conseguinte, a largura de banda necessária dependerá de características tais como: tamanho da mensagem de dados, taxa de transmissão de dados, e as informações gerais de comunicação. O tamanho do *frame* varia de acordo com o número de fasores incluídos na mensagem de dados, variando de 40 a 70 bytes para uma única PMU. Na Tabela 1 é mostrada a taxa de transmissão de dados em bits/s para o envio de uma mensagem de dados contendo 2 e 12 fasores em um único fluxo de dados.

Tabela 1 – Taxa de transmissão em bits/s para transmissão de dados via UDP/IP através da Ethernet.

<i>Taxa de envio de dados (fasores por segundo)</i>	<i>10</i>	<i>30</i>	<i>60</i>
Mensagem de dados: 2 fasores	6 720	20 160	40 320
Mensagem de dados: 12 fasores	9 920	29 760	59 520

Tradicionalmente, o SPMS faz uso do sistema de comunicação por IP, destacando o uso do padrão de comunicação TCP/UDP [40]. Este padrão utiliza TCP (sigla do inglês para *Transmission Control Protocol*) para o envio das mensagens de comando, configuração e cabeçalho, e o UDP (sigla do inglês para *User Data Protocol*) para o envio da mensagem de dados. Esta configuração otimiza a transmissão das informações através do envio contínuo dos dados. Porém, informações corrompidas ou perdidas não podem ser recuperadas.

2.2.3 Aspectos Históricos da concepção do SPMS

Com seu primeiro protótipo instalado no início da década de 1990 no âmbito do projeto batizado como WANS (sigla do inglês para *Wide Area Measurement System*) o SPMS surge com o objetivo de fornecer uma solução para exigências requeridas para o controle da operação em tempo real dos sistemas de energia elétrica. Através do esforço conjunto do instituto de pesquisa EPRI (sigla do inglês para *Electric Power Research Institute*) e as principais empresas do sistema WECC, foram desenvolvidos as bases para o desenvolvimento do SPMS, tendo em 1996 o total de 17 PMUs instaladas na costa oeste dos EUA [45].

Atualmente o sistema norte americano conta com o apoio do NASPI (sigla em inglês para *North American SynchroPhasor Initiative*). Criada em 2007 através do esforço conjunto do DoE (sigla em inglês para *Department of Energy*), NERC (sigla em inglês para *North American Electric Reliability Corporation*) e diversas empresas do setor elétrico norte-americano. O NASPI conta com o esforço voluntário de membros da indústria e especialistas nas diversas áreas de aplicação de SPMS, destacando os desenvolvimentos de trabalhos nas seguintes linhas de pesquisa: monitoramento de grandes áreas, operações em tempo real, planejamento do sistema de energia e análises off-line. Na Figura 13 é mostrada a infraestrutura do SPMS do sistema norte-americano, a perspectiva é que até o final de 2014 seja alcançada a quantidade de 1100 PMUs instaladas no sistema norte-americano e canadense.

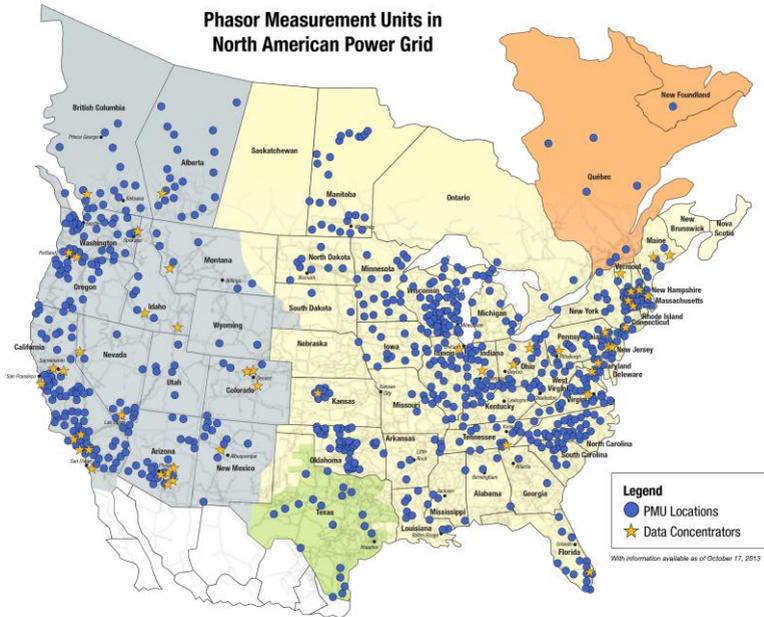


Figura 13 – Situação do SPMS no sistema norte-americano e canadense (outubro/2013) (<http://www.naspi.org>)

No Brasil, destaca-se como iniciativa pioneira o desenvolvimento do projeto MedFasee. Com início em 2003, através do apoio da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), o projeto MedFasee é resultado da parceria entre a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a empresa Reason Tecnologia S. A. O primeiro protótipo de SPMS instalado em campo, nomeado de MedFasee BT, entrou em operação no ano de 2004 e contava com três PMUs localizadas nas cidades de Curitiba-PR, Florianópolis-SC e Porto Alegre-RS. Essas PMUs estavam instaladas na rede de baixa-tensão (127/220V), enviando os fasores das tensões trifásicas a taxa de 60 *frames/s* a um concentrador de dados localizado na cidade de Florianópolis [46].

Atualmente, o projeto MedFasee BT conta com 22 PMUs instaladas na rede de baixa tensão de universidades parceiras, cobrindo as cinco regiões geográficas do Brasil. Com taxa de envio de 60 *frames/s*, as informações das 22 PMUs são disponibilizadas tanto para consultas ao histórico dos dados bem como para aplicações em tempo

real. Em 2014 o projeto MedFasee BT empreende uma nova estrutura de gerenciamento de dados, contando com um sistema de aplicação em nuvem da AWS (sigla em inglês para *Amazon Web Service*). Esta nova estrutura permite que as informações sejam transmitidas tanto para o PDC localizado em Florianópolis-SC, quanto ao banco de dados da AWS, gerando redundância das informações e não comprometendo a totalidade dos registros do sistema na ocorrência da indisponibilidade de um dos sistemas.

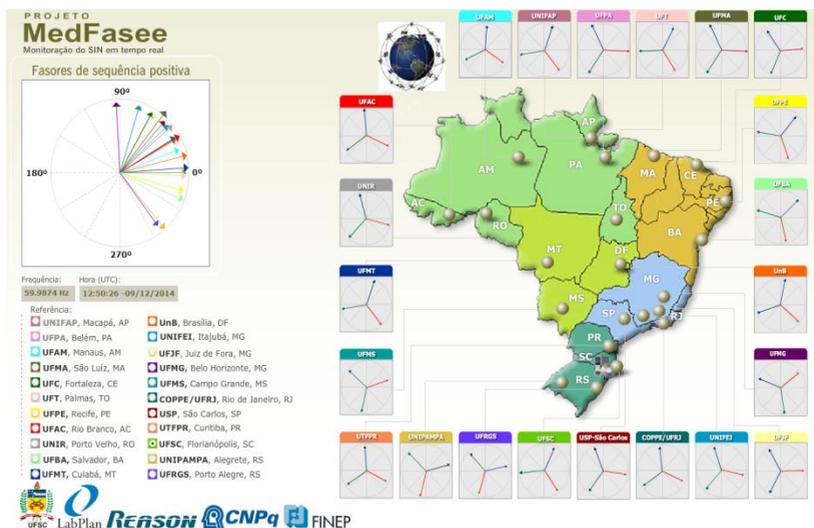


Figura 14 – Situação da infraestrutura do SPMS MedFasee BT (dezembro de 2014) (<http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal>)

Ao longo do desenvolvimento do projeto MedFasee, foram publicados diversas contribuições científicas em vários temas de aplicação de dados de sincrofasores. Algumas delas são citadas a seguir:

- estudos de perturbações no SIN [46]–[48];
- análise de oscilações de baixa frequência [49]–[51];
- identificação, caracterização e localização de eventos em SEE [52]–[55];
- proteção e controle de SEE [9], [49], [56];
- desenvolvimento de um concentrador de dados fasoriais [57].
- validação de modelos de simulação [10], [11], [58];

Além dos trabalhos desenvolvidos no âmbito acadêmico, o projeto MedFasee motivou a realização de projetos de P&D e consultorias com empresas do setor elétrico brasileiro, destacando as seguintes iniciativas:

MedFasee Eletrosul: com início no ano de 2007, tendo como objetivo a implantação de um protótipo de SPMS no sistema de transmissão de 525kV pertencente a empresa Eletrosul. Neste projeto incluem-se a instalação de 4 PMUs, o desenvolvimento e a implementação de um Concentrador de Dados, e a seleção e implementação de aplicações de monitoração e localização de faltas baseadas em sincrofasores [59].

MedFasee CTPEE: com sua primeira fase iniciada em 2009, a parceria com a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) teve como objetivo o desenvolvimento de um sistema de monitoramento e análise do desempenho dinâmico SEE, nesta ocasião foram desenvolvidos um sistema hierárquico de concentrador de dados fasoriais e a construção de aplicativos para monitoramento on-line e estudos off-line das grandezas do SPMS. Na segunda etapa, iniciada em 2012, o objetivo do projeto se estendeu para o desenvolvimento de um sistema piloto para avaliação automática da segurança dinâmica em tempo real, empregando regiões de segurança e dados de medição fasorial sincronizada [60].

Parceria ONS MedFasee: formalizada em 2011 foi acordado a disponibilização de um banco de dados para consultas históricas bem como o desenvolvimento de aplicativos para estudos on-line e off-line dos registros desse SPMS, interagindo constantemente na avaliação e melhorias do SIN. Destaca-se, como caso de sucesso, a constatação da necessidade do ajuste dos PSSs da UHE Cacheira Dourada, na decorrência do aparecimento de fortes oscilações na frequência elétrica registradas nas PMUs próxima àquela região [61].

2.3 VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO PARA SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Alcançar o ajuste preciso de modelos de simulação requer um grande esforço por parte de especialistas do setor. Identificar e ajustar parâmetros imprecisos em modelos dinâmicos do SEE deve ser considerado a interação de um grande número de componentes do sistema. Além disso, ressalta-se que discrepâncias entre modelos e

registros do sistema decorrem de outros fatores além de erros em parâmetros, tais como os descritos a seguir [62]:

- erros ou imprecisão de dispositivos de medição;
- o comportamento de sistemas reais sofrem alterações ao longo do tempo de maneira imprevisível, devido às condições do meio ambiente, propriedades dos materiais ou influências operacionais;
- a modelagem do comportamento de alguns sistemas é simplificada ou aproximada intencionalmente a fim de simplificar a solução matemática do problema.

Por esta razão determinar a natureza das discrepâncias entre a resposta de modelos de simulação e registros do sistema requer compreender o efeito de parâmetros no comportamento dinâmico do sistema, sendo muitas vezes realizadas através do conhecimento de especialistas ou sumarizadas de maneira empírica.

Com a finalidade de explorar os principais conceitos envolvidos no processo de validação de modelos de simulação, esta seção dedica-se a discussão das principais contribuições científicas encontradas na literatura, abordando o histórico de trabalhos relevantes, as estratégias utilizadas na solução deste problema e as metodologias aplicadas à identificação e ao ajuste de modelos imprecisos.

2.3.1 Histórico das principais publicações

No final da década de 1990, duas grandes perturbações ocorreram na interconexão *California-Oregon* (COI - *California-Oregon Intertie*): a primeira delas em 2 de julho de 1996 e outra no dia 10 de agosto do mesmo ano. A reprodução de ambas as perturbações em ambiente de simulação foi um dos esforços pioneiros com relação à validação sistêmica de modelos dinâmicos. Estudos iniciais mostraram grandes divergências entre resultados de simulações e dados de medições, apontando a necessidade de um maior rigor na modelagem dos elementos do sistema [13]. Dentre as principais contribuições do estudo podem ser destacados:

- foi recomendado que todos os geradores com capacidade maior que 10MW fossem submetidos a testes para validação de modelos, bem como a revisão periódica, a cada cinco anos, destes modelos;

- a representação da capacidade reativa das unidades geradoras foi apontada como um dos principais problemas da imprecisão dos modelos;
- foi verificado que modelos de reguladores de velocidade, para plantas de geração térmica, possuíam comportamento otimista com relação aos registros;
- novos modelos para o link HVDC do Pacífico (PDCI - *Pacific Direct Current Intertie*) foram desenvolvidos, além de implementadas modificações no sistema de controle do link para melhoria do desempenho dinâmico;
- foi reconhecida a necessidade de se considerar os efeitos do Controle Automático de Geração (AGC - *Automatic Generation Control*) nos modelos utilizados para representar aquela perturbação;
- por fim, foi verificado a necessidade de representar a dinâmica de cargas.

Em 4 de agosto de 2000, oscilações pouco amortecidas foram observadas na interligação *California-Oregon*. Os registros destas oscilações contribuíram diretamente na validação de parâmetros ligados aos estabilizadores de sistemas de potência (PSS) daquele sistema [1]. O estudo ainda sinalizou a necessidade da revisão dos modelos de carga derivados da análise das perturbações de 10 de agosto de 1996, resultando na criação de uma força tarefa dedicada à melhoria desses modelos.

No início dos anos 2000 registros de diversos eventos de subfrequência no sistema WECC motivaram a investigação mais detalhada da atuação dos reguladores de velocidade presentes naquele sistema. Desta maneira, diversos testes foram conduzidos em maio de 2001, com o objetivo de melhorar a resposta da frequência dos modelos de simulação de reguladores de velocidade, sendo desabilitado o Controle Automático de Geração (CAG) em toda a interconexão oeste durante os ensaios. Nesta abordagem tanto dados provenientes do sistema SCADA quanto do SPMS daquela região foram utilizados no processo de validação, o qual resultou em um grande impacto na capacidade de transferência dos principais corredores de transmissão do COI, além de levar ao desenvolvimento de novos modelos matemáticos de reguladores de velocidade [13].

Em agosto de 2003 50 milhões de consumidores ficaram sem energia em decorrência de um blackout que afetou o nordeste dos EUA

e a região de Ontário no Canadá. Através de estudos no domínio do tempo e da frequência, pode ser observado que a reconstituição do evento através de simuladores mostrou que os modelos utilizados até então subestimavam o comportamento da potência reativa das cargas [2], [15].

Em março de 2004, com objetivo de realizar estudos de validação de modelos de cargas, foram aplicados curtos-circuitos trifásicos propositais no sistema de transmissão de 500 kV do sistema elétrico da empresa *Northeast China Power Grid*. Duas ferramentas de monitoramento foram utilizadas para registrar o comportamento do sistema: o sistema SCADA/EMS foi utilizado para obter a estrutura topológica e dados do fluxo de potência, enquanto que PMUs foram usadas para capturar registros dinâmicos (fasores de tensão e corrente) em barras específicas do sistema. Nesta ocasião foi mostrado que o modelo de carga utilizado pela empresa não correspondia ao real comportamento do sistema, sugerindo a utilização de dois outros modelos: um baseado na classificação de subestações usando *fuzzy clustering* e modelagem de carga baseado em medição; e o outro utilizando a teoria de agregação e a modelagem de carga baseado em medição [63].

Estudos dedicados ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) são descritos em [10], onde se realizou a reprodução, em ambiente de simulação, da perturbação ocorrida em 4 de julho de 2009 no sistema de transmissão de 765 kV, ocasionando o corte de geração de 2300 MW na usina de Itaipu e 576 MW na usina de Tucuruí. Dados de dois SPMS foram utilizados neste estudo: um contendo PMUs instaladas na rede de baixa tensão de nove universidades brasileiras (Projeto MedFasee BT) e outro instalado em quatro subestações de 500kV da concessionária de transmissão Eletrosul. Os resultados apresentaram aderência adequada entre a resposta dos modelos e os registros, sendo analisadas as características qualitativas, por meio de comparação visual das características das curvas; e quantitativo, analisando-se indicadores sistêmicos dos modos de oscilação interárea (frequência de oscilação e taxa de amortecimento).

Em [11] modelos de simulação do SIN são validados através da reprodução de três perturbações: nos dias 07 e 24 de setembro de 2010, relacionada à perda da interligação Norte/Sul, e no dia 02 de setembro de 2011, relativo à rejeição de todas as máquinas de 60Hz da usina de Itaipu. Resultados de simulação destes eventos foram comparados com registros de PMUs pertencentes à infraestrutura do SPMS MedFasee

BT, apresentando satisfatória aderência entre as duas respostas. Qualitativamente, destaca-se que os modelos foram capazes de prever a estabilidade do sistema bem como a faixa de valores e a tendência das curvas. Ressalvas foram observadas a respeito da modelagem do subsistema Acre/Rondônia, onde resultados de simulação apresentaram pouca aderência em relação aos registros do SPMS. No que se refere ao amortecimento de modos de oscilação, uma análise quantitativa verificou que a resposta do modelo apresenta resultados levemente otimistas em relação ao comportamento real do sistema.

2.3.2 Estratégias para a validação de modelos

A estratégia para a validação de modelos dependerá da abrangência da representação dos modelos nas simulações. O processo de validação pode ser realizado de maneira sistêmica, quando os modelos contêm a representação completa do sistema, ou então de componentes, quando considerado apenas um elemento ou parte do sistema. A seguir, são descritas as principais técnicas empregadas para cada uma destas estratégias.

2.3.2.1 Validação de Componentes ou Subsistemas

Dedicada, em geral, a avaliação de um único componente, esta estratégia pode ser abordada de duas maneiras: *on-line*, quando o equipamento encontra-se em operação no sistema, ou *off-line*, na ocasião que este equipamento está desconectado da rede [4]. Neste sentido, a literatura traz contribuições considerando a validação de modelos de máquinas síncronas [37]-[38], sistemas de excitação[65], equipamentos FACTS [66] e reguladores de velocidade [41]-[42].

A abordagem *off-line* se realiza através de testes em campo, por meio de perturbações programadas e controladas, necessitando que o componente esteja comissionado e fora de operação. As medidas podem ser registradas por oscilógrafos, ou mesmo por PMUs. Na Figura 15 é mostrado um diagrama do processo de validação adotando esta técnica.

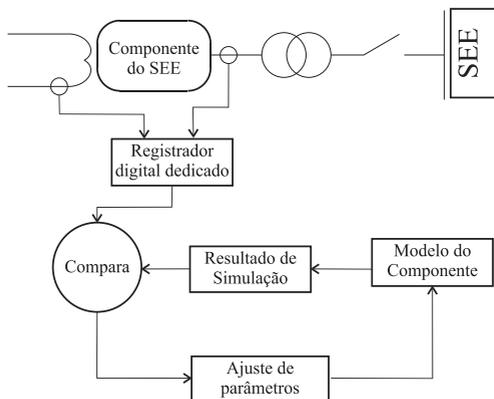


Figura 15 – Técnica para validação de modelos de componentes *off-line*

Na abordagem *on-line*, o equipamento opera junto ao restante do sistema. Nestes casos, emprega-se a Simulação Dinâmica Híbrida (SDH) [43]-[44] para isolar o componente do restante do sistema no processo de simulação. Para tanto, são injetadas na simulação grandezas elétricas obtidas de registros em barras de fronteira entre o componente e o restante do sistema, permitindo que sejam considerados apenas os modelos do componente ou subsistema de interesse [4].

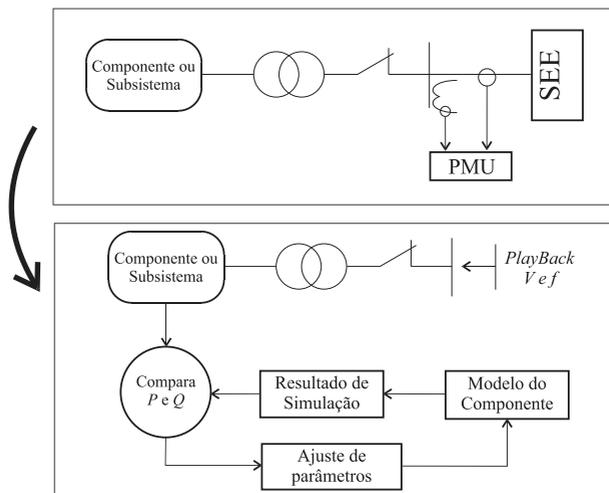


Figura 16 – Técnica de SDH aplicada à validação de modelos *on-line*

Em [58] e [70], o playback¹ dos registros das medidas de tensão e ângulo de uma PMU é injetado na simulação de máquinas síncronas e, através da verificação de discrepâncias nas medidas de potência ativa e reativa, são diagnosticados a qualidade dos modelos de simulação. Na Figura 16 é mostrado o diagrama do processo de validação de componentes utilizando a SDH.

Além da validação de componentes, a SDH permite que, em ambiente de simulação, grandes sistemas possam ser representados em subsistemas menores. Nos trabalhos [71] e [72], onde são monitorados os intercâmbios de potências entre áreas por meio de PMUs, um sistema de grande porte é subdividido em áreas menores, de maneira a minimizar a quantidade de componentes envolvidos no processo de validação. A Figura 17 ilustra a aplicação desta técnica para validar uma das três áreas de um sistema.

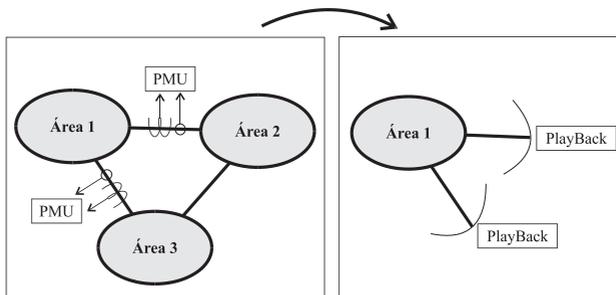


Figura 17 - Técnica de SDH aplicada à validação de subsistemas

2.3.2.2 Validação Sistêmica

Na validação sistêmica, as simulações são realizadas considerando a representação completa do SEE, sendo a resposta obtida através de simulação comparada com os registros de medições em pontos específicos do sistema [2]. Trabalhos utilizando esta estratégia são aplicados a modelos de diferentes sistemas. Destacam-se as publicações [1], [13], [73] e [12], aplicados ao sistema norte-americano, bem como os trabalhos [10] e [11], direcionados aos modelos do sistema elétrico brasileiro.

Nestes trabalhos a validação de modelos é realizada através da reprodução de grandes perturbações em ambiente de simulação,

¹ Playback, no contexto da SDH, se refere ao conjunto de medidas inseridas no processo de simulação.

envolvendo um esforço considerável na reunião de informações tanto dos modelos dinâmicos utilizados quanto do ponto de operação do sistema no momento da perturbação. Este último é apontado por alguns autores como a etapa mais exaustiva deste processo [11].

A construção de casos base de fluxo de potência envolve a definição das condições de operação de um grande número de componentes, tais como: a topologia da rede, despacho de unidades geradoras e demanda das cargas. Dispositivos manobráveis como reatores e capacitores também devem ser considerados e influenciam consideravelmente o desempenho dos sistemas de potência, porém, a condição desses elementos nem sempre estão disponíveis [10].

Além dos ajustes das condições pré-falta, outro ponto crítico é o levantamento da sequência de eventos de grandes perturbações, em vista da necessidade da reunião de informações em posse de diversos agentes do setor. Além disso, tais informações estão disponíveis em listas de alarmes, sequenciadores de eventos ou registradores de perturbações, que, muitas vezes, não dispõem de mecanismos de sincronização de tempo [74].

