

**PROCESSAMENTO DE MEDIDAS FASORIAIS DE
TENSÃO E CORRENTE NA ESTIMAÇÃO DE
ESTADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Renan Augusto da Costa Leites



Universidade Federal de Santa Catarina
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica

RENAN AUGUSTO DA COSTA LEITES

PROCESSAMENTO DE MEDIDAS FASORIAIS DE TENSÃO E
CORRENTE NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE
POTÊNCIA

**Dissertação submetida à Universidade
Federal de Santa Catarina como parte dos
requisitos para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Elétrica**

Orientador: Prof. Antonio José Alves Simões
Costa, PhD.

Florianópolis
2010

RENAN AUGUSTO DA COSTA LEITES

**PROCESSAMENTO DE MEDIDAS FASORIAIS DE TENSÃO E
CORRENTE NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE
POTÊNCIA**

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 12 de Fevereiro de 2010

Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph. D.
Orientador

Banca examinadora :

Prof. Antonio José Alves Simões Costa,
Ph.D
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc
Universidade Federal de Santa Catarina

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

PROCESSAMENTO DE MEDIDAS FASORIAIS DE TENSÃO E CORRENTE NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Renan Augusto da Costa Leites

Fevereiro / 2010

Orientador: Prof. Antônio Simões Costa, Ph.D

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-Chave: Estimação de Estados em Sistemas de Potência;

Medição Fasorial Sincronizada,;

Número de páginas: 162

Neste trabalho investigam-se os impactos da inclusão das Medidas Fasoriais Sincronizadas (MFS) de corrente e tensão oriundas das Unidades de Medição Fasorial (UMF) na Estimação de Estados em Sistemas de Potência. Além da análise do estado da arte no tema, foi desenvolvido um estimador de estados ortogonal com capacidade de processamento de MFS para simulação dos impactos destas medidas nos resultados da estimação. Na revisão do estado da arte, são abordados os principais conceitos associados à estimação de estados, ao desenvolvimento das UMF e aos erros associados às MFS. No que diz respeito à análise dos impactos da inclusão das MFS na estimação de estados, são exploradas as formas de sua inserção na estimação de estados e desenvolvidas abordagens distintas para consideração dos erros associados a estas medidas. Numa segunda etapa, o estimador de estados desenvolvido é utilizado para, a partir de planos de medição simulados, investigar o impacto das MFS de corrente e tensão na qualidade das estimativas. Para tal, vários sistemas-teste do IEEE são utilizados. A análise dos benefícios das MFS é conduzida a partir da variação do número de medidas fasoriais alocadas na rede elétrica e os resultados são quantificados mediante a definição de métricas apropriadas.

Abstract of the Dissertation work presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the Master degree in Electrical Engineering.

VOLTAGE AND CURRENT PHASOR MEASUREMENT PROCESSING IN POWER SYSTEM STATE ESTIMATION

Renan Augusto da Costa Leites

February / 2010

Advisor: Prof. Antônio Simões