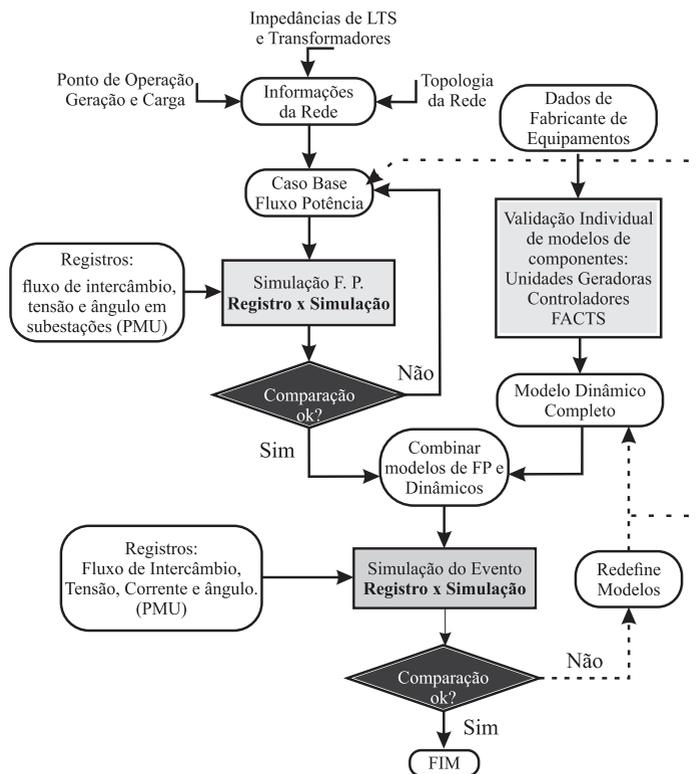
Tanto o ajuste do caso base do fluxo de potência como a representação fiel da sequência de eventos são requisitos para qualquer estudo de validação sistêmica [2]. Entretanto, a literatura revela que o tempo despendido para o desenvolvimento desses cenários é consideravelmente elevado. A título de exemplo, um ano de trabalho foi necessário para o desenvolvimento do caso base do blackout de junho de 2004 ocorrido no sistema norte americano [75].

Com o caso de simulação corretamente representado, discrepâncias entre as repostas medidas e simuladas revelam a existência de erros nos modelos empregados. Estas discrepâncias podem ser verificadas de maneira quantitativa, através de indicadores numéricos [70][76], ou mesmo de maneira qualitativa, através do exame visual das curvas. A análise qualitativa pode ser empregada com os seguintes critérios [10]:

- o modelo prevê corretamente condições de estabilidade ou instabilidade do sistema?
- o modelo prevê o comportamento da resposta do sistema, como a existência de oscilações, oscilações pouco amortecidas e oscilações fortemente amortecidas?
- o modelo prevê excursões máximas e mínimas de variáveis em intervalos de tempo comparáveis aos registros de medições reais?

Eliminar as discrepâncias na validação sistêmica requer grande experiência no sentido de analisar um elevado número de modelos. Em alguns casos, parâmetros de muitos modelos de sistemas podem nunca ser conhecidos exatamente [27]. A composição do modelo de carga, por exemplo, é particularmente um desafio para a parametrização, devido à natureza estocástica de seu comportamento e a inserção de geração distribuída nas redes.

As diversas informações necessárias para alcançar a validação de grandes sistemas podem ser sumarizadas no fluxograma da Figura 18 [2].



Adaptado de [2].

Figura 18 – Metodologia para validação de modelos sistêmica.

Uma característica relevante na validação sistêmica é a possibilidade de inferir a respeito de informações globais do sistema, tais como frequência e taxa de amortecimento de modos de oscilação.

Neste sentido os SPMS vêm contribuindo de maneira extensiva no auxílio ao diagnóstico da qualidade dos modelos, como destacado em [10], [11] e [77].

Apesar das dificuldades enfrentadas na validação sistêmica, é importante destacar que estudos de planejamento e operação são realizados, em grande parte dos casos, com a representação completa do sistema nas simulações, justificando a aplicação desta abordagem. Além disso, recomenda-se que os modelos de simulação sejam revisados periodicamente [2], garantindo que modelos imprecisos sejam substituídos por modelos que representem de maneira mais fiel o real comportamento do sistema.

2.3.3 Métodos aplicados à validação de modelos

Erros em modelos de simulação podem ser detectados através da verificação de discrepâncias entre a resposta simulada e o registro de perturbações naturais ou forçadas do sistema. A identificação destas discrepâncias e o ajuste de parâmetros imprecisos têm sido realizados de duas maneiras: no domínio do tempo e da frequência [78]. Tanto na análise no domínio do tempo quanto da frequência o objetivo dos métodos empregados para validação de modelos está na minimização da diferença entre o sinal medido e o sinal simulado.

No caso da validação de componentes métodos aplicados à estimação de parâmetros de modelos realizam o ajuste entre a resposta simulada e a resposta medida através da alteração de um conjunto de parâmetros selecionados a priori. Técnicas de minimização de diferenças são aplicadas na escolha dos novos valores dos parâmetros. Destaca-se a ampla utilização dos métodos de mínimos quadrados [70] e filtro de Kalman estendido [79]-[80].

Outra importante ferramenta é o emprego da técnica de sensibilidade de trajetórias. Este método permite classificar cada parâmetro de acordo com o efeito que este exerce nas medidas consideradas na análise [62]. Pode ser aplicado tanto na seleção de parâmetros candidatos ao ajuste [65], bem como na construção da base de conhecimento para a identificação do efeito da alteração de parâmetros nas discrepâncias observadas nas medidas [58].

Metodologias empregando técnicas de inteligência artificial demonstram aplicabilidade à validação de modelos. Redes neurais, por exemplo, são aplicadas no reconhecimento de padrões, onde se

estabelece um conjunto de regras para classificar parâmetros candidatos ao ajuste do modelo [81]. A estimação de parâmetros utilizando algoritmos genéticos também apresenta aplicabilidade ao problema de validação de modelos, alcançando a convergência do problema independente dos valores iniciais dos parâmetros [82].

Na validação sistêmica de modelos, os trabalhos publicados neste tema apresentam uma abordagem mais empírica a respeito da identificação e ajuste de parâmetros imprecisos, sendo esta tarefa dependente de julgamento de especialistas do setor [2].

Uma diferença em relação à validação de componentes é que na validação sistêmica discrepâncias observadas em modos de oscilação podem sinalizar a imprecisão dos modelos [10]-[11]. Neste tipo de análise, métodos matemáticos como análise de Prony [83]-[85] e métodos de subespaço [70], [71] estimam, através do sinal no domínio do tempo, a característica modal do sistema. Divergências entre as características do sinal medido e simulado podem indicar erros nos modelos de simulação. Em geral são comparados os valores de frequência e amortecimento de modos de oscilação interárea.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo apresentou-se a revisão bibliográfica a respeito dos assuntos pertinentes à construção da proposta de estudo deste trabalho. Em uma primeira seção, aspectos da modelagem e simulação da dinâmica de SEE foram descritos do ponto de vista da representação de uma UG conectada ao restante do sistema. Na segunda seção, as características do SPMS são apresentadas com o objetivo de enfatizar os ganhos da utilização desta tecnologia nos diversos estudos aplicados a SEE, sobretudo à validação de modelos de simulação. Por fim, a terceira seção faz uma síntese a respeito dos principais trabalhos científicos publicados a respeito da validação de modelos para simulação da dinâmica de SEE.

Na modelagem da dinâmica de SEE, observou-se a complexidade envolvida na simulação de grandes sistemas interligados. Além do número de elementos necessários para a representação da operação destes sistemas, muitos modelos têm suas características modificadas ao longo do tempo, como por exemplo, modelos de cargas, sendo necessária a manutenção periódica da representação destes elementos.

Para avaliar a qualidade dos modelos dinâmicos de simulação, registros de perturbações do sistema, naturais ou forçadas, fornecem a referência para o ajuste destes modelos. Neste contexto, o SPMS vem se destacando em relação a outras tecnologias de monitoramento, como por exemplo, os sistemas SCADA. Com disponibilidade das informações de sincrofasores de tensão e corrente em diversos pontos do sistema com altas taxas de aquisição, os SPMS permitiram avaliar a dinâmica do sistema frente a perturbações, consolidando-se como a principal ferramenta de monitoramento de SEE.

Garantir que os modelos representem de maneira fiel os registros do sistema ainda apresenta-se um desafio para especialista do setor. Em geral, trabalhos científicos publicados neste tema abordam o problema de duas maneiras diferentes: uma considerando a validação de componentes ou subsistemas e a outra dedicada à validação sistêmica de modelos. Apesar de serem abordagens distintas, para alcançar a efetiva validação dos modelos de simulação deve-se buscar uma relação de compromisso entre estas duas estratégias.

Com uma diversidade de trabalhos científicos publicados, a solução para o problema da validação de modelos de componentes do SEE explora metodologias direcionadas a identificação ou estimação dos parâmetros destes modelos através de métodos matemáticos apropriados, tais como: filtro de Kalman, mínimos quadrados, análise de sensibilidade e algoritmos de inteligência artificial.

Já na validação sistêmica de modelos, encontra-se um menor número de publicações, em comparação à validação de componentes. O processo de validação de modelos neste caso é realizado através da reprodução de grandes perturbações do sistema em ambiente de simulação, contando com a experiência de especialistas para a identificação e ajuste de modelos imprecisos no sistema.

Com base nas pesquisas desenvolvidas, o autor da presente dissertação, reconhece que a validação sistêmica de modelos apresenta benefícios diferenciados em relação a outras estratégias (validação de componentes e a de subsistemas), sobretudo pela capacidade de avaliar todos os modelos do sistema em um único processo. Além disso, considerando a utilização dos recursos dos SPMS, as vantagens desta estratégia ficam mais evidentes. Trabalhos neste tema abordam o problema de maneira específica a casos de grandes perturbações, sendo as análises realizadas de maneira qualitativas baseadas na opinião de especialistas. Neste contexto, trabalhos direcionados à formalização de metodologias dedicadas a identificação e localização de modelos

imprecisos no sistema apresentam-se relevantes tanto do ponto de vista científico quanto técnico, sendo este o objetivo do presente trabalho de dissertação.

3. METODOLOGIAS PARA VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO UTILIZANDO MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES

Neste capítulo são apresentados os resultados da investigação de metodologias para a validação de modelos dinâmicos de simulação. O objetivo deste estudo é formalizar as estratégias apropriadas ao processo de validação de modelos quando considerada a representação completa da dinâmica de grandes sistemas interligados em simulações computacionais, bem como, explorar os recursos disponíveis pelos SPMS na identificação de modelos imprecisos no sistema.

3.1 ASPECTOS GERAIS

Quando considerada a abrangência do monitoramento do SPMS, cada PMU disponível pode ser considerada uma fonte de informação para a avaliação da qualidade dos modelos de simulação. Esta característica permite mensurar as discrepâncias entre o registro do sistema e o resultado de simulação em diferentes partes do sistema em um único processo.

Considerando a utilização de um conjunto de pontos do sistema distantes geograficamente, adota-se, para o presente trabalho, a seguinte hipótese:

- o erro em um determinado parâmetro do sistema provoca discrepâncias com diferentes magnitudes em cada ponto de medição, sendo estas magnitudes associadas à distância elétrica do parâmetro impreciso.

Como fonte da informação do comportamento real do sistema, são consideradas as variáveis elétricas obtidas através do SPMS, são elas: magnitude, ângulo e frequência da tensão nas barras; e a magnitude e ângulo da corrente nos ramos monitorados pelas PMUs. Dos fasores de tensão e corrente são obtidos os valores potência ativa e reativa. No desenvolvimento deste trabalho, considera-se que as medidas obtidas pelo SPMS não sofrem a interferência de ruído ou erros de medição.

Para extrair a resposta dos modelos são utilizados dois softwares de simulação: o ORGANON, para análise no domínio do tempo [88]; e o PacDyn, para determinar a característica modal do sistema. [89].

Com as considerações supracitadas, as metodologias apresentadas neste capítulo buscam quantificar, através de indicadores numéricos, as diferenças entre a resposta do modelo e os registros do sistema, bem como elaborar estratégias para localização do modelo impreciso. Neste contexto, quatro metodologias atendem aos objetivos deste trabalho.

- Análise no domínio do tempo: quantifica as diferenças entre a resposta do modelo e registros do sistema e define uma estratégia para a localização de modelos imprecisos no sistema.
- Análise no domínio da frequência: aplicando a Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform - DFT*) na resposta do modelo e nos registros do sistema, as discrepâncias entre estes dois sinais são quantificadas, através de indicadores numéricos. Neste caso também é definida uma estratégia para a localização de modelos imprecisos no sistema.
- Análise modal: quantifica as características de frequência de oscilação e taxa de amortecimento de modos de oscilação do sistema e defini uma estratégia para identificar modelos imprecisos no sistema.
- Análise de Sensibilidade de trajetórias: avalia a influência da alteração de parâmetros dos modelos nas medidas do sistema.

3.2 ANÁLISE NO DOMÍNIO DO TEMPO

O diagnóstico de discrepâncias, quando analisadas no domínio do tempo, pode ser realizado pelo simples exame visual das curvas obtidas através dos registros do sistema e resultados de simulação. Este tipo de análise, na maioria dos casos, é suficiente para inferir a respeito da existência de erros em modelos de simulação. Porém a quantificação destas discrepâncias, por meio de indicadores numéricos, permite que análises sejam realizadas com maior precisão, agregando maior confiança na avaliação dos modelos.

A estratégia utilizada para identificar e localizar modelos imprecisos no sistema é dividido em três etapas: quantificação das discrepâncias, a construção do indicador numérico e a estratégia de análise para identificação de áreas com erros nos modelos.

3.2.1 Quantificação de discrepâncias

Para quantificação da diferença entre a resposta simulada e o comportamento real do sistema, são comparados os valores de dois vetores contendo N amostras, um obtido da resposta dos modelos (\vec{y}^{sim}) e outro obtido do registro do sistema (\vec{y}^{ref}), como descrito em (11).

$$\vec{y}^{ref} = \begin{bmatrix} y^{ref}(t_1) \\ y^{ref}(t_2) \\ \vdots \\ y^{ref}(t_N) \end{bmatrix} \quad \vec{y}^{sim} = \begin{bmatrix} y^{sim}(t_1) \\ y^{sim}(t_2) \\ \vdots \\ y^{sim}(t_N) \end{bmatrix} \quad (11)$$

onde:

$y^{ref}(t_n)$: valor da medida y obtida do registro do sistema no instante de tempo da amostra n ;

$y^{sim}(t_n)$: valor da medida y obtida da resposta do modelo no instante de tempo da amostra n ;

Definindo \vec{e} como sendo o vetor referente ao erro relativo entre os valores de \vec{y}^{ref} e \vec{y}^{sim} e, calculado para cada elemento através de (12), é definida a métrica para a quantificação da discrepância entre o registro do sistema e o resultado de simulação. Na Figura 19 ilustra-se as etapas do cálculo para obtenção do valor do erro relativo.

$$e(t_n) = \frac{y^{sim}(t_n) - y^{ref}(t_n)}{y^{ref}(t_n)} \quad (12)$$

onde: $e(t_n)$ corresponde ao erro relativo no instante de tempo da amostra n .

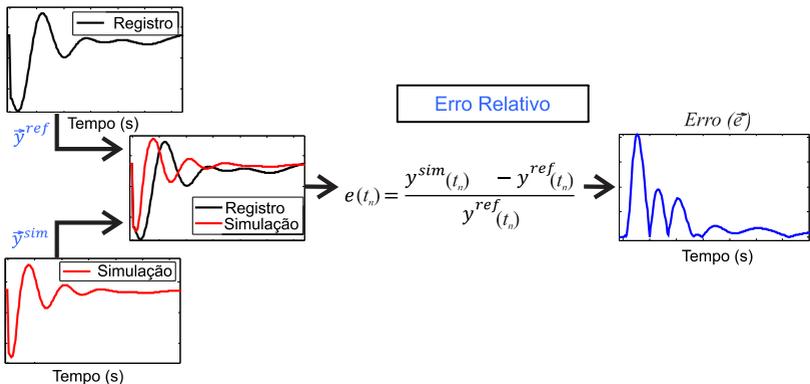


Figura 19 – Etapas do cálculo do erro relativo para quantificação de discrepâncias

Com a finalidade de dar suporte ao diagnóstico da existência de erros nos modelos de simulação, os indicadores numéricos são aplicados para quantificar, em um único valor, as diferenças entre os dois sinais de análise. Assim, através da aplicação da norma 2 de sinais, o indicador de discrepâncias no domínio do tempo ($IDT_p(y)$) é determinado para cada um dos p pontos de medição existentes no SPMS, sendo representado pela expressão em (13).

3.2.2 Indicador numérico de discrepâncias

Com a finalidade de dar suporte ao diagnóstico da existência de erros nos modelos de simulação, os indicadores numéricos são aplicados para quantificar, em um único valor, as diferenças entre os dois sinais de análise. Assim, através da aplicação da norma 2 de sinais, o indicador de discrepâncias no domínio do tempo ($IDT_p(y)$) é determinado para cada um dos p pontos de medição existentes no SPMS, sendo representado pela expressão em (13).

$$IDT_p(y) = \|\vec{e}\|_2 = \sqrt{\sum_{n=1}^N |e(t_n)|^2} \quad (13)$$

onde:

$IDT_p(y)$: Indicador de Discrepância no domínio do Tempo relativo à medida y para o ponto de monitoramento p ;

n : número da amostra, variando de 1 a N .

Considerando que as constantes de tempo envolvidas na simulação dinâmica possuem valores que variam de alguns milissegundos a dezenas de segundos, o número de amostras utilizadas no cálculo de $IDT_p(y)$ deve ser suficientemente grande para que erros atribuídos a componentes com dinâmica lenta sejam detectados pelos indicadores.

Na Figura 20 e na Figura 21 são ilustrados dois casos onde as discrepâncias entre simulação e registro para a medida de frequência do sistema apresentam comportamentos distintos. Nestas figuras, o $IDT_p(f)$ foi dividido em janelas que variam entre 1 a 15 segundos, sendo possível observar a amplitude do indicador de maneira gradativa para cada caso apresentado.

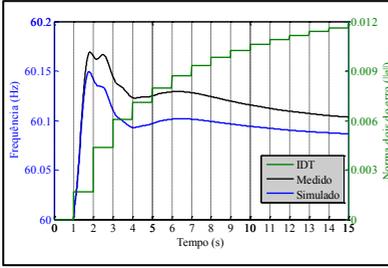


Figura 20 – desempenho do $IDT(f_1)$.

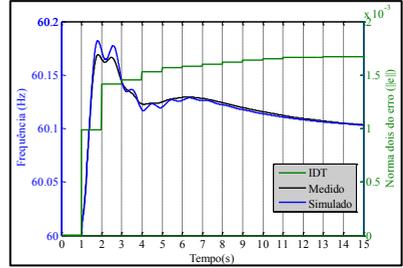


Figura 21 - desempenho do $IDT(f_2)$.

Na Figura 20 é possível observar que quanto maior o tamanho da janela utilizada maior será o valor do indicador $IDT(f_1)$. Em contrapartida, é observado na Figura 21 que uma janela maior que 12s não representa diferenças significativas nos valores de $IDT(f_2)$. Nos casos observados neste trabalho, janelas da ordem de 10s foram suficientes para o diagnóstico de erros nos modelos dinâmicos de simulação.

3.2.3 Localização do modelo impreciso

Com a disponibilidade de registros de PMUs em diversos pontos do sistema elétrico, como ilustrado na Figura 22, é possível determinar a qualidade dos modelos, por meio do indicador $IDT_p(y)$, para cada um dos p pontos de monitoramento do sistema.

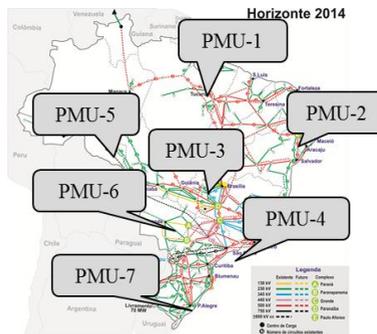


Figura 22 – Exemplo de um SEE monitorado por um conjunto de PMUs

Considerando a hipótese que as maiores discrepâncias são observadas nos pontos de monitoramento próximos ao modelo

impreciso, a localização da área com erro no modelo é identificada com base na análise dos maiores valores de $IDT_p(y)$. Para a identificação da área com imprecisão no modelo, é construída a hierarquia destes indicadores, calculada através de (14).

$$HIDT(y) = \frac{1}{IDT_{max}} \begin{bmatrix} IDT_1(y) \\ IDT_2(y) \\ \vdots \\ IDT_p(y) \end{bmatrix} \quad (14)$$

onde: IDT_{max} representa o maior valor de $IDT_p(y)$ entre os p pontos de monitoramento e é determinado pela expressão em (15).

$$IDT_{max} = \max_{p=1,\dots,m} IDT_p(y) \quad (15)$$

A região que indica a localização do modelo impreciso deve ser analisada através da hierarquia dos indicadores, calculado em (14). Na Figura 23 é ilustrado um exemplo de como os valores de $HIDT(y)$ podem identificar a área com imprecisão nos modelos.

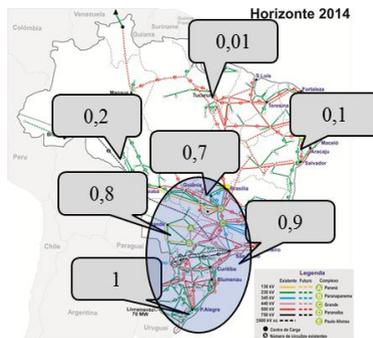


Figura 23 – Exemplo da identificação de áreas com erro no modelo através da $HIDT(y)$

3.3 ANÁLISE NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA

Para a avaliação da coerência dos modelos de simulação no domínio da frequência, aplica-se, a DFT nos sinais obtidos através da simulação e os registros do sistema, obtendo a decomposição destes

sinais em seus espectros de frequências. Após isso, as discrepâncias entre os dois sinais são mensurados através de indicadores numéricos, apropriados à característica deste sinal.

A DFT é um procedimento matemático usado para determinar o conteúdo harmônico ou de frequências de um sinal discreto no tempo [90]. Matematicamente, um vetor de um sinal no tempo \vec{y} com N amostras, pode ser decomposto em N componentes de frequência, conforme descrito em (16).

$$Y(\omega_k) = \sum_{n=1}^{N-1} y(t_n) \cdot e^{-j\omega_k t_n} \quad (16)$$

onde:

$y(t_n)$: amplitude do sinal de entrada no instante t_n ;

t_n : instante de tempo da amostra n ;

$Y(\omega_k)$: espectro do sinal y na frequência ω_k ;

ω_k : k th amostra da frequência, calculada por:

$$\omega_k = 2\pi f_s / N \quad (17)$$

f_s : frequência de amostragem do sinal y ;

N : número total de amostras de y .

A equação (16) mostra que $Y(\omega_k)$ é um número complexo se $y(t_n)$ for um número real, sendo esta característica predominante nas análises das medidas do SPMS.

Para a determinação das discrepâncias entre a resposta do modelo e registros de simulação no domínio da frequência, são comparados os coeficientes do espectro de frequências obtidos para os dois casos, como descrito a seguir.

3.3.1 Quantificação de discrepâncias

Dado que o espectro de frequências é composto por um número complexo é necessário que o indicador escolhido considere tanto a parte real quanto a parte imaginária deste número. Neste sentido, a literatura traz uma importante contribuição para a quantificação de diferenças entre números complexos: o TVE (sigla do inglês para *Total Vector Error*). Este indicador é utilizado na determinação do erro da estimação de fasores, conforme especificado no padrão IEEE C37.118-2011 [39].

A expressão do TVE aplicado ao conceito desta metodologia é descrita em (18).

$$TVE_k = \sqrt{\frac{[\Re(Y_k^{sim}) - \Re(Y_k^{ref})]^2 + [\Im(Y_k^{sim}) - \Im(Y_k^{ref})]^2}{\Re(Y_k^{ref})^2 + \Im(Y_k^{ref})^2}} \quad (18)$$

onde:

$\Re(Y_k^{sim})$: parte real da componente k do espectro de frequências do sinal simulado;

$\Re(Y_k^{ref})$: parte real da componente k do espectro de frequências do sinal obtido através do registro do sistema;

$\Im(Y_k^{sim})$: parte imaginária da componente k do espectro de frequências do sinal simulado;

$\Im(Y_k^{ref})$: parte imaginária da componente k do espectro de frequências do sinal obtido através do registro do sistema;

O cálculo da DFT deve ser aplicado aos sinais, simulado e medido, nas mesmas condições, sendo necessário que ambos os sinais possuam o mesmo número de amostras e aplicados em janelas de tempo equivalentes, garantindo a coerência da comparação entre os dois casos.

Na Figura 24 é ilustrado o esquema para o cálculo do valor do TVE entre o registro do sistema e o resultado da simulação.

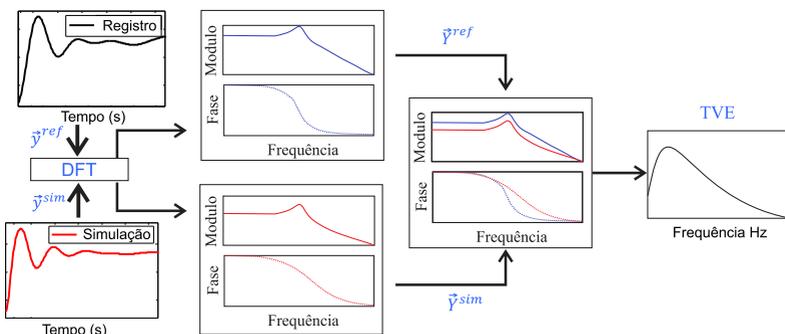


Figura 24 – Esquema para a determinação do valor do TVE.

A escolha do TVE para quantificar as discrepâncias está associada à necessidade de comparar informações de dois números complexos.

Testes foram realizados utilizando as informações da amplitude e da fase das componentes espectrais, porém nestes casos observou desempenho inferior em relação ao indicador proposto.

3.3.2 Indicador numérico de discrepâncias

Da mesma maneira que analisado no domínio do tempo, o indicador proposto, $IDF(Y)$, é determinado através da aplicação da norma 2 de sinais do valor de TVE , conforme expressão (19)

$$IDF_p(Y) = \|TVE\|_2 = \sqrt{\sum_{k=1}^N |TVE_k|^2} \quad (19)$$

onde:

$IDF_p(Y)$: Indicador de Discrepância no domínio da Frequência para a o espectro de frequências da medida y da PMU p ;

Levando em consideração o número de amostras utilizadas para o cálculo de $IDF_p(Y)$, os casos observados neste trabalho sugerem que janelas considerando os coeficientes da DFT até 5Hz são suficientes para a representação do indicador proposto.

3.3.3 Localização de modelos imprecisos

Semelhante ao caso no domínio do tempo, para realizar a comparação do desempenho de cada um dos pontos considerados pelo SPMS, os valores são organizados em uma hierarquia. Assim, definindo IDF_{max} com sendo o maior valor de IDF_p das p PMUs consideradas, a hierarquia dos indicadores é obtida através de (20).

$$HIDF(Y) = \frac{1}{IDF_{max}} \begin{pmatrix} IDF_1 \\ IDF_2 \\ \vdots \\ IDF_n \end{pmatrix} \quad (20)$$

A área com erros no modelo é analisada da mesma forma que discutido na seção 4.1.3, sendo a área com o pior desempenho um indicativo da localização do modelo impreciso no sistema.

3.4 ANÁLISE MODAL

Presente em grande parte das perturbações registradas em sistemas de potência, as oscilações eletromecânicas carregam a informação da interação entre as unidades geradoras do sistema. Desta maneira, discrepâncias observadas nestes modos de oscilação podem indicar a existência de erros no modelo destas unidades geradoras que estão interagindo.

Um modo de oscilação quando observado em perturbações do sistema, apresenta duas características importantes: frequência de oscilação (f) e taxa de amortecimento (ζ). Na Figura 25 são ilustradas estas duas informações em um exemplo de uma típica oscilação eletromecânica.

Para determinar as informações da frequência de oscilação e taxa de amortecimento, podem ser utilizadas duas diferentes abordagens. A primeira é baseada na linearização das equações do modelo dinâmico do sistema e a segunda consiste na identificação da característica modal através de informações no domínio do tempo [91].

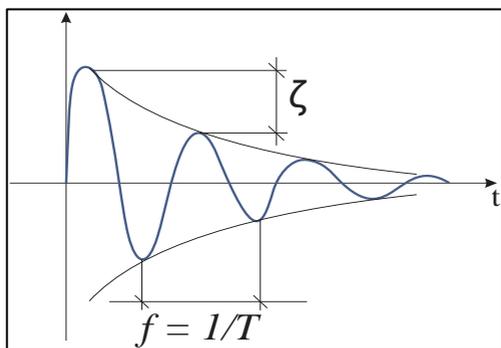


Figura 25 – Medidas da taxa de amortecimento e frequência de oscilação de um modo de oscilação.

No contexto da validação de modelos, as duas abordagens são relevantes para identificação de erros nos modelos de simulação. Para o caso simulado, os modos de oscilação e suas características podem ser obtidos através da linearização das equações do sistema disponíveis no modelo de simulação. Já para as medidas advindas do SPMS, a característica modal é obtida através de métodos matemáticos que realizam a estimação de um modelo dinâmico linear equivalente.

Ferramentas de análise modal como, por exemplo, Pacdyn [89], permitem o estudo da estabilidade eletromecânica à pequenas perturbações. Nesta abordagem as equações dinâmicas do SEE são linearizadas e as características modais do sistema obtidas através da manipulação da matriz A do sistema linearizado.

Considerando métodos de análise no domínio do tempo também é possível determinar a característica modal do sistema, porém com menor abrangência em vista que este processo determina uma aproximação do modelo. Destaca-se a utilização do método de Prony [64]-[65], que, basicamente, estima um sinal equivalente ao original através do somatório de exponenciais amortecidas.

3.4.1 Quantificação de discrepâncias

Para quantificar a discrepância da característica modal do sistema, são utilizadas as métricas da frequência de oscilação e a taxa de amortecimento dos modos de oscilação presentes no sistema. Assim são obtidas estas características para os registros do sistema e para o resultado da simulação, comparando as diferenças de acordo com as equações (21), para valor de frequência de oscilação, e (22), para o valor da taxa de amortecimento.

$$\Delta f = \frac{f^{sim} - f^{ref}}{f^{ref}} * 100\% \quad (21)$$

$$\Delta \zeta = \frac{\zeta^{sim} - \zeta^{ref}}{\zeta^{ref}} * 100\% \quad (22)$$

onde:

f^{sim} : frequência de oscilação para o caso simulado;

f^{ref} : frequência de oscilação para o registro do sistema;

ζ^{sim} : taxa de amortecimento para o caso simulado;

ζ^{ref} : taxa de amortecimento para o registro do sistema.

3.4.2 Localização de erro nos modelos

Para a localização do modelo impreciso do sistema é utilizada a informação do fator de participação do modo de oscilação do sistema. O fator de participação revela quais estados do sistema contribuem para o

aparecimento de modos de oscilação [92]. Desta maneira, discrepâncias observadas na frequência de oscilação e na taxa de amortecimento são atribuídas aos erros em parâmetros de componentes listados no fator de participação associado a este modo de oscilação.

3.5 SENSIBILIDADE DE TRAJETÓRIAS

A sensibilidade de um sistema dinâmico à variação de seus parâmetros é um dos conceitos básicos no tratamento de sistemas dinâmicos. Grandes divergências entre o sistema real e o modelo matemático podem aparecer quando há um desvio no valor de um parâmetro sensível a reposta do sistema [62].

Na validação de modelos, a sensibilidade das medidas aos parâmetros do modelo mostra-se de grande importância na investigação da origem de erros nos modelos, servindo de apoio ao ajuste de modelos imprecisos.

3.5.1 Descrição do método

A trajetória de um sistema dinâmico $z(t)$ e a evolução no tempo das variáveis deste sistema é definida em termos do fluxo (ϕ) em função do tempo (t) e dos parâmetros do sistema (ρ) [93].

$$z(t) = \phi(t, \rho) \quad (23)$$

onde ρ é o vetor de parâmetros do sistema exemplificado em (24).

$$\rho = [\rho_1 \ \rho_2 \ \rho_3 \ \dots \ \rho_n] \quad (24)$$

A sensibilidade das trajetórias fornece uma maneira de quantificar o efeito de um determinado parâmetro ρ em relação uma medida y . A sensibilidade da trajetória $S_y(t, \rho)$ é determinada através da derivada parcial do fluxo ϕ em relação aos parâmetros de interesse, como mostrado em (25).

$$S_y(t, \rho) = \left[\frac{\partial \phi_i(t, \rho)}{\partial \rho_1} \quad \frac{\partial \phi_i(t, \rho)}{\partial \rho_2} \quad \dots \quad \frac{\partial \phi_i(t, \rho)}{\partial \rho_n} \right] \quad (25)$$

Obter a sensibilidade destas trajetórias implica na descrição explícita do fluxo ϕ , o qual, em geral, é de difícil determinação. Porém, estes valores podem ser obtidos diretamente através da resposta da

simulação do comportamento dinâmico do sistema, sendo os valores de ϕ referentes às medidas de interesse, tais como: corrente, tensão, velocidade do rotor, etc. Nestas condições, a sensibilidade de trajetórias pode ser obtida como um subproduto da integração numérica na solução do conjunto de equações diferenciais do sistema, agregando menor esforço computacional [94].

De maneira alternativa, o comportamento da sensibilidade de trajetórias pode ser obtido de forma aproximada, através da quantificação da variação do valor de ϕ em relação à alteração do parâmetro ρ por meio de resultados de simulação [93]. A aproximação da sensibilidade de trajetórias é equacionada em (26) [95].

$$S_y(t, \rho) = \frac{\partial \phi_i(t, \rho)}{\partial \rho_n} \approx \frac{\phi(t, \rho_i + \Delta \rho_i) - \phi(t, \rho_i)}{\rho_i^{alt} - \rho_i^{ref}} \quad (26)$$

onde:

ρ_i^{ref} : valor nominal do parâmetro de interesse;

ρ_i^{alt} : valor do parâmetro nominal acrescido de $\Delta \rho_i$;

$\phi(t, \rho_i)$: resposta da simulação utilizando os parâmetros nominais do sistema;

$\phi(t, \rho_i + \Delta \rho_i)$: resposta da simulação obtida com o parâmetro ρ_i acrescido de $\Delta \rho_i$.

De forma complementar, a diferença entre os valores de $\phi(t, \rho_i)$ e $\phi(t, \rho_i + \Delta \rho_i)$ podem ser normalizados em função do valor de $\phi(t, \rho_i)$, obtendo-se assim os valores da sensibilidade em relação à variação absoluta das medidas do sistema, como equacionado em (27).

$$S_y(t, \rho) \approx \frac{\Delta \phi(t, \rho) / \phi^{ref}(t, \rho)}{\Delta \rho_i} = \frac{\left[\frac{\phi(t, \rho_i + \Delta \rho_i) - \phi(t, \rho_i)}{\phi(t, \rho_i)} \right]}{[\rho_i^{alt} - \rho_i^{ref}]} \quad (27)$$

A utilização deste tipo de metodologia requer grande esforço em construir uma simulação para cada parâmetro considerado na análise. Trabalhos utilizando a sensibilidade de trajetórias para grandes sistemas fazem uso da manipulação das equações do sistema de maneira a obter a sensibilidade de trajetórias como um subproduto da integração numérica, como demonstrado em [27]. Além disso, empregam-se técnicas de computação em paralelo para otimizar o tempo requerido para esta tarefa [96].

3.5.2 Quantificação da influência de parâmetros nas medidas

Sensibilidade de trajetórias pode ser utilizada para identificar parâmetros relevantes no modelo. Esta relevância pode ser quantificada através de uma norma apropriada. Considerando um sinal discreto no tempo a norma 2 pode ser escrita da seguinte forma [93]:

$$\|S_y(t, \rho)\|_2 = \sqrt{\sum_{n=1}^N S_y(t_n, \rho)} \quad (28)$$

onde: $S_y(t_k, \rho)$ corresponde ao valor da sensibilidade da medida y ao parâmetro ρ no instante de tempo da amostra n .

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As metodologias propostas neste capítulo têm como objetivo fornecer subsídios para o diagnóstico de erros nos modelos de simulação de sistemas de grande porte. Foram apresentadas quatro estratégias para o diagnóstico da existência de erros em modelos de simulação, sendo empregadas na quantificação de discrepâncias entre o resultado de simulação e registros do sistema e, de modo complementar, na identificação de áreas com imprecisão nos modelos.

Na primeira abordagem, as discrepâncias são avaliadas no domínio do tempo, sendo quantificado o erro entre as resposta do modelo e registros do sistema. Áreas com parâmetros imprecisos no modelo são identificadas através da análise da hierarquia dos pontos do sistema com pior desempenho.

De maneira semelhante, o segundo método quantifica as diferenças entre simulação e registro no domínio da frequência, aplicando a Transformada Discreta de Fourier em ambos os sinais e comparando o espectro de frequências para os dois casos.

No terceiro método, as discrepâncias observadas em modos de oscilação são atribuídas a erros nos modelos dos componentes do sistema listados no fator de participação associado a esse modo, sendo quantificadas as diferenças nas características de frequência e amortecimento.

O quarto método baseia-se na sensibilidade de trajetórias, em que o efeito da mudança de parâmetros é identificado nas medidas do sistema.

Esta abordagem busca investigar a origem das discrepâncias observadas no sistema, fornecendo um conjunto de parâmetros candidatos ao ajuste do modelo.

4. ESTUDO APLICADO DE CASOS DE SIMULAÇÃO

Para demonstrar a aplicabilidade das metodologias desenvolvidas é discutido neste capítulo o desempenho dos indicadores propostos através de estudos de simulação. São considerados dois sistemas teste: no primeiro, de pequeno porte, descreve-se com maior detalhamento a aplicação de cada uma das quatro metodologias propostas na avaliação de erros em modelos de simulação; no segundo sistema teste, são utilizados modelos do SIN, onde se destaca o desempenho dos indicadores no domínio do tempo e da frequência na localização de áreas com imprecisão nos modelos.

Para todos os casos apresentados serão consideradas a existência de PMUs em determinados pontos do sistema, sendo em nenhum dos casos apresentados utilizados medidas reais de SPMS.

4.1 ESTUDO DE CASO 1 – SISTEMA TESTE KUNDUR

Para este primeiro caso de estudo utiliza-se o sistema multimáquina com duas áreas apresentado em [3]. Este sistema possui quatro máquinas, sendo que em cada uma delas são utilizados três controladores: estabilizador de sistema de potência, regulador de velocidade e regulador de tensão. Na Figura 26 é mostrado o diagrama da topologia da rede para o sistema teste utilizado.

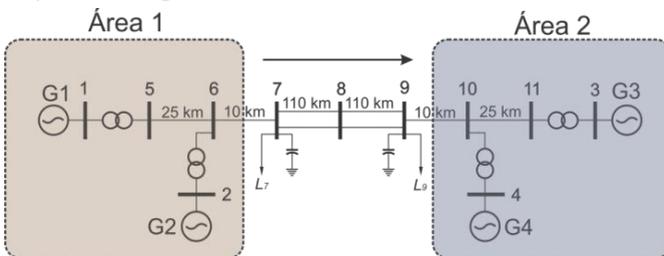


Figura 26 – Diagrama do Sistema teste proposto por [3].

Os modelos dos componentes de cada unidade geradora bem como os parâmetros do sistema da Figura 26 podem ser consultados no Anexo A deste documento.

Para a realização das simulações utilizou-se a ferramenta Organon [88], que permite avaliar em uma única plataforma de simulação as análises de regime permanente, transitório e segurança do SEE, sendo um aliado na agilidade dos estudos envolvendo modelos de grandes sistemas [97].

Para a demonstração das metodologias propostas, considera-se que as barras de geração são monitoradas através de PMUs, sendo utilizadas as medidas de potência ativa, potência reativa, frequência, tensão, corrente e ângulo nas barras 1, 2, 3 e 4.

O estudo é realizado através da análise do comportamento dinâmico do sistema frente a uma perturbação de perda de carga de 20% na área 1 (carga L7), aplicada no instante 2s. Nestas condições, dois casos de simulação são construídos:

- Caso Referência: simulação do evento com o valor nominal dos parâmetros do sistema.
- Caso Simulado: simulação do evento com a alteração da inércia da máquina 1 em 50% do valor do caso referência.

A magnitude da alteração do parâmetro da máquina síncrona 1 foi escolhida de maneira que as discrepâncias sejam visualmente observadas nas medidas do sistema.

Considerando que os registros das PMUs possibilitam a análise das medidas de potência ativa, potência reativa, frequência, tensão, corrente e ângulo do sistema, discrepância em qualquer uma destas medidas pode ser um indicativo da existência de erros nos modelos de simulação. Desta maneira, além de apresentar a aplicabilidade dos indicadores propostos, as subseções a seguir também são dedicadas a discutir o desempenho de cada medida na avaliação de erros nos modelos de simulação.

Considerando os cenários de simulação descritos, aplicam-se as metodologias propostas na avaliação do efeito da alteração do parâmetro da máquina síncrona 1 nas medidas do sistema. Os itens a seguir detalham os resultados de cada método descrito no capítulo 3.

4.1.1 Análise no domínio do tempo

Na análise no domínio do tempo, erros em modelos de simulação são identificados através da avaliação da aderência entre registro e simulação do sistema. Esta comparação pode ser realizada através de

qualquer uma das medidas disponibilizadas pelo SPMS, porém, destaca-se, que nem todas estas medidas são adequadas à avaliação da qualidade dos modelos. Assim, as discussões a seguir são realizadas separadamente para as medidas de potência ativa, potência reativa, frequência, tensão, corrente e ângulo, de modo a destacar as características de cada uma destas medidas.

4.1.1.1 Potência ativa

Na Figura 27 é ilustrado o comportamento no tempo da injeção de potência ativa nas quatro barras de geração para o caso referência (curvas em preto) e para o caso simulado (curvas em vermelho).

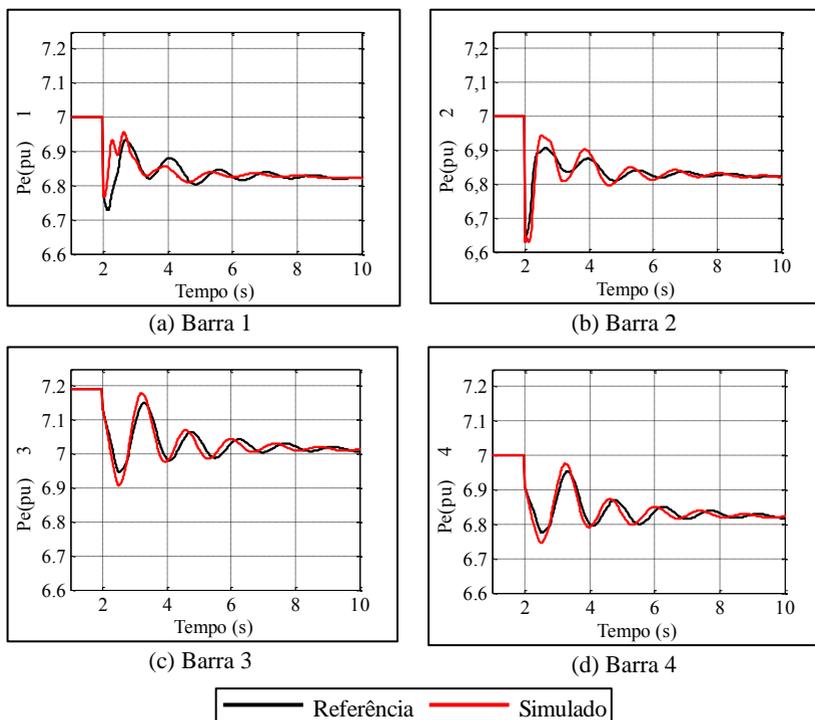


Figura 27 – Gráficos de potência ativa para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.

As diferenças visualmente observadas são o principal indicativo a respeito da existência de erros em modelos de simulação. Porém, torna-se difícil inferir sobre o desempenho de cada um destes pontos e analisá-los de maneira conjunta somente através de observações qualitativas. A quantificação das discrepâncias de cada ponto do sistema permite que análises sejam realizadas de maneira mais precisa. Para as medidas de potência ativa verificadas nesta análise, são determinados os valores dos indicadores equacionados na seção 3.2 e apresentados na Tabela 2.

Os indicadores apresentados são coerentes com o comportamento esperado, sendo o pior desempenho relacionado à barra onde se localiza a unidade de geração com erro no modelo de simulação.

Tabela 2 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de potência ativa

<i>PMU</i>	$IDT_p(Pe)$	$HIDT(Pe)$
Barra 1	0,093536	1,00
Barra 2	0,063355	0,68005
Barra 3	0,060302	0,66772
Barra 4	0,054207	0,58392

Considerando os valores de *HIDT* para a medida de potência ativa observa-se que o erro no parâmetro H da UG 1 afeta mais expressivamente o comportamento da potência ativa da barra 1, em comparação com as demais medidas. Esta característica indica que as medidas de potência ativa apresentam bom desempenho na localização do modelo impreciso no sistema.

4.1.1.2 Potência Reativa

Considerando a medida de potência reativa, a aderência entre os resultados do caso de simulação e referência podem ser visualizados na Figura 28.

Novamente discrepâncias podem ser percebidas visualmente através do exame das duas respostas, porém quando estas diferenças são quantificadas torna-se possível inferir de maneira mais precisa a respeito do desempenho de cada uma destas medidas, conforme mostrados na Tabela 3.

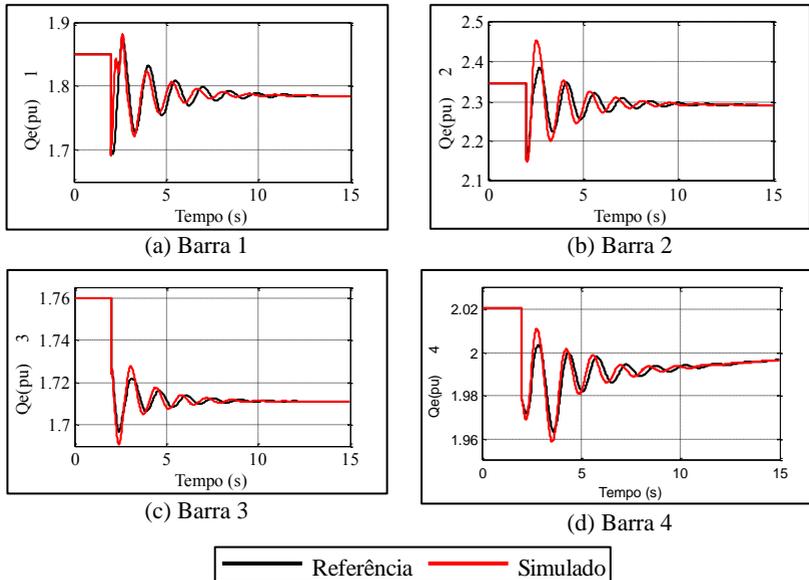


Figura 28 – Gráficos de potência reativa para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.

Semelhantemente ao caso da potência ativa, observa-se que o indicador com pior desempenho está relacionado à barra da unidade geradora onde está localizado o modelo impreciso, neste caso a barra 1. Porém, para a medida de potência reativa o IDT referente à barra 2 apresenta valores muito próximos aos indicadores da barra 1. Este comportamento demonstra que a alteração do parâmetro H da UG 1 afeta de maneira semelhante o comportamento da potência reativa tanto na barra 1 quanto na barra 2, não sendo possível afirmar com clareza qual destas duas barras possui o pior desempenho.

Tabela 3 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de potência reativa

<i>PMU</i>	$IDT_n(Qe)$	$HIDT(Qe)$
Barra 1	0,25045	1,00
Barra 2	0,24911	0,99519
Barra 3	0,032907	0,13145
Barra 4	0,04425	0,17726

4.1.1.3 Frequência

Os gráficos das medidas de frequência do caso referência e do caso simulado para as barras 1, 2, 3 e 4 são mostrados na Figura 29. Para este caso é possível observar que existe uma aderência melhor entre as duas respostas, quando comparados com as discrepâncias das medidas de potência ativa e reativa. Esse comportamento demonstra que a alteração do parâmetro provoca discrepâncias de menor magnitude em comparação com as anteriores.

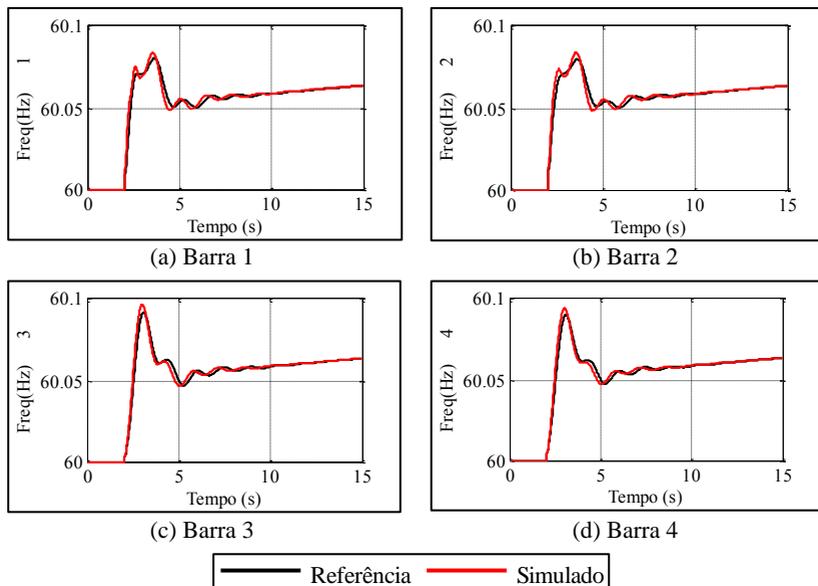


Figura 29 – Gráficos das medidas de frequência para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.

Quantitativamente, os indicadores apresentados na Tabela 4 sinalizam diferenças de pequena magnitude quando comparado aos indicadores de potência ativa e reativa, sendo observado que o *IDT* de cada barra apresenta valores muito próximos.

Apesar das maiores discrepâncias estarem relacionadas à barra onde se localiza a imprecisão no modelo, o desempenho numérico dos indicadores mostram que o efeito da alteração do parâmetro *H* na UG1 provoca discrepâncias com valores muito próximos em todas as barras do sistema. Esta característica dificulta que erros em modelos sejam identificados através da análise dos indicadores propostos.

Tabela 4 - Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de frequência

<i>PMU</i>	$IDT_n(f)$	$HIDT(f)$
Barra 1	0,0012370	1,00
Barra 2	0,0011968	0,96744
Barra 3	0,0011665	0,94296
Barra 4	0,0010822	0,87475

4.1.1.4 Tensão

Os gráficos das tensões nas barras 1, 2, 3 e 4 para o caso referência e o caso simulado, são mostrados na Figura 30. A análise quantitativa mostra que a alteração do parâmetro H da UG 1 apresenta pequenos valores para o *IDT*, porém estas discrepâncias são mais evidentes na barra 1 em relação às demais barras, como descrito nas informações da Tabela 5.

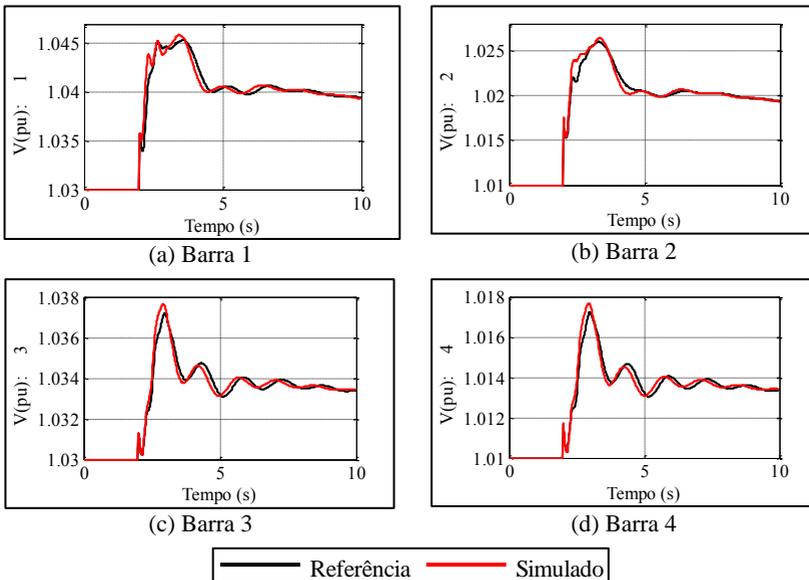


Figura 30 – Gráficos da medida de tensão para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.

Para a medida de tensão, os indicadores também identificam com sucesso a barra 1 com pior desempenho. Além disso, destaca-se que o efeito do erro no modelo é consideravelmente maior nas medidas da barra 1 em relação às demais barras, demonstrando bom desempenho na localização da barra onde foi alterado o parâmetro no modelo.

Tabela 5 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de tensão

<i>PMU</i>	<i>IDT_n(V)</i>	<i>HIDT(V)</i>
Barra 1	0,0148080	1,00
Barra 2	0,0109590	0,73763
Barra 3	0,0061164	0,41165
Barra 4	0,0062448	0,42029

4.1.1.5 Corrente

Para a medida de corrente, as aderências entre os resultados do caso de simulação e referência podem ser visualizadas na Figura 31, sendo as informações da quantificação das discrepâncias descritas na Tabela 6.

Tabela 6 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de corrente

<i>PMU</i>	<i>IDT_n(I)</i>	<i>HIDT(I)</i>
Barra 1	0,088302	1,00
Barra 2	0,068131	0,77123
Barra 3	0,053212	0,60048
Barra 4	0,043957	0,49614

Considerando os valores de *HIDT(I)* para a medida de corrente, observa-se que a discrepância na barra 1 possui uma predominância em relação às demais barras. No contexto deste estudo, identifica-se que o erro no parâmetro H da UG 1 afeta mais expressivamente o comportamento da barra 1 em comparação com as demais barras, sendo um bom indicador da localização do parâmetro do modelo alterado.

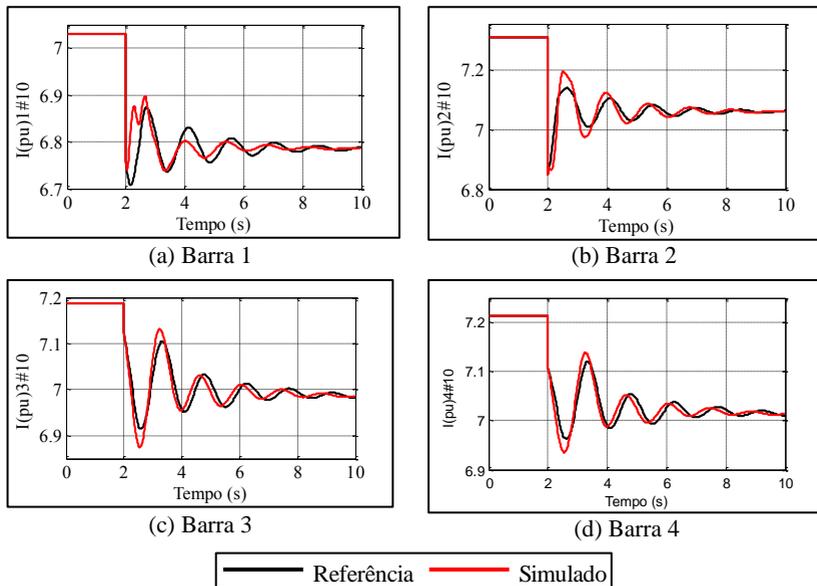


Figura 31 – Gráficos da medida de corrente para o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.

4.1.1.6 Ângulo da barra

O comportamento no tempo para o caso referência e o caso simulado, para a medida do ângulo das barras 1, 2, 3 e 4 está ilustrado nos gráficos da Figura 32. Visualmente é possível identificar as discrepâncias nas medidas de ângulo nas quatro barras do sistema.

Os indicadores referentes às medidas de ângulo nas quatro barras estão descritos na Tabela 7.

Tabela 7 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de ângulo

<i>PMU</i>	<i>IDT_n(ang)</i>	<i>HIDT(ang)</i>
Barra 1	0,30164	0,60594
Barra 2	0,46189	0,92784
Barra 3	0,49781	1,00
Barra 4	0,20058	0,40292

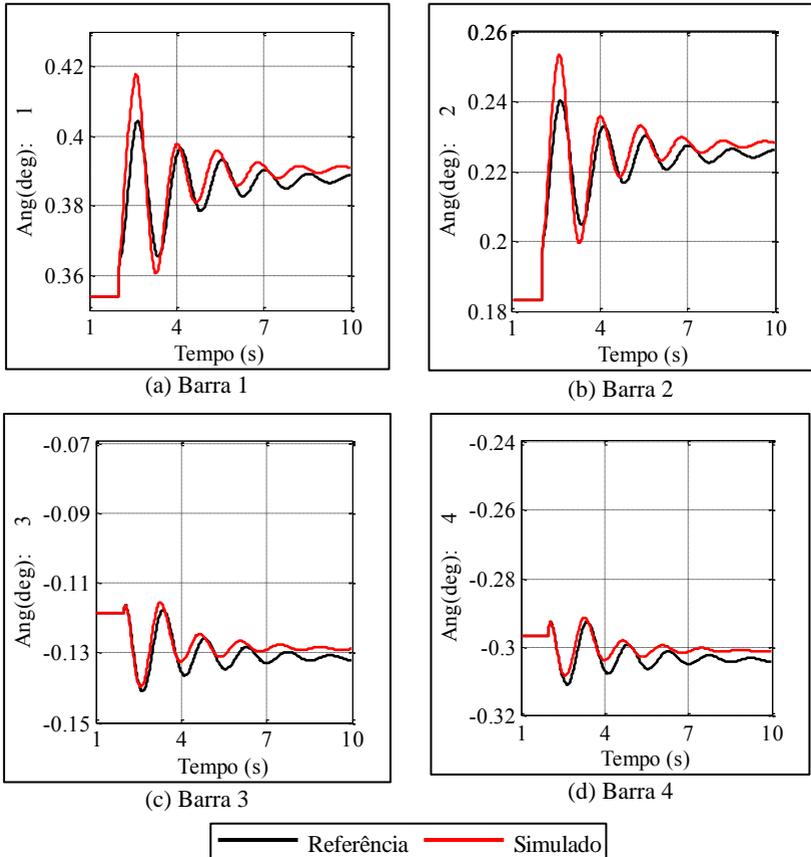


Figura 32 – Gráficos da medida do ângulo o caso referência e simulado nas barras 1, 2, 3 e 4.

Para a medida do ângulo nas barras o desempenho dos indicadores não conseguiu identificar a barra onde está localizada a UG com o parâmetro alterado. Um provável motivo da ineficiência dos resultados para a medida de ângulo pode ser na construção da quantificação das discrepâncias, onde se utiliza o valor normalizado da diferença entre os dois valores. Uma alternativa investigada para contornar este problema, foi à utilização do valor absoluto da diferença entre as duas curvas, substituindo a equação (12) pela (29) no cálculo do $IDT(ang)$, esta abordagem alcançou com melhor precisão os resultados esperados, como observado na Tabela 8.

$$e(t_n) = y^{sim}(t_n) - y^{ref}(t_n) \quad (29)$$

Tabela 8 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas de ângulo

<i>PMU</i>	<i>IDT_n(ang)</i>	<i>HIDT(ang)</i>
Barra 1	0.1167	1,00
Barra 2	0.1043	0,8937
Barra 3	0.0655	0,5612
Barra 4	0.0610	0,5227

Outra característica que deve ser observada é quanto à disponibilidade do valor do ângulo pelo simulador. No caso deste estudo, onde se utiliza o software ORGANON, o valor do ângulo da barra é determinado em relação a um ângulo de referência δ_0 , calculado de acordo com a expressão a seguir:

$$\delta_0 = \frac{1}{\sum_{i=1}^n M_i} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \quad (30)$$

onde:

M_i : momento de inércia da máquina síncrona i ;

δ_i : ângulo do gerador da máquina síncrona i ;

n : número total de máquinas síncronas do sistema.

Observa-se que desta maneira o valor do ângulo da barra dependerá tanto das inercias das máquinas do sistema bem como dos ângulos das barras do sistema para cada simulação. Considerando que o parâmetro alterado do sistema foi justamente a inércia da máquina síncrona 1 e que os ângulos das simulações com e sem a alteração do parâmetro são de diferentes magnitudes, os valores do ângulo de referência entre os dois casos serão diferentes, não sendo adequado comparar os dois casos.

Uma alternativa pode ser a utilização da medida de ângulo de umas das barras como referência às demais medidas. Neste caso corre-se o risco de escolher como referência a barra onde se localiza o modelo impreciso, comprometendo o desempenho dos indicadores. Assim a escolha da medida para servir de referência deve ser escolhida de maneira adequada. Neste trabalho a escolha se baseou naquela medida que menos sofreu alterações em decorrência da perturbação do sistema.

Na Tabela 9 são mostrados os valores dos indicadores para a medida de ângulo utilizando como referência a barra 4 do sistema. É

possível observar que o pior desempenho está associado à diferença angular entre a barra 4 e a barra 1.

Tabela 9 – Indicadores de discrepâncias no domínio do tempo para as medidas da diferença angular

<i>PMU</i>	<i>IDT_n(ang)</i>	<i>HIDT(ang)</i>
Dif ang 4-1	0.12092	1,00
Dif ang 4-2	0.10690	0,8840
Dif ang 4-3	0.01075	0,0089
Dif ang 4-4	0,00	–

4.1.2 Análise no domínio da frequência

Aplicando-se a DFT nas medidas do sinal do caso referência e no sinal do caso com parâmetros alterados são determinados os indicadores no domínio da frequência, quantificando as diferenças existentes no espectro de frequências destes sinais.

Para tanto é escolhida uma janela de análise entre os valores de 2 e 10s, considerando o período transitório das medidas do sistema. Na escolha da janela é recomendado evitar períodos onde há descontinuidade no sinal, de maneira a garantir uma boa resposta do método. Tanto o sinal referência como o sinal gerado a partir do modelo impreciso, são amostrados em uma taxa de 3600 pontos por segundo.

Semelhante ao caso no domínio do tempo, as discussões a respeito da avaliação da qualidade dos modelos de simulação, através dos indicadores propostos na seção 3.3, são apresentadas para cada uma das medidas consideradas, destacando a aplicabilidade de cada medida.

4.1.2.1 Potência Ativa

Na Figura 33 é ilustrada a comparação entre o sinal do caso referência (curva em preto) e o sinal do caso simulado (curva em vermelho), para a amplitude do espectro de frequências da medida de potência ativa nas quatro barras do sistema.

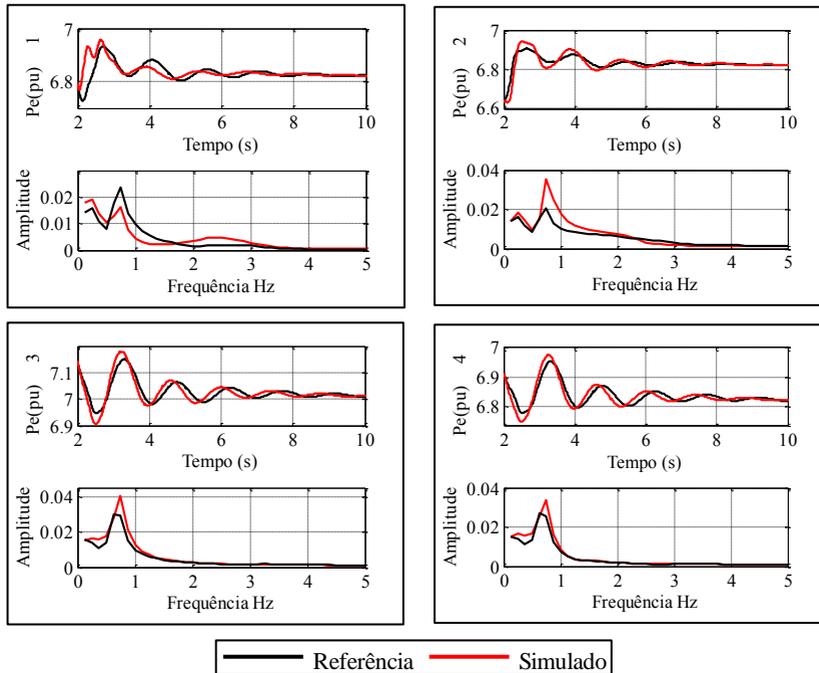


Figura 33 – Espectro de frequências para as medidas de potência ativa das Barras 1, 2, 3 e 4.

Através da análise visual da diferença entre os espectros de frequências dos dois casos é possível observar a discordância entre as duas respostas, mostrando que a alteração do parâmetro influencia no espectro de frequências do sistema. As diferenças observadas nos gráficos da Figura 33 são quantificadas através dos indicadores propostos na seção 3.3, e apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de potência ativa.

<i>PMU</i>	$TVE_n(P_e)$	$HIDF(P_e)$
Barra 1	8.7713	1,00
Barra 2	2.6370	0.30064
Barra 3	2.0809	0.23725
Barra 4	2.9293	0.33397

Em relação aos valores dos indicadores, se observa que o efeito da alteração do parâmetro H da UG1 provoca discrepâncias maiores no espectro de frequências da barra 1 em relação às demais barras, demonstrando bom desempenho na localização do modelo impreciso.

4.1.2.2 Potência Reativa

O espectro de frequências da potência reativa para o caso simulado e o caso de referência é ilustrado na Figura 34. As discrepâncias entre os dois casos podem ser observadas nas quatro barras do sistema.

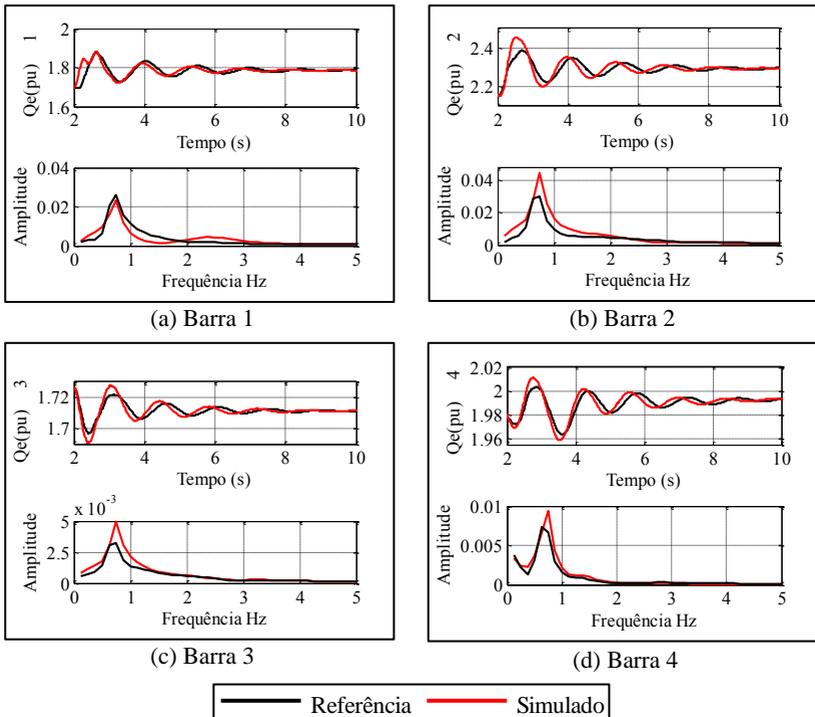


Figura 34 – Espectro de frequências para as medidas de potência reativa das barras 1, 2, 3 e 4.

A quantificação das discrepâncias, mostrado na Tabela 11, demonstram que as piores discrepâncias estão associadas mais fortemente às medidas da barra 1 em comparação com as demais barras.

Tabela 11 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de potência reativa

<i>PMU</i>	$TVE_n(Qe)$	$HIDF(Qe)$
Barra 1	7.3076	1,00
Barra 2	4.5153	0.61789
Barra 3	2.1157	0.28952
Barra 4	4.557	0.6236

Diferentemente do caso do domínio no tempo, os valores das discrepâncias observadas no espectro de frequências são bem mais expressivas para a barra 1 em comparação com as demais, demonstrando boa identificação da localização da barra onde foi alterado o parâmetro do modelo.

4.1.2.3 Frequência

O comportamento no tempo para o caso referência e o caso simulado, para a medida de frequência nas quatro barras do sistema está ilustrado nos gráficos da Figura 35.

As pequenas variações já observadas no domínio do tempo refletem nas análises da comparação do espectro de frequências desta medida. Sendo observadas pequenas diferenças entre os casos referência e simulado. Porém a quantificação destas discrepâncias destaca que as maiores diferenças são observadas na barra 1, conforme Tabela 12.

Tabela 12 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de frequência

<i>PMU</i>	$TVE_n(f)$	$HIDF(f)$
Barra 1	1.75890	1,00
Barra 2	1.57680	0.89649
Barra 3	0.54338	0.30893
Barra 4	0.50443	0.28679

Ao contrário do observado no domínio do tempo, as discrepâncias do espectro de frequências apresentam bom desempenho a respeito da localização da imprecisão no modelo de simulação.

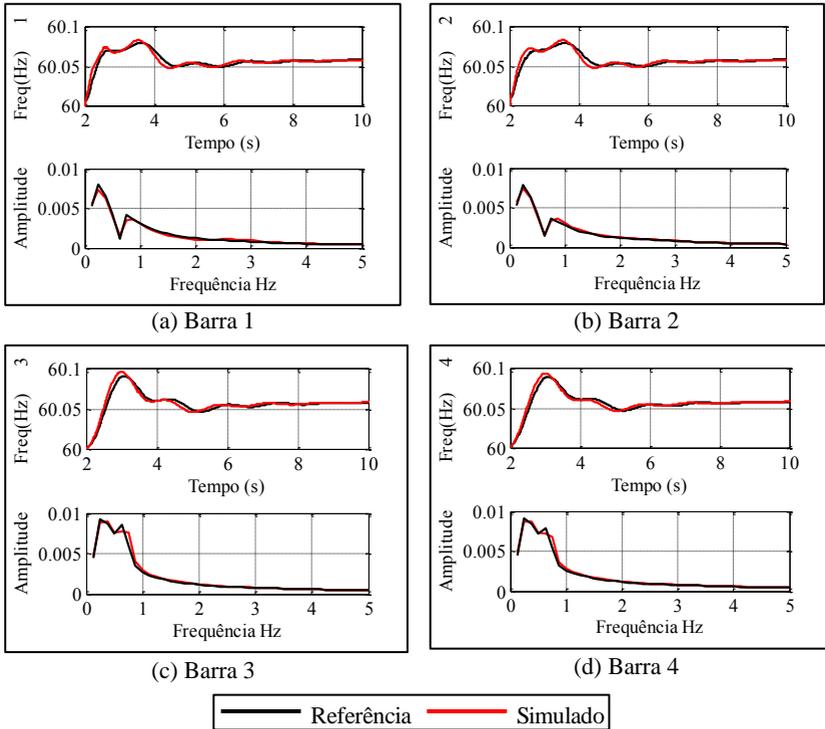


Figura 35 – Espectro de frequências para as medidas de frequência das barras 1, 2, 3 e 4.

4.1.2.4 Tensão

Para os valores de tensão, os gráficos no domínio do tempo e a amplitude do espectro de frequências para cada barra são mostrados na Figura 36.

Tabela 13 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de tensão

<i>PMU</i>	$TVE_n(V)$	$HIDF(V)$
Barra 1	2.5636	1,00
Barra 2	1.54440	0.60243
Barra 3	0.96959	0.37821
Barra 4	0.98394	0.38381

A quantificação das discrepâncias, apresentada na Tabela 13, mostra que para este caso o pior desempenho do indicador está associado à barra 1 do sistema.

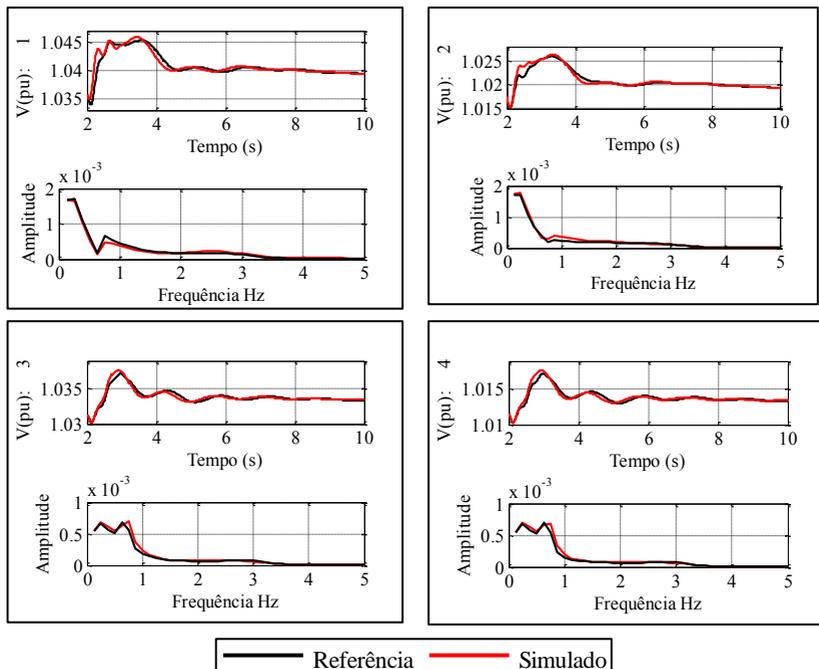


Figura 36 – Espectro de frequências para as medidas de tensão das barras 1, 2, 3 e 4.

4.1.2.5 Corrente

Assim como nos demais casos, a quantificação das diferenças no espectro de frequências para o caso base e o caso simulado apresenta maiores discrepâncias relacionada à medida de corrente da barra 1, conforme a Figura 37.

A verificação das discrepâncias em cada barra pode ser visualizada nos indicadores *IDT* e *HIDT*, apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de corrente

<i>PMU</i>	$TVE_n(I)$	$HIDF(I)$
Barra 1	19.6992	1,00
Barra 2	15.0627	0.76464
Barra 3	11.8339	0.60073
Barra 4	14.0222	0.71181

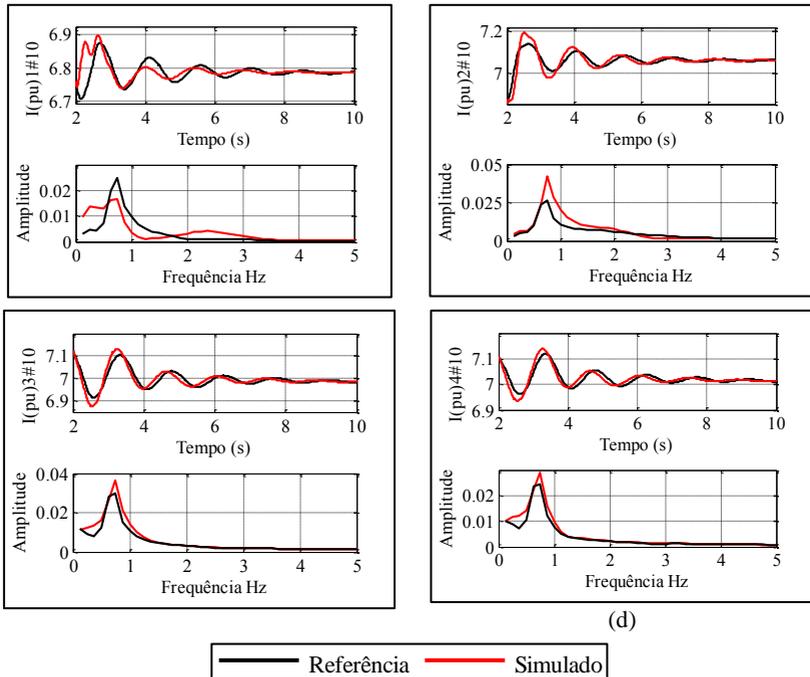


Figura 37 – Espectro de frequências para as medidas de corrente das barras 1, 2, 3 e 4.

4.1.2.6 Ângulo

Para os valores de ângulo, os gráficos no domínio do tempo e o espectro de frequências para cada barra do sistema são mostrados na Figura 38. A quantificação das diferenças observadas nos espectros de frequência é apresentada na Tabela 15, onde o pior desempenho está associado à barra 1.

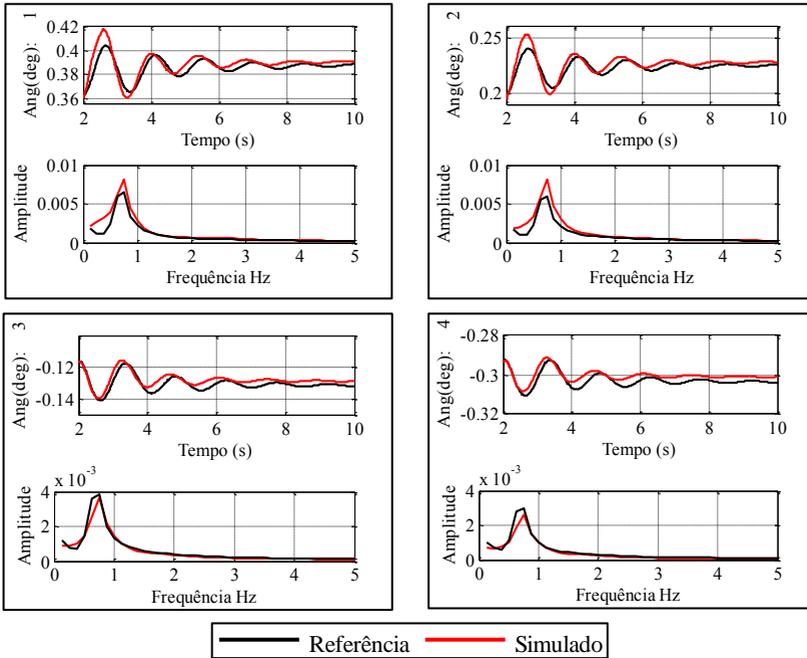


Figura 38 – Espectro de frequências para as medidas de ângulo das barras 1, 2, 3 e 4.

Ao contrário dos indicadores no domínio do tempo, os resultados obtidos através da análise espectral apresentaram resultado satisfatório quando a localização do parâmetro alterado no sistema utilizando o valor do ângulo das barras.

Tabela 15 – Indicadores de discrepâncias no domínio da frequência para as medidas de ângulo

<i>PMU</i>	$TVE_n(Ang)$	$HIDF(Ang)$
Barra 1	4.1226	1
Barra 2	3.2886	0.7977
Barra 3	1.6521	0.40074
Barra 4	2.6074	0.63247

4.1.3 Análise da característica modal

Nesta seção é descrito o efeito da alteração do parâmetro H da máquina síncrona 1 na característica modal do sistema. Para esta análise é utilizando o software de análise linear PacDyn.

A identificação de erros em modelos de simulação através da característica modal do sistema é determinada através da análise de discrepâncias observadas nos modos de oscilação. Para o caso base do sistema teste são observados três modos de oscilação de interesse, mostrados na Tabela 16.

Tabela 16 – Modos de oscilação de interesse para o caso referência

Modo	Real	Imaginaria	Modulo	Freq. (Hz)	Amort.(%)
1	-0,4141	$\pm 4,3790$	4,3985	0,6969	9,4147
2	-1,0694	$\pm 8,0424$	8,1132	1,2800	13,181
3	-2,1168	$\pm 8,2758$	8,5422	1,3171	24,781

A natureza de um modo de oscilação (interárea, local, intraplanta, etc.) pode ser determinada através da análise dos fatores de participação associado ao modo de interesse, sendo este a identificação de quanto cada variável de estado contribui para o aparecimento do modo. Na Figura 39 são mostrados os fatores de participação de cada modo de oscilação.

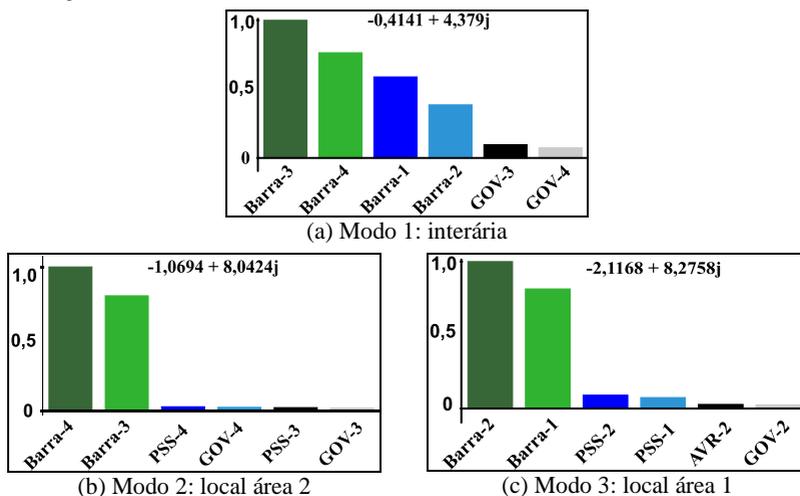


Figura 39 – Fator de Participação do caso referência para os modos de oscilação de interesse

Através da análise do fator de participação são observadas as seguintes características:

- o modo 1, Figura 39(a), está associado, mais fortemente, aos estados das máquinas síncronas 1, 2, 3 e 4, sendo caracterizado como um modo interárea.
- o modo 2, Figura 39(b), está associado aos estados relacionados às máquinas 3 e 4, caracterizando-se como um modo local da área 2.
- o modo 3, Figura 39(c), também é definido como sendo um modo local, sendo associado a área 1 com a maior participação dos estados relacionados às máquinas 1 e 2.

Para o caso considerando a alteração do parâmetro H no modelo da máquina síncrona 1, os novos valores dos modos de oscilação são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Modos de oscilação de interesse para o caso com parâmetros alterados

Modo	Real	Imaginaria	Modulo	Freq. (Hz)	Amort.(%)
1	-0,5265	$\pm 4,6277$	4,6576	0,7365	11,304
2	-1,0655	$\pm 8,0450$	8,1153	1,2804	13,130
3	-2,8878	$\pm 10,572$	10,960	1,6827	26,349

Para este novo caso, o fator de participação para os três modos de interesse é mostrado na Figura 40.

Da mesma maneira como discutido para o caso referência, através da análise do fator de participação de cada modo de oscilação são observadas as seguintes características:

- o modo 1, Figura 40(a), está associado, mais fortemente, aos estados das máquinas síncronas 1, 2, 3 e 4, sendo caracterizado como um modo interárea.
- o modo 2, Figura 40(b), está associado aos estados relacionados às máquinas 3 e 4, caracterizando-se como um modo local da área 2.
- o modo 3, Figura 40(c), também é definido como sendo um modo local, sendo associado a área 1 com participação dos estados relacionados às máquinas 1 e 2.

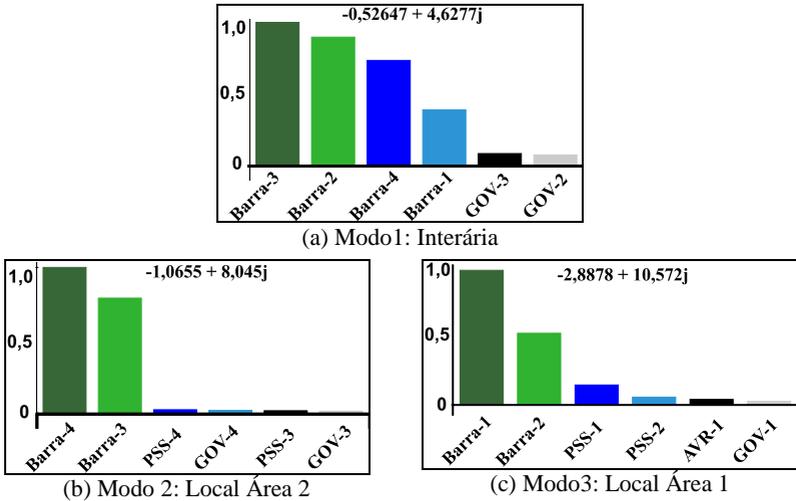


Figura 40 - Fator de Participação do caso com parâmetros alterado referência para modos de oscilação de interesse

Conhecendo a natureza do modo de oscilação é possível verificar o efeito da mudança do parâmetro H em cada um destes modos. A quantificação da discrepância da característica da frequência de oscilação e taxa de amortecimento dos modos de oscilação, obtidos através das equações (21) e (22) respectivamente, podem ser observadas no gráfico de barras mostrado na Figura 41.

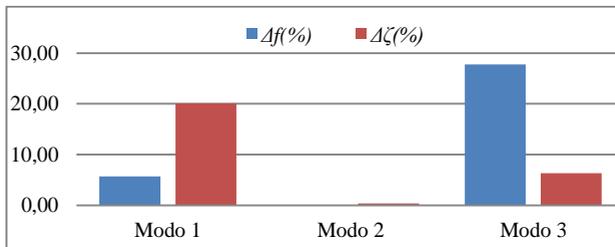


Figura 41 – Discrepâncias da frequência de oscilação (barra em azul) e taxa de amortecimento (barra em vermelho) para os três modos de oscilação de interesse.

Para o modo 1, podem ser observadas discrepâncias em torno de 6% e 20% para os valores da frequência e amortecimento, respectivamente. Como este modo de oscilação esta associada às quatro

máquinas do sistema, a discrepância identificada pode ser proveniente de erros em parâmetros de qualquer uma destas máquinas.

Já na análise do modo 2, não são detectadas discrepâncias para os valores de frequência e amortecimento. Considerando que este modo de oscilação está associado às máquinas 2 e 3, pode-se inferir que os modelos destas duas máquinas estão representados de maneira correta.

Por fim, na análise do modo 3 podem ser observadas discrepâncias em torno de 28% e 6% para os valores da frequência e amortecimento, respectivamente. Com característica local associado à participação das máquinas 1 e 2, a discrepância deste modo de oscilação releva a existência de erros em uma destas duas máquinas.

4.1.3.1 Estudos complementares

De maneira complementar foram realizados estudos para avaliar a influência de outros parâmetros nas características de frequência de oscilação e taxa de amortecimento dos três modos de oscilação em estudo. Os parâmetros considerados nesta análise são mostrados na Tabela 18.

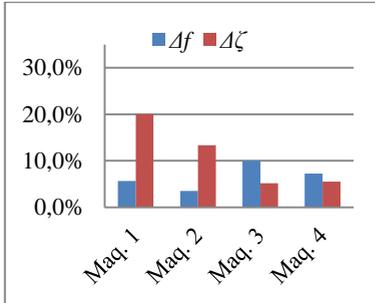
Tabela 18 - Valores base e alterado de cada parâmetro selecionado

Maquina síncrona		Reg. Vel.(GOV)		Reg. Tensão (AVR)		PSS	
Base	Alterado	Base	Alterado	Base	Alterado	Base	Alterado
H_1 = 4,938	H_1 = 2,469	R_1 = 0,05	R_1 = 0,1	Ra_1 = 200	Ra_1 = 100	$K1_1$ = 20	$K1_1$ = 10
H_2 = 4,938	H_2 = 2,469	R_2 = 0,05	R_2 = 0,1	Ra_1 = 200	Ra_1 = 100	$K1_1$ = 20	$K1_1$ = 10
H_3 = 4,938	H_3 = 2,469	R_3 = 0,05	R_3 = 0,1	Ra_1 = 200	Ra_1 = 100	$K1_1$ = 7	$K1_1$ = 3,5
H_4 = 4,938	H_4 = 2,469	R_4 = 0,05	R_4 = 0,1	Ra_1 = 200	Ra_1 = 100	$K1_1$ = 7	$K1_1$ = 3,5

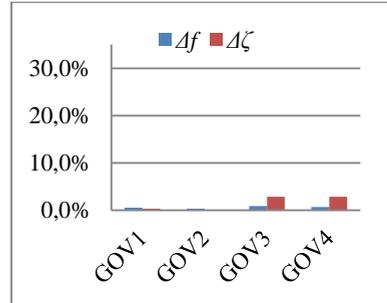
A primeira análise é dedicada à observação do efeito da alteração dos parâmetros na característica do modo de oscilação interárea. Na Figura 42 são ilustradas as discrepâncias para a frequência de oscilação (Δf) e taxa de amortecimento ($\Delta \zeta$) relacionado ao modo interárea. Os resultados foram separados em quatro gráficos: no gráfico (a) são mostrados o efeito da alteração dos parâmetros das máquinas síncronas 1, 2, 3 e 4; no gráfico (b) pode ser visualizado o efeito da alteração dos parâmetros dos quatro reguladores de velocidade; no gráfico (c) os

resultados para alteração dos parâmetros dos reguladores de velocidade são apresentados; no gráfico (d) avalia-se as discrepâncias considerando a alteração do parâmetro dos PSSs das barras 1, 2,3 e 4.

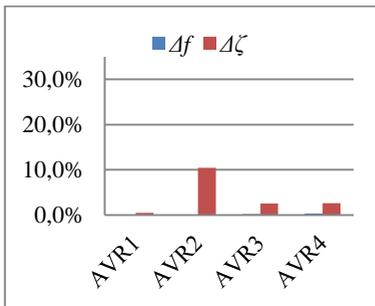
Modo 1: Interárea



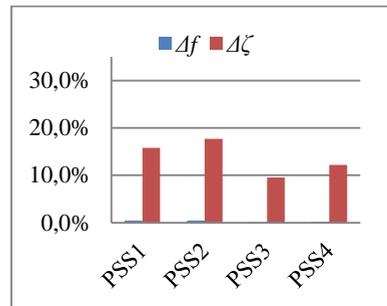
(a) Alteração da inércia (H) das máquinas síncronas 1, 2, 3 e 4



(b) Alteração do parâmetro R dos reguladores de velocidades 1, 2, 3 e 4



(c) Alteração do parâmetro R_a dos reguladores de velocidades 1, 2, 3 e 4



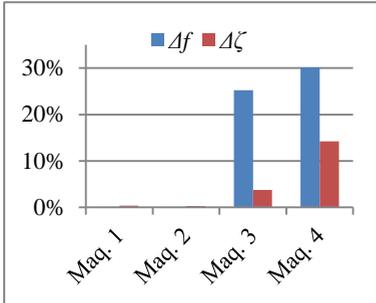
(d) Alteração do parâmetro KI dos PSSs 1, 2, 3 e 4

Figura 42 – Discrepância do modo de oscilação interárea para mudança de parâmetros nos componentes do modelo do sistema.

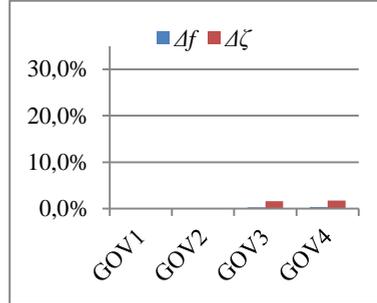
É possível observar na Figura 42 que a amplitude das discrepâncias é mais acentuada quando alterados os valores da inércia das máquinas síncronas e o ganho dos PSS. Levando-se em conta que o fator de participação deste modo é formado pelas quatro máquinas do sistema (Figura 39(a)), a alteração em qualquer um dos componentes pode provocar discrepâncias neste modo de oscilação. Porém observa-se que as discrepâncias referentes aos parâmetros dos reguladores de velocidade apresentam pequenas amplitudes.

Para o modo 2, caracterizado como um modo local associado às máquinas 3 e 4, as discrepâncias possuem comportamento bem definido, sendo os efeitos da mudança dos parâmetros relacionados às máquinas 1 e 2 e seus controladores imperceptíveis nas discrepâncias do modo de oscilação. Este comportamento pode ser visualizado na Figura 43.

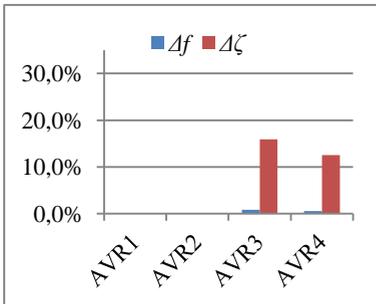
Modo 2: Local área 2



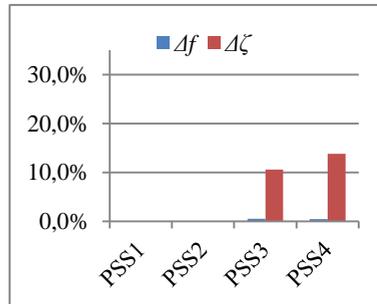
(a) Alteração da inércia (H) das máquinas síncronas 1, 2, 3 e 4



(b) Alteração do parâmetro R dos reguladores de velocidades 1, 2, 3 e 4



(c) Alteração do parâmetro R_a dos reguladores de velocidades 1, 2, 3 e 4



(d) Alteração do parâmetro KI dos PSSs 1, 2, 3 e 4

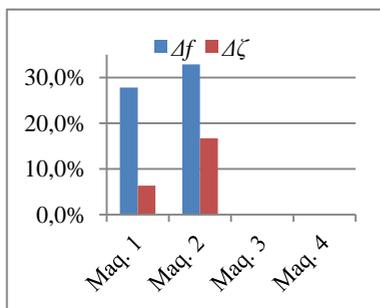
Figura 43 - Discrepância do modo de oscilação local da área 2 para mudança de parâmetros do sistema.

Novamente as maiores discrepâncias são observadas para o parâmetro da máquina síncrona e, em contrapartida, mudanças na variável dos reguladores de velocidade (GOV 1, 2, 3 e 4) causam mínimas discrepâncias neste autovalor.

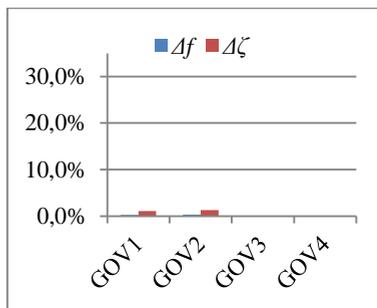
Para o modo 3, caracterizado como um modo local entre as máquinas 1 e 2, as discrepâncias possuem comportamento semelhante

ao caso anterior, sendo os efeitos da mudança dos parâmetros relacionados às máquinas 3 e 4 e seus controladores imperceptíveis nas discrepâncias do modo de oscilação. Este comportamento é mostrado na Figura 44.

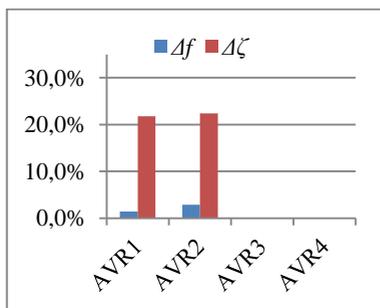
Modo 3: Local área 1



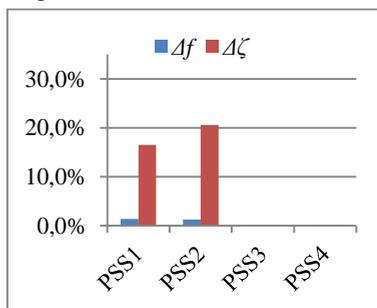
(a) Alteração da inércia (H) das máquinas síncronas 1, 2, 3 e 4



(b) Alteração do parâmetro R dos reguladores de velocidades 1, 2, 3 e 4



(c) Alteração do parâmetro R_a dos reguladores de velocidades 1, 2, 3 e 4



(d) Alteração do parâmetro KI dos PSSs 1, 2, 3 e 4

Figura 44 - Discrepância do modo de oscilação Local da área 1 para mudança de parâmetros do sistema.

Para os três modos de oscilação analisados somente são verificados discrepâncias nos valores da frequência de oscilação e taxa de amortecimento quando os parâmetros alterados estão listados no fator de participação associado a este modo. Desta maneira, a observação de discrepâncias em modos de oscilação pode ser um indicativo da localização de modelos imprecisos, quando associado aos componentes listados no fator de participação.

4.1.4 Análise de sensibilidade de trajetórias

O sistema teste utilizado neste estudo é composto por quatro máquinas síncronas, sendo utilizado um regulador de velocidade (GOV), um regulador de tensão (AVR) e um estabilizador de sistemas de potência (PSS) em cada uma destas máquinas.

Na Figura 45 são destacados os parâmetros de cada um dos componentes utilizados para a análise de sensibilidade. Ao todo são considerados 96 parâmetros na análise de sensibilidade de trajetórias.

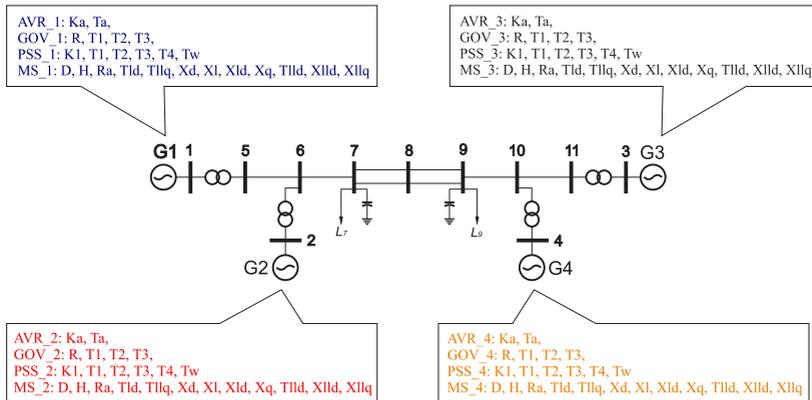


Figura 45 – Parâmetros dos geradores síncronos e seus controladores utilizados na análise de sensibilidade

Como trajetórias de interesse, são considerados os valores das medidas de potência ativa, potência reativa, frequência, tensão, corrente e ângulo em cada uma das barras de geração, conforme a expressão em (30), totalizando em 24 trajetórias de interesse.

$$\phi_M = [P_{1,2,3,4} \quad Q_{1,2,3,4} \quad f_{1,2,3,4} \quad V_{1,2,3,4} \quad I_{1,2,3,4} \quad \theta_{1,2,3,4}] \quad (31)$$

A sensibilidade das trajetórias será determinada para os 96 parâmetros de interesse existentes no sistema. Assim define-se ρ_p como sendo o vetor de parâmetros de interesse, conforme (32).

$$\rho_p = \begin{bmatrix} \overbrace{D_{1,2,3,4} \quad H_{1,2,3,4} \quad R_{a1,2,3,4} \quad T'_{d1,2,3,4} \quad T''_{d1,2,3,4} \quad T''_{q1,2,3,4}}^{MS} \cdots \\ \underbrace{T'_{q1,2,3,4} \quad X_{d1,2,3,4} \quad X_{l1,2,3,4} \quad X'_{d1,2,3,4} \quad X'_{q1,2,3,4} \quad X_{q1,2,3,4}}^{MS} \cdots \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$\left[\begin{array}{c} \overbrace{K_{a_{1,2,3,4}} \quad T_{a_{1,2,3,4}}}^{AVR} \quad \overbrace{R_{1,2,3,4} \quad T_{1,2,3,4} \quad T_{2,2,3,4} \quad T_{3,2,3,4}}^{GOV} \quad \dots \\ \overbrace{K_{1,2,3,4} \quad T_{1,2,3,4} \quad T_{2,2,3,4} \quad T_{3,2,3,4} \quad T_{4,2,3,4} \quad T_{W,2,3,4}}^{PSS} \end{array} \right]$$

Definida as variáveis de interesse, a sensibilidade da medida ϕ_M ao parâmetro ρ_p é determinada de acordo com a expressão em (33).

$$S_{M,p} = \frac{\partial \phi_M}{\partial \rho_p} \approx \frac{\phi_M(\rho_p) - \phi_M(\rho_p - \Delta\rho_p)}{\Delta\rho_p} \quad (33)$$

onde:

ϕ_M : representa a saída M das medidas consideradas na análise, sendo M variando de 1 a 24.

ρ_p : representa o parâmetro p , variando de 1 a 96.

$\Delta\rho_p$: diferença entre o valor do parâmetro nominal e o parâmetro alterado.

Considerando a expressão em (33), a sensibilidade de trajetórias é determinada através da comparação da medida obtida através da simulação com os parâmetros nominais e a medida simulada considerando uma pequena alteração no valor de um dos parâmetros. Desta maneira, o valor dos 96 parâmetros foi consecutivamente decrementado em 5% de seu valor nominal, gerando um caso de simulação para cada parâmetro de interesse.

No escopo deste trabalho a análise de sensibilidade será utilizada tanto na determinação dos parâmetros candidatos a solução do problema bem como na avaliação dos indicadores propostos na identificação de áreas com erros nos modelos. Desta maneira, os estudos apresentados nesta seção serão dedicados a três objetivos:

- analisar quais das medidas possui maior sensibilidade a mudança do valor de parâmetros;
- analisar quais medidas apresenta melhor desempenho quanto a localização do parâmetro alterado;
- identificar quais os parâmetros candidatos a calibração;

4.1.4.1 Classificação das medidas quanto à sensibilidade aos parâmetros

Nesta primeira análise, busca-se determinar qual das medias consideradas apresenta maior sensibilidade à mudança de parâmetros.

Esta informação serve de indicativo para determinar quais destas medidas melhor se aplicam ao processo de validação de modelos. Na Figura 46 é ilustrada a sensibilidade de trajetórias para o parâmetro T3 relativo ao regulador de velocidade da UG 3, nesta figura observa-se que para cada uma das medidas o valor da sensibilidade da trajetória apresenta amplitudes diferentes.

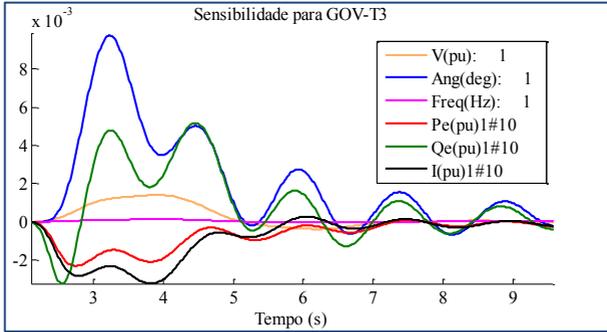


Figura 46 – Sensibilidade de trajetórias em relação ao parâmetro T3 referente ao regulador de velocidade.

Realizando este mesmo estudo para todos os parâmetros considerados, foi possível constatar que algumas medidas são mais sensíveis à alteração de parâmetros no sistema. Para simplificar a demonstração destes resultados, foi considerada apenas a sensibilidade das seis medidas aos parâmetros pertencentes à UG1, restringindo o estudo a 24 parâmetros e seis trajetórias.

A análise foi realizada aplicando o indicador IDT em cada um dos valores da sensibilidade de trajetórias. A expressão em (34) organiza em uma matriz cada um dos valores de IDT correspondentes às trajetórias de interesse para cada um dos 24 parâmetros.

$$IDT(S_{M,\rho_i}) = \begin{bmatrix} IDT(S_{P_1,\rho_1}) & IDT(S_{Q_1,\rho_1}) & IDT(S_{f_1,\rho_1}) & IDT(S_{V_1,\rho_1}) & IDT(S_{I_1,\rho_1}) & IDT(S_{\theta_1,\rho_1}) \\ IDT(S_{P_1,\rho_2}) & IDT(S_{Q_1,\rho_2}) & IDT(S_{f_1,\rho_2}) & IDT(S_{V_1,\rho_2}) & IDT(S_{I_1,\rho_2}) & IDT(S_{\theta_1,\rho_2}) \\ IDT(S_{P_1,\rho_3}) & IDT(S_{Q_1,\rho_3}) & IDT(S_{f_1,\rho_3}) & IDT(S_{V_1,\rho_3}) & IDT(S_{I_1,\rho_3}) & IDT(S_{\theta_1,\rho_3}) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ IDT(S_{P_1,\rho_{24}}) & IDT(S_{Q_1,\rho_{24}}) & IDT(S_{f_1,\rho_{24}}) & IDT(S_{V_1,\rho_{24}}) & IDT(S_{I_1,\rho_{24}}) & IDT(S_{\theta_1,\rho_{24}}) \end{bmatrix} \quad (34)$$

Para identificar quais das medidas apresenta maior sensibilidade em relação aos parâmetros do sistema será determinada a média do valor

de $IDT(S_{M,\rho})$ para os 24 parâmetros considerados, o valor do do IDT médio será determinado de acordo com a expressão em (35).

$$\overline{IDT}_M = \frac{\sum_{i=1}^p IDT(S_{M,\rho_i})}{p} \quad (35)$$

Com isso obtém-se o vetor das médias para cada uma das medidas, conforme (36).

$$\overline{IDT}_M = [\overline{IDT}_{P_1} \quad \overline{IDT}_{Q_1} \quad \overline{IDT}_{f_1} \quad \overline{IDT}_{V_1} \quad \overline{IDT}_{I_1} \quad \overline{IDT}_{\theta_1}] \quad (36)$$

Os valores de \overline{IDT}_M são mostrados na Figura 47.

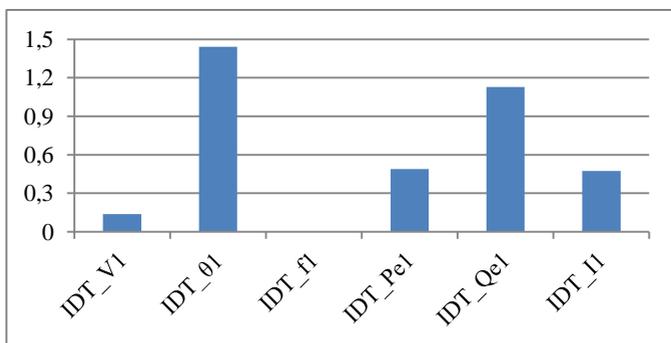


Figura 47 - Valor médio da sensibilidade dos parâmetros às medidas do sistema

Observa-se que a medida de frequência apresenta valores bem abaixo em relação as demais medidas, sendo possível identificar que esta medida apresenta pouca sensibilidade em relação aos parâmetros analisados. Este comportamento foi possível constatar no estudo do item 4.1.1.3, onde os valores dos IDT apresentaram magnitudes semelhantes para as quatro barras do sistema.

4.1.4.2 Classificação das medidas quanto à localização do parâmetro alterado no sistema

Nesta segunda análise, avalia-se qual das medidas pode ser mais bem empregada na localização da origem de parâmetros imprecisos no sistema. Esta análise, parte do princípio que a alteração em parâmetros

de uma unidade geradora deve apresentar maior sensibilidade na barra em que está conectada, em caso contrario esta medida não identifica com precisão a localização do erro no modelo. A seguir é apresentada a sequência de passos para avaliar este critério na medida de potência ativa do sistema.

- Passo 1

Determina-se a sensibilidade de trajetórias das potências ativas nas barras 1, 2, 3 e 4 para os 96 parâmetros existentes no sistema teste. Estes valores estão representados na matriz em (37).

$$S_{Pe_n, \rho_i} = \begin{bmatrix} S_{Pe_1, \rho_1} & S_{Pe_1, \rho_2} & \dots & S_{Pe_1, \rho_{96}} \\ S_{Pe_2, \rho_1} & S_{Pe_2, \rho_2} & \dots & S_{Pe_2, \rho_{96}} \\ S_{Pe_3, \rho_1} & S_{Pe_3, \rho_2} & \dots & S_{Pe_3, \rho_{96}} \\ S_{Pe_4, \rho_1} & S_{Pe_4, \rho_2} & \dots & S_{Pe_4, \rho_{96}} \end{bmatrix} \quad (37)$$

- Passo 2

Consiste em classificar qual das barras apresenta maior sensibilidade em relação ao parâmetro alterado. Neste caso, é calculado o indicador IDT para cada uma das sensibilidades de trajetórias, conforme expressão em (38).

$$IDT_{S_{Pe_n, \rho_i}} = \|S_{Pe_n, \rho_i}\|_2 \quad (38)$$

Em seguida é determinado o valor da HIDT, sendo determinado para cada um dos 96 parâmetros considerados na análise, conforme a expressão em (39).

$$HIDT(S_{Pe, \rho_i}) = \frac{1}{IDT_{max}(S_{Pe_{1,2,3,4}, \rho_i})} \begin{bmatrix} IDT_{S_{Pe_1, \rho_i}} \\ IDT_{S_{Pe_2, \rho_i}} \\ IDT_{S_{Pe_3, \rho_i}} \\ IDT_{S_{Pe_4, \rho_i}} \end{bmatrix} \quad (39)$$

- Passo 3

No terceiro passo são analisados quais casos a alteração do parâmetro apresentou maior sensibilidade na barra da UG onde este parâmetro está localizado. Para a potência ativa são obtidos os resultados listados a seguir.

- Para os parâmetros ρ_1 a ρ_{24} pertencentes a UG1, 23 apresentaram *HIDT* igual a 1 para a medida Pe_1 .
- Para os parâmetros ρ_{25} a ρ_{48} pertencentes a UG2, 19 apresentaram *HIDT* igual a 1 para a medida Pe_2 .
- Para os parâmetros ρ_{49} a ρ_{72} pertencentes a UG3, 23 apresentaram *HIDT* igual a 1 para a medida Pe_3 .
- Para os parâmetros ρ_{73} a ρ_{96} pertencentes a UG4, 21 apresentaram *HIDT* igual a 1 para a medida Pe_4 .

No total dos 96 parâmetros alterados foi possível localizar com sucesso, através dos indicadores propostos neste trabalho, 89,58% dos parâmetros alterados do sistema. Para as de mais medidas, os resultados deste estudo são descritos na Tabela 19.

Tabela 19 – Porcentagem de parâmetros sensíveis às medidas da barra onde está localizado a imprecisão do modelo.

<i>P. Reativa</i>	<i>Freq.</i>	<i>Tensão</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ângulo</i>
61,46%	22,92%	71,87%	72,92%	46,875%

Considerando os resultados verificados no gráfico da Figura 47 e as taxas de acerto apresentadas na Tabela 19, as medidas mais bem qualificadas para análise de erros em modelos de simulação são: a injeção de potência ativa, corrente e a tensão.

4.1.4.3 Parâmetros candidatos à calibração

Esta estratégia é um complemento ao resultado dos indicadores calculados na seção 4.1.1, “Análise no domínio do tempo”. Sabendo-se que o indicador *HIDT* apresenta pior desempenho nas medidas localizadas na barra 1, deseja-se determinar quais dos parâmetros do sistema, quando alterados, reproduzem o resultado obtido no *HIDT* do caso de interesse.

Para a potência ativa, segue as mesmas etapas do item 4.1.4.2, determinando o $HIDT(S_{Pe}, \rho_i)$ através das equações (37), (38) e (39). Cada um dos 96 parâmetros é classificado de acordo com a barra do sistema que apresenta maior sensibilidade, ou seja, de acordo com o valor de $HIDT(S_{Pe}, \rho_i)$ os parâmetros são classificados como sensíveis a Pe_1 , Pe_2 , Pe_3 , ou Pe_4 .

Para este caso de estudo, as maiores discrepâncias estão associadas à Pe_1 e, por este motivo, os parâmetros candidatos à calibração são

aqueles em que o valor do HIDE, calculado através da sensibilidade de trajetórias, apresenta valor igual a 1 para a medida de potência ativa associada à barra 1. Os parâmetros candidatos para a calibração são os seguintes:

$$\rho_{\text{candidatos}} = \{Ka_1, Ta_1, R_1, T1_1, T2_1, T3_1, D_1, H_1, Ra_1, T'd_1, T''q_1, Xd_1 \dots \quad (40)$$

$$Xl_1, X'd_1, Xq_1, K1_1, T1_1, T2_1, T3_1, T4_1, Tw_1, T''q_2\}$$

Os parâmetros candidatos pertencem quase que exclusivamente aos componentes da UG 1, apenas o parâmetro $T''q_2$ está associado a UG2.

A estratégia adotada para determinar os parâmetros candidatos ao ajuste do modelo faz uso da união da metodologia de sensibilidade de trajetórias com o conceito da análise no domínio do tempo desenvolvida neste trabalho de dissertação. A consideração de um conjunto de medidas na análise de sensibilidade de trajetórias demonstra-se como uma contribuição importante deste trabalho na classificação de parâmetros candidatos ao ajuste. Porém, apesar de contribuir para a melhoria desta metodologia, aplicar em sistemas de grande porte, como por exemplo, o SIN torna-se um processo inviável, devido ao grande número de parâmetros envolvidos na análise. Por este motivo, esta abordagem deve ser foco de novas pesquisas direcionadas ao propósito de grandes sistemas interligados.

4.2 ESTUDO DE CASO 2 – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Com o objetivo de demonstrar o desempenho dos indicadores propostos na localização de áreas com erros nos modelos de simulação, as metodologias de análise no domínio do tempo e da frequência são aplicadas na avaliação do efeito da alteração de parâmetros nos modelos do SIN.

Neste primeiro caso, utilizando modelos do SIN, serão utilizadas as informações das medidas de frequência, magnitude e ângulo da tensão das barras do sistema localizadas próximas as universidades onde estão instaladas as PMUs do projeto MedFasee BT, buscando determinar a aplicabilidade desse SPMS nas metodologias desenvolvidas.

Para o estudo proposto nesta seção são utilizados os seguintes modelos de simulação:

Modelo do fluxo de potência: as informações do ponto de operação do caso base de fluxo de potência foram obtidas do sistema supervisor de tempo real utilizado pelo ONS, sendo referente ao dia 13 de abril de 2014.

Modelo dinâmico: o modelo dinâmico do SIN conta com a representação de 298 máquinas síncronas, 3 links DC, 13 compensadores estático de reativo e 2 TCSC.

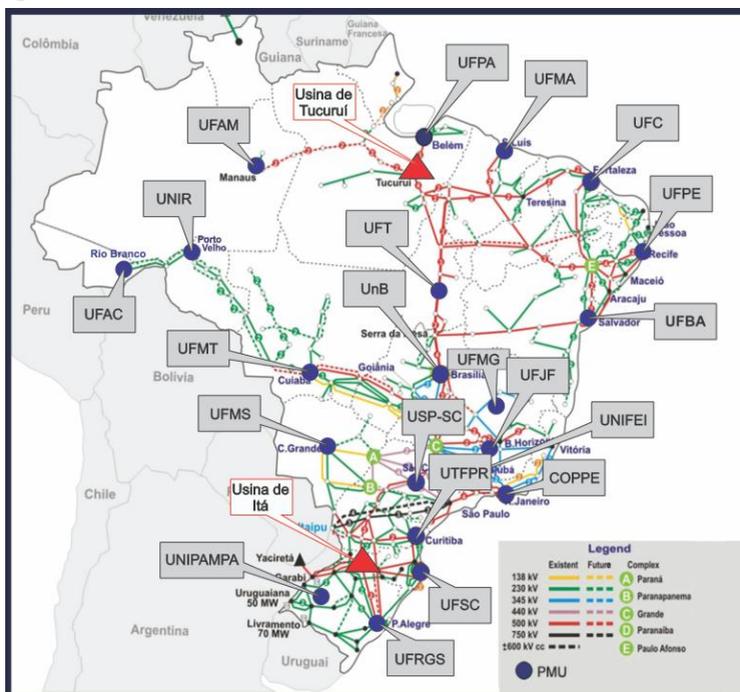


Figura 48 – Localização geográfica das PMUs do SPMS MedFasee BT e das usinas de Itá e Tucuruí

Para os estudos propostos foi simulada uma perturbação de perda de carga de 5% na região sudeste do SIN, e construídos 3 casos de simulação.

- Caso Base – Simulação do evento com parâmetros nominais do modelo dinâmico;
- Caso 1 – Simulação do evento com a alteração de parâmetros no modelo da Usina de Itá;
- Caso 2 – Simulação do evento com a alteração de parâmetros no modelo da Usina de Tucuruí;

As discrepâncias foram analisadas nos 21 pontos monitorados pelo SPMS MedFasee BT. Nas simulações utilizaram-se as informações de barras próximas a localização de cada PMU. A posição geográfica das PMUs consideradas neste estudo e as usinas utilizadas no estudo desta seção são ilustradas na Figura 48.

4.2.1 Alteração no modelo da usina de Itá

Neste primeiro caso, realizou-se a simulação da perda de 5% da carga na região sudeste alterando o valor do parâmetro $T'd$ da usina de Itá, de 6,9 para 3,0. Assim as análises desta seção quantificam as discrepâncias da resposta do modelo para as medidas de tensão, frequência e ângulo das 21 PMUs consideradas.

Para as medidas de tensão, os valores de $HIDT$, mostrados na Tabela 20, apresentam resultados satisfatórios em relação à determinação da localização do parâmetro impreciso do sistema, confirmando os resultados obtidos para o sistema de pequeno porte. Em contrapartida a análise no domínio da frequência, mostrada na Tabela 21, apresentou discordância com o comportamento esperado, não sendo possível determinar com precisão um área com a localização do parâmetro impreciso.

Tabela 20 – $HIDT(V)$ alteração do modelo da usina de Itá

<i>PMU</i>	<i>HIDT (V)</i>
UFRGS	1,00
UNIPAMPA	0,94872
UFSC	0,57389
UTFPR	0,36365
UnB	0,26819

Tabela 21 - $HIDF(V)$ alteração do modelo da usina de Itá

<i>PMU</i>	<i>HIDF (V)</i>
UNIPAMPA	1,00
UFBA	0,95025
UnB	0,75784
UNIR	0,69122
UFAC	0,69035

Com base nos valores da $HIDT(V)$ pode ser determinada uma região onde se localizam as imprecisões no modelo. Neste caso, considerando que as piores discrepâncias são referentes às PMUs UFRGS, UNIPAMPA, UFSC e UTFPR é possível inferir que os erros no modelo de simulação localizam-se próximas a estes pontos. Na Figura 49 ilustra-se a localização geográfica da Usina de Itá, bem como é destacado, através de uma região sombreada em verde, a área construída com base nas PMUs com as maiores discrepâncias.

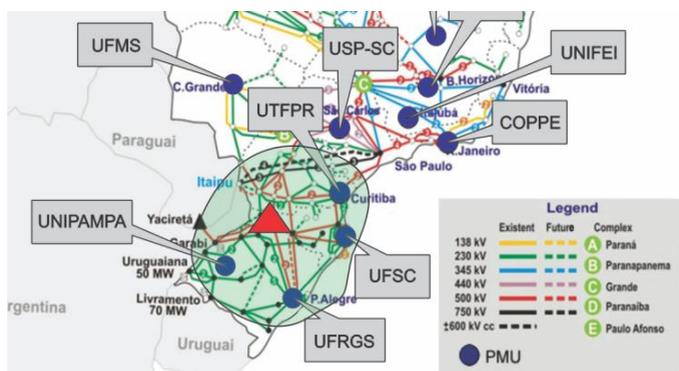


Figura 49 – Região do sistema onde se observa o pior desempenho dos indicadores para erros no modelo da Usina de Itá.

Avaliando as discrepâncias para a medida de frequência, os indicadores para o domínio do tempo são mostrados na Tabela 22. Apesar de apresentar bom resultado na identificação da imprecisão do modelo, é possível observar o mesmo problema numérico destacado no caso no item 4.1.1.3, sendo verificados valores muito próximos para os indicadores em todas as barras.

Para análise no domínio da frequência é possível observar que as maiores discrepâncias estão relacionadas à localização da Usina de Itá, apresentando bons resultados em relação à localização de erros no modelo de simulação. Os valores para a *HIDF* são mostrados na Tabela 23.

Tabela 22 – *HIDT(f)* alteração do modelo da usina de Itá

<i>PMU</i>	<i>HIDT(f)</i>
UNIPAMPA	1,00
UFRGS	0,99998
UFSC	0,99978
UTFPR	0,99953
UFBA	0,99932

Tabela 23 - *HIDF(f)* alteração do modelo da usina de Itá

<i>PMU</i>	<i>HIDF(f)</i>
UNIPAMPA	1,00
UFRGS	0,91079
UFSC	0,65413
UTFPR	0,52426
UFMS	0,37179

Com relação à análise no domínio do tempo para as medidas de ângulo, foi calculado o *HIDT* através dos valores da diferença angular

entre a PMU-UFC e as demais PMUs. Para este caso, observa-se que os valores do indicador sinalizam corretamente a região onde foram alterados os parâmetros do sistema, conforme descrito na Tabela 24.

Na Tabela 25 os valores dos indicadores no domínio da frequência são apresentados, para este caso, a análise não apresenta bom desempenho em relação à localização do erro no modelo de simulação.

Tabela 24 - $HIDT(ang)$ alteração do modelo da usina de Itá

<i>Dif. Ang.</i>	<i>HIDT(Ang)</i>
UFC - UFRGS	1,00
UFC - UNIPAMPA	0,99903
UFC - UFSC	0,96157
UFC - UTFPR	0,93466
UFC - UnB	0,84710

Tabela 25 - $HIDF(ang)$ alteração do modelo da usina de Itá

<i>PMU</i>	<i>HIDF(Ang)</i>
UFMT	1,00
UNIR	0,10807
UFAC	0,10269
UFT	0,053481
UNIFAP	0,051218

Para a alteração do parâmetro da usina de Itá, os resultados, quanto à localização do parâmetro impreciso, se mostraram adequados para o indicador no domínio do tempo. O mesmo comportamento não pode ser observado para as análises no domínio da frequência. Este comportamento, possivelmente, está relacionado à distância elétrica entre a medida do sistema e o local onde se alterou o parâmetro do modelo, sensibilizando de maneira homogênea as medidas do sistema.

4.2.2 Alteração no modelo da Usina Tucuruí

No segundo caso desta seção, a perturbação da perda de 5% da carga na região sudeste do SIN foi simulada considerando-se uma alteração no parâmetro $T'd$ da usina de Tucuruí, de 5,64 para 3,0. As análises compreendem as medida de tensão, frequência e ângulo das barras monitoradas pelas PMUs.

Considerando as discrepâncias no domínio do tempo para a medida de tensão nas barras, a hierarquia do desempenho dos indicadores de discrepâncias é mostrada na Tabela 26. Da mesma forma que nos demais casos apresentados, o indicador $HIDT(V)$, apresenta bom desempenho em relação à localização da imprecisão no modelo. Na Figura 50 ilustra-se a localização geográfica da usina de Tucuruí, bem

como se destaca, através de uma região sombreada em verde, a área construída com base nas PMUs com as maiores discrepâncias identificadas através do $HIDT(V)$.

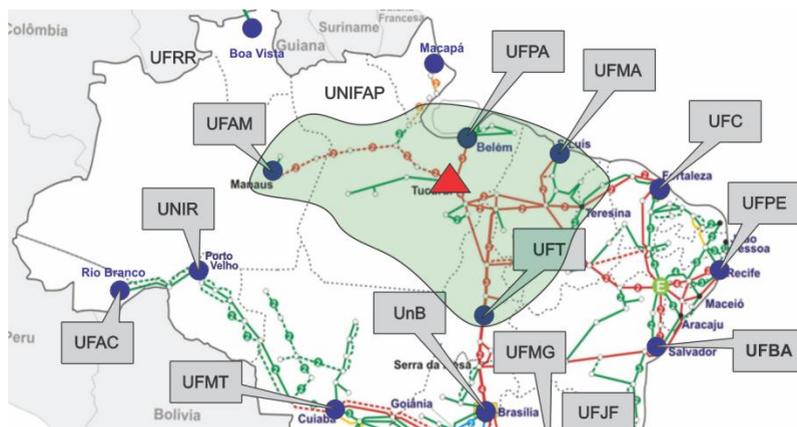


Figura 50 – Região do Sistema onde se observa o pior desempenho dos indicadores para erros no modelo da Usina de Tucuruí

Da mesma maneira observada no estudo da alteração de parâmetros da usina de Itá, os valores da $HIDF$, mostrados na Tabela 27, não correspondem à região onde está localizada a usina com erro no modelo. Neste sentido deve ser enfatizado que os indicadores no domínio da frequência, aplicados a medida de tensão, apesar de identificarem erros nos modelos não identificam com precisão a área com problema nos modelos.

Tabela 26 - $HIDT(V)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí

PMU	$HIDT(V)$
UFAM	1,00
UFPA	0,98535
UFT	0,82439
UFMA	0,79038
UnB	0,43503

Tabela 27 - $HIDF(V)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí

PMU	$HIDF(V)$
UFBA	1,00
UnB	0,82497
UNIR	0,79931
UFAC	0,79674
UFC	0,69446

Para as discrepâncias no domínio do tempo relativo à medida de frequência do sistema, os indicadores tanto para o domínio do tempo (Tabela 28) como para o da frequência (Tabela 29) não foram capazes de identificar a localização do modelo impreciso no sistema. Estas observações novamente demonstram a ineficiência da utilização da medida de frequência na localização de discrepâncias nos modelos de simulação.

Tabela 28 - $HIDT(f)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí

<i>PMU</i>	<i>HIDT(f)</i>
UFBA	1,00
UNIPAMPA	0,99986
UFRGS	0,9998
UFSC	0,99962
UFBA	0,99936

Tabela 29 - $HIDF(f)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí

<i>PMU</i>	<i>HIDF(f)</i>
UFBA	1,00
UNIPAMPA	0,84886
UFRGS	0,82987
UFSC	0,79457
UFAM	0,77657

Em contrapartida, as análises das discrepâncias para a medida de ângulo nas barras cumprem a finalidade na localização de erros no modelo de simulação, tanto para os casos no domínio do tempo (Tabela 30) quanto no domínio da frequência (Tabela 31).

Neste caso foi utilizada como referência a medida de ângulo da PMU-USP, escolhida de maneira a não influenciar o resultado dos indicadores.

Tabela 30 - $HIDT(ang)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí

Dif. Ang.	<i>HIDT(Ang)</i>
USP-SC - UFAM	1,00
USP-SC - UFPA	0,99463
USP-SC - UFPE	0,97334
USP-SC - UFBA	0,94661
USP-SC - UFC	0,89715

Tabela 31 - $HIDF(ang)$ alteração do modelo da usina de Tucuruí

<i>PMU</i>	<i>HIDF(Ang)</i>
UFPA	1,00
UFAM	0,92479
UFT	0,81278
UNIPAMPA	0,70956
UFRGS	0,66428

Novamente os resultados da localização do parâmetro alterado no modelo apresentou desempenho adequado para alguma das análises realizadas. Destaca-se o bom desempenho dos resultados obtidos através

da medida da tensão e ângulo nas análises no domínio do tempo. No que se refere à análise no domínio da frequência, apenas a medida de ângulo apresentou o comportamento desejado, contrariando o resultado obtido no item anterior, onde se alterou o parâmetro da usina de Itá.

4.3 ESTUDO DE CASO 3 – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Os estudos realizados nesta seção caracterizam o efeito da alteração de parâmetros nas unidades geradoras de Itá, Paulo Afonso e Tucuruí nos indicadores no domínio do tempo e da frequência. De modo a complementar as análises apresentadas na seção 4.2, este caso considera a existência de PMUs localizadas em 15 usinas distribuídas nas 5 regiões geográficas do SIN, sendo avaliado o efeito da alteração de parâmetros no modelo através das medidas de potência ativa, potência reativa e corrente. Na Figura 51 é ilustrada a localização geográfica das usinas consideradas na análise deste estudo.



Figura 51 – Localização geográfica das usinas consideradas na monitoração do SIN

Para reproduzir o caso de simulação, é aplicada uma perda de carga de 25% na região sul do SIN, sendo alterados os valores dos parâmetros $T'd$ das usinas de Itá, Paulo Afonso e Tucuruí.

4.3.1 Análise no domínio do tempo

Para as medidas de potência ativa, os indicadores no domínio do tempo apresentaram o desempenho esperado em relação à localização da imprecisão do modelo no SIN. Para todos os casos, o pior desempenho do indicador de discrepância é observado na barra onde se localiza a usina com a alteração no modelo. Os resultados da análise no domínio do tempo para as medidas de potência ativa considerando a alteração dos parâmetros nas usinas de Itá (Tabela 32), Paulo Afonso (Tabela 33) e Tucuruí (Tabela 34) são mostrados a seguir.

Tabela 32 – Alteração de parâmetro: Itá		Tabela 33 - Alteração de parâmetro: P. Afonso		Tabela 34 - Alteração de parâmetro: Tucuruí	
<i>Usina</i>	<i>HIDT(Pe)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDT(Pe)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDT(Pe)</i>
Itá	1,00	P.Afonso	1,00	Tucuruí	1,00
S.Santiago	0,11223	Xingó	0,14116	Xingó	0,11018
G.J. Richa	0,10324	Itumbiara	0,07793	Itumbiara	0,084403
C. Novos	0,08798	Itapebi	0,07609	P.Afonso	0,066701
P. Afonso	0,028323	Tucuruí	0,05410	Itapebi	0,052855

Para as medidas de potência reativa, os indicadores no domínio do tempo apresentaram resultados bem próximos aos observados no estudo aplicado a potência ativa. Pode ser observado que o desempenho dos indicadores para a alteração de parâmetro nas usinas de Itá (Tabela 35), Paulo Afonso (Tabela 36) e Tucuruí (Tabela 37) apresenta, para todos os casos, forte relação com a localização do parâmetro impreciso do sistema.

Tabela 35 – Alteração de parâmetro na U. Itá		Tabela 36 - Alteração de parâmetro P. Afonso		Tabela 37 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	
<i>Usina</i>	<i>HIDT(Qe)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDT(Qe)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDT(Qe)</i>
Itá	1,00	P. Afonso	1,00	Tucuruí	1,00
C. Novos	0,1986	Xingo	0,68962	Lajeado	0,078148
P. Afonso	0,17769	Itumbiara	0,058729	Itumbiara	0,048063
S. Santiago	0,16846	Tucuruí	0,056912	Peixe Angical	0,046043
Itumbiara	0,16641	I. Solteira	0,044523	P. Afonso	0,040532

Considerando agora as medidas de corrente, os indicadores no domínio do tempo apresentaram o desempenho semelhante aos dois casos anteriores, sendo que para todos os casos, o pior desempenho do indicador de discrepância é observado na barra onde se localiza a usina submetida à alteração no modelo. Os resultados da análise no domínio do tempo para as medidas de corrente, considerando a alteração dos parâmetros nas usinas de Itá (Tabela 38), Paulo Afonso (Tabela 39) e Tucuruí (Tabela 40), são mostrados a seguir.

Tabela 38 – Alteração de parâmetro na U. Itá		Tabela 39 - Alteração de parâmetro P. Afonso		Tabela 40 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	
<i>Usina</i>	<i>HIDT(I)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDT(I)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDT(I)</i>
Itá	1,00	P. Afonso	1,00	Tucuruí	1,00
Xingo	0,16128	Xingo	0,51181	Itumbiara	0,13768
Itumbiara	0,1528	Itumbiara	0,21493	Xingo	0,12987
Lajeado	0,13398	Lajeado	0,077633	Lajeado	0,082903
Angra	0,13366	Itapebi	0,068552	Angra	0,077933

Em todos os casos analisados os indicadores no domínio do tempo conseguiram identificar com sucesso a usina onde foram alterados parâmetros do sistema. Nestes casos as medidas consideradas nas análises estão muito próximas às usinas com erro no modelo, contribuindo para a qualidade dos resultados.

4.3.2 Análise no domínio da frequência

Para a análise no domínio da frequência da medida de potência ativa, pode ser observado que os indicadores considerando a alteração

de parâmetros das usinas de Itá (Tabela 41), Paulo Afonso (Tabela 42) e Tucuruí (Tabela 43) apresentaram resultados satisfatórios à localização do parâmetro impreciso no modelo.

Tabela 41 – Alteração de parâmetro na U. Itá		Tabela 42 - Alteração de parâmetro P. Afonso		Tabela 43 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	
<i>Usina</i>	<i>HIDF(Pe)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDF(Pe)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDF(Pe)</i>
Itá	1	P. Afonso	1	Tucuruí	1
S. Santiago	0,37091	Xingo	0,26369	Xingo	0,21922
Itaipu	0,36821	Tucuruí	0,12109	P, Afonso	0,1566
GJ Richa	0,27601	Itapebi	0,097441	Itapebi	0,055628
P. Prima	0,20778	Lajeado	0,074705	C. Novos	0,055511

Da mesma maneira, para as medidas de potência reativa também se observou um bom desempenho dos indicadores analisados, sendo destacado que o desempenho dos indicadores para a alteração de parâmetro nas usinas de Itá (Tabela 44), Paulo Afonso (Tabela 45) e Tucuruí (Tabela 46) apresentou, para todos os casos, forte relação com a localização do parâmetro impreciso do sistema.

Tabela 44 – Alteração de parâmetro na U. Itá		Tabela 45 - Alteração de parâmetro P. Afonso		Tabela 46 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	
<i>Usina</i>	<i>HIDF(Qe)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDF(Qe)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDF(Qe)</i>
Itá	1	P. Afonso	1	Tucuruí	1
C. Novos	0,56901	Xingo	0,8305	I. Solteria	0,096758
S. Simão	0,55061	Itapebi	0,28271	Xingo	0,067482
S. Santiago	0,28644	I. Solteria	0,071888	S. Simão	0,053907
GJ Richa	0,1634	Tucuruí	0,0612	P. Afonso	0,050528

Considerando a análise no domínio da frequência das medidas de corrente, os indicadores apresentaram bom desempenho para os casos onde foram alterados os parâmetros das usinas de Itá (Tabela 47) e Tucuruí (Tabela 49) e Paulo Afonso (Tabela 48).

Tabela 47 – Alteração de parâmetro na U. Itá		Tabela 48 - Alteração de parâmetro P. Afonso		Tabela 49 - Alteração de parâmetro de Tucuruí	
<i>Usina</i>	<i>HIDF(I)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDF(I)</i>	<i>Usina</i>	<i>HIDF(I)</i>
Itá	1	P, Afonso	1	Tucuruí	1
C, Novos	0,22474	Xingo	0,37093	Itumbiara	0,30504
S, Santiago	0,065623	Itumbiara	0,14471	Peixe Anguical	0,23783
GJ Richa	0,025526	Itapebi	0,083575	Xingo	0,16995
Itaipu	0,014768	S, Santiago	0,079053	P, Afonso	0,14215

Em todos os casos apresentados nesta seção, tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência, foi possível identificar a UG que sofreu alteração no parâmetro do modelo. Estes resultados demonstram que a efetividade de considerar os registros na barra de unidades de geração do sistema.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo as metodologias apresentadas nas seções 3.2 a 3.5 foram aplicadas no estudo do efeito da alteração de parâmetros nos indicadores propostos, considerando dois sistemas de simulação: o primeiro de pequeno porte contendo quatro unidades de geração e o segundo, utilizando o modelo do Sistema Interligado Nacional.

A representação numérica das discrepâncias entre a resposta do modelo e registros do sistema através dos indicadores IDT e IDF forneceram melhores subsídios para avaliação da qualidade dos modelos de simulação, principalmente considerando a existência de diversos pontos de avaliação. Este processo agrega maior confiança no diagnóstico da qualidade dos modelos, quando comparados às análises realizadas de maneira visual qualitativamente.

Além disso, a análise conjunta dos valores de IDT e IDF para cada ponto de avaliação do sistema pode revelar a localização de modelos imprecisos, como mostrado através da aplicação da hierarquia destes indicadores. Este tipo de abordagem somente foi possível através da quantificação das discrepâncias entre a resposta do modelo e registros do sistema.

Ressalvas são feitas a respeito da característica do SPMS utilizado na análise, sendo que a precisão dos resultados dependerá diretamente da observabilidade do conjunto de PMUs existentes. Nos casos de

estudos deste trabalho, os melhores resultados foram obtidos quando se considerou a existência de PMUs nos terminais de UGs, nestes casos foi possível identificar com precisão, através do indicador *HIDT* e *HIDF*, qual UG sofreu a alteração de parâmetros. No caso onde foi suposto a existência de PMUs localizadas em barras próximas ao SPMS MedFasee BT, apesar de ser possível construir uma região que identifique a localização do modelo impreciso, os indicadores aplicados a este caso não apresentaram bom desempenho em algumas situações, provavelmente devido a distância elétrica que as PMUs estão em relação ao erro do modelo.

Também se demonstrou que a localização de modelos imprecisos pode ser determinada através da análise da característica modal do sistema, onde discrepâncias existentes entre o modo de oscilação obtido da resposta do modelo e este mesmo modo obtido dos registros do sistema estão associadas a erros em modelos de equipamentos listados no fator de participação deste modo de oscilação.

Na sensibilidade de trajetórias apresentou-se uma estratégia para determinar parâmetros candidatados ao ajuste do modelo considerando um conjunto de medidas do sistema. Esta estratégia restringe a busca de parâmetros candidatos de acordo com o resultado do IDT, considerando aqueles parâmetros que apresentam sensibilidade maior no ponto de monitoramento onde o IDT obteve pior desempenho. De maneira complementar, avaliou-se a sensibilidade da alteração de parâmetros nas medidas do SPMS quanto a dois pontos de vista: qual das medidas apresenta maior sensibilidade à alteração de parâmetros; e qual das medidas apresenta melhor desempenho a respeito da localização do parâmetro alterado no sistema. Neste estudo, observou-se que as medidas de potência ativa, tensão e corrente são mais adequadas à proposta das metodologias deste estudo.

5. CONCLUSÕES

No presente trabalho foram apresentados os resultados do estudo da investigação de metodologias para o diagnóstico de erros em modelos de simulação da dinâmica de SEE. O desenvolvimento deste trabalho está inserido em um contexto em que a tecnologia de medição fasorial sincronizada está bem estabelecida e as perspectivas para adoção desta tecnologia em larga escala são cada vez mais evidentes. Neste cenário, as pesquisas desenvolvidas buscaram a construção de estratégias para identificar e localizar erros em modelos de simulação através dos recursos disponíveis pelo SPMS, resultando em quatro metodologias: análise no domínio do tempo, análise no domínio da frequência, análise da característica modal do sistema e a sensibilidade de trajetórias. Estas metodologias quantificam de maneira apropriada as diferenças entre a resposta do modelo e os registros do sistema, bem como definem estratégias para localização de modelos imprecisos no sistema.

O desempenho dos métodos desenvolvidos neste trabalho foi discutido em estudos de casos considerando o efeito da alteração de parâmetros nos indicadores propostos, tendo a finalidade de validar os conceitos apresentados. Foram considerados dois sistemas testes para este estudo: um sistema de pequeno porte, contendo quatro unidades geradoras, e outro, de grande porte, dedicado à representação SIN. As principais conclusões a respeito das metodologias desenvolvidas são destacadas a seguir.

Análise no domínio do tempo: para atender aos objetivos do presente trabalho foi desenvolvido um conjunto de indicadores numéricos para a identificação e localização de modelos imprecisos no sistema. A quantificação das discrepâncias foi realizada através da diferença relativa entre os dois sinais e, a partir deste valor, calculado os indicadores *IDT* e *HIDT*. Os resultados aplicados nos casos de estudo mostram a aplicabilidade desta metodologia no diagnóstico de modelos imprecisos no sistema, a única ressalva desta metodologia foi observada na aplicação dos indicadores para a medida de ângulo, onde foi proposto uma abordagem diferenciada das demais medidas para contornar as particularidades da medida de ângulo.

Análise no domínio da frequência: nesta metodologia os valores das medidas obtidas através da resposta do modelo e registros de

simulação são decompostos em seus espectros de frequências através da aplicação da DFT. As discrepâncias entre os dois espectros de frequências são quantificados empregando o cálculo do TVE, que determina a diferença relativa entre dois números complexos. Com as discrepâncias entre os dois sinal quantificado foi proposto os indicadores IDF e HIDF para identificar e localizar modelos imprecisos no sistema. Os resultados mostraram a efetividade desta metodologia na avaliação da qualidade dos modelos de simulação, sendo uma alternativa interessante no processo de validação de modelos. Observa-se que esta metodologia exige a implementação do algoritmo da DFT, que exige o entendimento de algumas questões ligadas ao processamento de sinais, tais como: a escolha adequada da janela, teorema de Nyquist e a amostragem dos sinais analisados. Estes fatores podem, em alguns casos, comprometer a avaliação a respeito da qualidade dos modelos, levando a conclusões equivocadas sobre a existência de erros nos modelos.

Análise modal: foi possível demonstrar que o aparecimento de discrepâncias em modos de oscilação está atribuído a erros nos parâmetros dos componentes listados no fator de participação associado a este modo. Em casos de simulação, foi possível constatar a influência da alteração de parâmetros nas características de frequência de oscilação e taxa de amortecimento de modos de oscilação interárea e local. Vale ressaltar que modos locais são dificilmente identificados durante grandes perturbações do sistema sendo as análises muitas vezes limitadas apenas a modos interárea. Uma dificuldade observada neste trabalho foi necessidade em compatibilizar os modelos utilizados pelo software da simulação no domínio do tempo (ORGANON) com os modelos do software para análise linear (PacDyn), devido a estas duas plataformas não compartilharem a mesma estrutura de arquivos.

Análise de sensibilidade de trajetórias: nesta abordagem foi proposta uma estratégia para classificar parâmetros candidatos ao ajuste dos modelos quando considerados um conjunto de medidas localizadas em diversos pontos do sistema, contribuindo para o desenvolvimento deste tema. Além disso, a sensibilidade de trajetórias foi utilizada para determinar o desempenho das medidas do SPMS no diagnóstico da qualidade dos modelos de simulação, sendo avaliados dois critérios: quanto à sensibilidade de cada medida à mudança de parâmetros e quanto à sensibilidade de cada medida para a localização do parâmetro alterado no sistema. Neste estudo foi constatado que as medidas de potência ativa, tensão e corrente atendem de maneira apropriada aos

dois critérios avaliados, sendo estas medidas as que melhor se aplicam as metodologias desenvolvidas.

Ressalta-se que para alcançar plenamente um diagnóstico preciso a respeito da localização de erros em modelos, necessita-se a disponibilidade de uma infraestrutura adequada de PMUs, cobrindo todas as áreas do sistema. Nos casos de estudo discutidos neste trabalho os melhores resultados foram observados quando se considerou a existência de PMUs instaladas nas barras de geração das usinas do SIN.

A importância do desenvolvimento de metodologias para a localização de erros em modelos de simulação atende ao interesse de minimizar os esforços na busca do modelo impreciso em sistemas de grande porte, sendo um elo de ligação entre a validação sistêmica de modelos e a validação de componentes ou de subsistemas. Assim, vislumbra-se que o diagnóstico da precisão dos modelos de simulação seja guiado por ferramentas apropriadas a este processo, de maneira a minimizar os esforços relativos a análises de grandes SEE.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

São sugestões para trabalhos futuros a realização das seguintes atividades:

- Aplicar as metodologias desenvolvidas na avaliação da aderência dos modelos de simulação durante perturbações reais no Sistema Interligado Nacional;
- Aprimorar a análise de sensibilidade para sistemas de grande porte, considerando as informações disponibilizadas pelo SPMS.
- Estender a análise de sensibilidade considerando a influência de desvios nos parâmetros dinâmicos de unidades geradoras no domínio da frequência.

REFERÊNCIAS

- [1] E. Allen, D. N. Kosterev, and P. Pourbeik, "Validation of power system models," in *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, pp. 1–7.
- [2] NERC, "Power System Model Validation - A White Paper by the NERC. A White Paper by the NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee." Dec-2010.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill Professional, 1994.
- [4] P. Pourbeik, "Approaches to validation of power system models for system planning studies," in *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, pp. 1–10.
- [5] D. N. Kosterev, C. W. Taylor, and W. A. Mittelstadt, "Model validation for the August 10, 1996 WSCC system outage," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 967–979, Aug. 1999.
- [6] J. De La Ree, V. Centeno, J. S. Thorp, and A. Phadke, "Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 20–27, Jun. 2010.
- [7] A. Phadke, "Synchronized phasor measurements-a historical overview," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, 2002, vol. 1, pp. 476–479 vol.1.
- [8] A. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. 2008.
- [9] D. Dotta, A. e Silva, and I. Decker, "Power System Small-Signal Angular Stability Enhancement using Synchronized Phasor Measurements," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 2007, pp. 1–8.
- [10] I. Decker, A. e Silva, R. J. G. da Silva, M. N. Agostini, N. Martins, and F. B. Prioste, "System wide model validation of the Brazilian Interconnected Power System," in *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, pp. 1–8.
- [11] G. Gavioli, "Validação de Modelos de Simulação de Sistemas de Energia Elétrica Utilizando Dados Fasoriais Sincronizados," Dissertação de Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- [12] J. F. Hauer, W. A. Mittelstadt, K. E. Martin, J. W. Burns, H. Lee, J. W. Pierre, and D. J. Trudnowski, "Use of the WECC WAMS in Wide-Area Probing Tests for Validation of System Performance and Modeling," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 250–257, Feb. 2009.
- [13] D. N. Kosterev and D. Davies, "System model validation studies in WECC," in *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, pp. 1–4.

- [14] L. Pereira, D. N. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "New thermal governor model selection and validation in the WECC," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 517–523, Feb. 2004.
- [15] J. F. Hauer, N. B. Bhatt, K. Shah, and S. Kolluri, "Performance of 'WAMS East' in providing dynamic information for the North East blackout of August 14, 2003," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, 2004, pp. 1685–1690 Vol.2.
- [16] B. Stott, "Power system dynamic response calculations," *Proc. IEEE*, vol. 67, no. 2, pp. 219–241, Feb. 1979.
- [17] J. Arrillaga, C. P. Arnold, and B. J. Harker, *Computer Modelling of Electrical Power Systems*. Great Britain: John Wiley & Sons Ltd, 1983.
- [18] I. Report, "Computer representation of excitation systems," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-87, no. 6, pp. 1460–1464, Jun. 1968.
- [19] I. Report, "Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-100, no. 2, pp. 494–509, Feb. 1981.
- [20] W. Watson and G. Manchur, "Experience with Supplementary Damping Signals for Generator Static Excitation Systems," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-92, no. 1, pp. 199–203, Jan. 1973.
- [21] I. Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1904–1915, Nov. 1973.
- [22] A. e Silva and A. J. A. Simões Costa, "Aspectos Dinâmicos do Controle de Sistemas de Potência," 2002. [Online]. Available: <http://www.labspot.ufsc.br/~aguinald/ensino/eel6303/adensp.pdf>.
- [23] F. D. de Mello, *Dinâmica e Controle de Geração*, 2nd ed., vol. 6, 10 vols. UFSM, 1983.
- [24] F. D. de Mello, R. J. Mills, and W. F. B'Rells, "Automatic Generation Control Part II-Digital Control Techniques," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-92, no. 2, pp. 716–724, Mar. 1973.
- [25] C. W. Taylor and R. L. Cresap, "Real-time power system simulation for automatic generation control," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 95, no. 1, pp. 375–384, Jan. 1976.
- [26] A. Manzoni, "Desenvolvimento de um Módulo Dinâmico para Simuladores de Ensino e Treinamento em Sistemas de Energia Elétrica Usando Programação Orientada a Objetos," Dissertação de Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 1996.
- [27] I. A. Hiskens and J. Alseddiqui, "Sensitivity, Approximation, and Uncertainty in Power System Dynamic Simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1808–1820, Nov. 2006.
- [28] IEEE Task Force, "Load representation for dynamic performance analysis [of power systems]," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, May 1993.

- [29] IEEE Task Force, “Standard load models for power flow and dynamic performance simulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1302–1313, Aug. 1995.
- [30] D. ARCANJO, J. L. R. Pereira, P. A. N. Garcia, E. J. Oliveira, and A. M. Variz, “Modelagem de Carga a Partir de Dados de Medição,” presented at the XVIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2010), Bonito - MT, 2010.
- [31] J. Machowski, J. Bialek, and D. J. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2 edition. Chichester, U.K: Wiley, 2008.
- [32] W. Xu and Y. Mansour, “Voltage stability analysis using generic dynamic load models,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 479–493, Feb. 1994.
- [33] A. Gaikwad, R. J. Bravo, D. Kosterev, S. Yang, A. Maitra, P. Pourbeik, B. Agrawal, R. Yinger, and D. Brooks, “Results of residential air conditioner testing in WECC,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–9.
- [34] K. Tomiyama, J. P. Daniel, and S. Ihara, “Modeling air conditioner load for power system studies,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 414–421, May 1998.
- [35] “Static VAr compensator models for power flow and dynamic performance simulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 229–240, Feb. 1994.
- [36] P. Rao, M. L. Crow, and Z. Yang, “STATCOM control for power system voltage control applications,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 4, pp. 1311–1317, Oct. 2000.
- [37] R. Mathur and R. Varma, *The Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)*. Wiley-IEEE Press, 2002.
- [38] L. Gyugyi, C. D. Schauder, S. L. Williams, T. R. Rietman, D. R. Torgerson, and A. Edris, “The unified power flow controller: a new approach to power transmission control,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 2, pp. 1085–1097, Apr. 1995.
- [39] “IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems,” *IEEE Std C371182-2011 Revis. IEEE Std C37118-2005*, pp. 1–53, Dec. 2011.
- [40] M. M. Santos, “Análise da Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Usando Dados de Medição Fasorial Sincronizada,” Dissertação de Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2008.
- [41] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” *IEEE Std C371181-2011 Revis. IEEE Std C37118-2005*, pp. 1–61, Dec. 2011.
- [42] “IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring,” *IEEE Std C37244-2013*, pp. 1–65, May 2013.

- [43] “IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control,” *IEEE Std C37242-2013*, pp. 1–107, Mar. 2013.
- [44] A. von Meier, D. Culler, A. McEachern, and R. Arghandeh, “Micro-synchphasors for distribution systems,” in *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014 IEEE PES*, 2014, pp. 1–5.
- [45] B. Bhargava, “Synchronized Phasor Measurement System project at Southern California Edison Co,” in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 1999*, 1999, vol. 1, pp. 16–22 vol.1.
- [46] I. C. Decker, D. Dotta, M. N. Agostini, S. L. Zimath, and A. S. de Silva, “Performance of a synchronized phasor measurements system in the Brazilian power system,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006*, 2006, p. 8 pp.–.
- [47] I. C. Decker, M. N. Agostini, A. S. e Silva, and D. Dotta, “Monitoring of a large scale event in the Brazilian Power System by WAMS,” in *Bulk Power System Dynamics and Control (iREP) - VIII (iREP), 2010 iREP Symposium*, 2010, pp. 1–8.
- [48] P. A. S. da Silva, I. C. Decker, V. Zimmer, M. N. Agostini, and F. M. Mantelli, “Análise do Desempenho Dinâmico da Interligação AC-RO/SIN com a Inserção da UHE Santo Antônio Usando Sincrofases,” presented at the XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília-DF, 2013.
- [49] J. R. Pesente, “Estudo da Utilização de Medição Sincronizada de Fasores para o Esquema de Controle de Emergência do Sistema de Transmissão de Itaipu em 60 Hz,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis-SC, 2009.
- [50] F. B. Prioste, A. S. e Silva, and I. C. Decker, “Monitoring oscillations modes of the Brazilian Interconnected Power System using ambient data,” in *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, 2011, pp. 1–7.
- [51] T. Jeremias, “Implementação e Análise de Metodologias de Identificação de Oscilações Eletromecânicas em um Ambiente de Aplicativos para Sincrofases,” Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2013.
- [52] M. A. Benetti, “Utilização de Medição Fasorial Sincronizada em Metodologias de Localização de Faltas em Linhas de Transmissão,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2009.
- [53] V. Zimmer, “Detecção, Identificação e Localização de Eventos Usando Sincrofases,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis-SC, 2013.
- [54] V. Zimmer, I. C. Decker, and M. N. Agostini, “Disturbance location in the Brazilian electric power system using synchrophasors,” in *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On*, 2013, pp. 1–8.

- [55] G. Brustolin, “Detecção de Eventos de Ilhamento Utilizando Dados Fasoriais Sincronizados e a Transformada Wavelet Discreta,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2013.
- [56] D. Dotta, A. S. e Silva, and I. C. Decker, “Wide-Area Measurements-Based Two-Level Control Design Considering Signal Transmission Delay,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 208–216, Feb. 2009.
- [57] A. Fürstenberger, “Desenvolvimento de um Sistema Concentrador de Dados de Medição Fasorial Sincronizada,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2010.
- [58] F. Trevisan, “Validação de Parâmetros de Modelos de Unidades Geradoras usando dados de Medição Sincronizada de Fasores,” Dissertação de Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.
- [59] I. C. Decker, D. Dotta, M. N. Agostini, A. S. Silva, B. T. Meyer, and S. L. Zimath, “Installation and monitoring experiences of the first synchronized measurement system in the brazilian national grid,” in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES*, 2008, pp. 1–7.
- [60] I. C. Decker, M. N. Agostini, A. S. e Silva, M. A. Benetti, M. R. Bastos, and S. L. Zimath, “Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Desenvolvimentos e Implementação no Sistema de Transmissão da CTEEP,” *P&D: Revista Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel*, vol. 5, pp. 35–38, 2013.
- [61] P. E. M. Quintão, “Detecção e Mitigação de Oscilações Mal Amortecidas no Sistema Interligado Nacional - Exploração de Medição Fasorial Sincronizada e Ferramentas de Análise Linear,” presented at the XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Foz do Iguaçu (PR) - Brazil, 2014.
- [62] P. M. Frank, *Introduction to System Sensitivity Theory*. New York: Academic Press Inc, 1978.
- [63] X. Yanhui, H. Renmu, and H. Dong, “Validation of measurement-based load modeling for large-scale power grid,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–6.
- [64] M. . Abido and Y. L. Abdel-Magid, “On-line identification of synchronous machines using radial basis function neural networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1500–1506, Nov. 1997.
- [65] J. J. Sanchez-Gasca, C. J. Bridenbaugh, C. E. J. Bowler, and J. S. Edmonds, “Trajectory sensitivity based identification of synchronous generator and excitation system parameters,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 1814–1822, Nov. 1988.

- [66] S. Jiang, U. D. Annakkage, and A. M. Gole, "A platform for validation of FACTS models," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 1, pp. 484–491, Jan. 2006.
- [67] D. N. Kosterev, "Hydro turbine-governor model validation in pacific northwest," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1144–1149, May 2004.
- [68] J. E. Gomez, I. C. Decker, and R. A. Leon, "Hybrid simulations, a smart way to perform parameter validation in power systems," in *2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, 2011, pp. 1–7.
- [69] Z. Huang, D. N. Kosterev, R. Guttromson, and T. Nguyen, "Model validation with hybrid dynamic simulation," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006*, 2006, p. 9 pp.–.
- [70] J. E. Gómez and I. C. Decker, "Validação dos Modelos de uma hidrelétrica de Grande Porte Utilizando PMUs Instaladas em Baixa Tensão na Caverna," presented at the XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Foz do Iguaçu (PR) - Brazil, 2014.
- [71] Z. Huang, R. T. Guttromson, and J. F. Hauer, "Large-scale hybrid dynamic simulation employing field measurements," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, 2004, pp. 1570–1576 Vol.2.
- [72] J. Ma, D. Han, W.-J. Sheng, R.-M. He, C.-Y. Yue, and J. Zhang, "Wide area measurements-based model validation and its application," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 6, pp. 906–916, Nov. 2008.
- [73] L. Chen, P. N. Markham, and Y. Liu, "Wide-area dynamic model validation using FNET measurements," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, 2012, pp. 1–7.
- [74] Z. Huang, B. Yang, and D. N. Kosterev, "Benchmarking of planning models using recorded dynamics," in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, 2009, pp. 1–6.
- [75] B. Agrawal and D. N. Kosterev, "Model Validation Studies for a Disturbance Event That Occurred on June 14 2004 in the Western Interconnection," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 2007, pp. 1–5.
- [76] Z. Huang, P. Du, D. Kosterev, and S. Yang, "Generator dynamic model validation and parameter calibration using phasor measurements at the point of connection," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1939–1949, May 2013.
- [77] P. M. Douglas and J. Bialek, "Dynamic Model Validation of the Icelandic power system using WAMS-based Measurement of Oscillatory Stability," presented at the PSCC, Glasgow, Scotland, 2008.
- [78] M. . Arjona, M. Cisneros-González, and C. Hernandez, "Parameter Estimation of a Synchronous Generator Using a Sine Cardinal Perturbation and Mixed Stochastic Deterministic Algorithms," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 2, pp. 486–493, Feb. 2011.

- [79] Z. Huang, P. Du, D. N. Kosterev, and B. Yang, "Application of extended Kalman filter techniques for dynamic model parameter calibration," in *IEEE Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09*, 2009, pp. 1–8.
- [80] K. Kalsi, P. Du, and Z. Huang, "Model calibration of exciter and PSS using Extended Kalman Filter," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–6.
- [81] M. Calvo and O. P. Malik, "Synchronous Machine steady-State parameter estimation using neural networks," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 2, pp. 237–244, Jun. 2004.
- [82] R. Escarela-Perez, T. Niewierowicz, and E. Campero-Littlewood, "Synchronous machine parameters from frequency-response finite-element simulations and genetic algorithms," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 16, no. 2, pp. 198–203, Jun. 2001.
- [83] J. F. Hauer, C. J. Demeure, and L. L. Scharf, "Initial results in Prony analysis of power system response signals," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 1, pp. 80–89, Feb. 1990.
- [84] D. J. Trudnowski, J. M. Johnson, and J. F. Hauer, "Making Prony analysis more accurate using multiple signals," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 226–231, Feb. 1999.
- [85] T. J. Browne, V. Vittal, G. T. Heydt, and A. Messina, "A Comparative Assessment of Two Techniques for Modal Identification From Power System Measurements," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1408–1415, Aug. 2008.
- [86] P. van Overschee, *Subspace Identification for Linear Systems: Theory - Implementation - Applications*, Softcover reprint of the original 1st ed. 1996 edition. Boston, MA: Springer, 2011.
- [87] N. Zhou, J. Pierre, and J. Hauer, "Initial results in power system identification from injected probing signals using a subspace method," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–1.
- [88] J. L. A. Jardim, "ORGANON - User Manual." HPPA Version 7.6, 2013.
- [89] Eletrobras Cepel, "PacDyn Version 9.6.0 User's Manual." 2013.
- [90] R. G. Lyons, *Understanding Digital Signal Processing*, 3 edition. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2010.
- [91] IEEE Task Force, "Identification of Electromechanical Modes in Power Systems." IEEE Task Force Report, Jun-2012.
- [92] G. Rogers, "Modal Analysis of Power Systems," in *Power System Oscillations*, Springer US, 2000, pp. 31–73.
- [93] J. Rose and I. A. Hiskens, "Estimating wind turbine parameters and quantifying their effects on dynamic behavior," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–7.

- [94] I. A. Hiskens and M. A. Pai, "Trajectory sensitivity analysis of hybrid systems," *IEEE Trans. Circuits Syst. Fundam. Theory Appl.*, vol. 47, no. 2, pp. 204–220, Feb. 2000.
- [95] S. M. Benchluch and J. H. Chow, "A trajectory sensitivity method for the identification of nonlinear excitation system models," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 8, no. 2, pp. 159–164, Jun. 1993.
- [96] G. Hou and V. Vittal, "Cluster Computing-Based Trajectory Sensitivity Analysis Application to the WECC System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 502–509, Feb. 2012.
- [97] S. B. Chaves, "Análise estática e dinâmica de sistemas de potência via aplicativo computacional integrado : ORGANON," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ – Brasil, 2008.

ANEXO A – MODELO DAS MAQUINAS SINCRONAS E SEUS CONTROLADORES

1) Máquinas Síncronas

As máquinas síncronas referentes às unidades geradoras 1, 2, 3 e 4 utilizam o modelo 4 proposto em [17]. Com os parâmetros mostrados na figura a seguir.

Bus No./Name: 1 Barra1
 Group: 10
 Transducer: Tc (s) 0.0500, Rc (pu) 0.0000, Xc (pu) 0.0000
 Controlled Bus: 1 Barra1
 Particip. Factor (%): MW 100.0000, Mvar 100.0000

Synchronous Machine Model Parameters
 Status Model SM04 Show Model Diagram

Xd(pu)	Xld(pu)	Xlld(pu)	Xq(pu)	
1.80	0.30	0.250	1.70	4.950
Xllq(pu)	Ra(pu)	Base(MVA)	Xl(pu)	Xt(pu)
0.250	0.0025	900.	0.20	0.
Tld(s)	Tlld(s)		H(Mw/MVA.s)	D(pu/pu)
8.	0.030	0.40	4.9380	0.50
Tllq(s)	Ag	Bg		
0.050	0.0150	9.640		

Sat=Ag.exp(Bg.(Efd-0.8))

2) Reguladores de Velocidade

Os quatro reguladores de velocidade utilizam o modelo GOV09 com os parâmetros mostrados na figura a seguir.

Governor Model Parameters
 Status Model GOV09 Show Model Diagram

R>0	T1(s)>0	Pmax(pu)	Pmin(pu)	T2(s)
0.050	0.10	1.20	0.	0.020
T3(s)>0				
1.				

3) Reguladores de Tensão

Os reguladores de tensão utilizam o modelo AVR01 com os parâmetros mostrados na figura a seguir.

AVR Model Parameters				
<input checked="" type="checkbox"/> Status	Model	AVR01	Show Model Diagram	
Ka	Ta(s)>0	Efdmin	Efdmax	
200.	0.010	-4.	4.	

4) Estabilizadores de Sistemas de potência

Os reguladores de tensão utilizam o modelo PSS01, com os parâmetros mostrados na figura a seguir.

PSS Model Parameters				
<input checked="" type="checkbox"/> Status	Model	PSS01	Show Model Diagram	
T1(s)	T2(s)	T3(s)	T4(s)	T5(s)
0.050	3.	0.020	5.40	0.
T6(s)	Tw(s)	K1	Vmin	Vmax
0.	10.	20.	-0.10	0.10
Type				
1				

Para os PSSs das unidades geradoras 3 e 4 o valor de k_1 é alterado para 7 ao invés de 20.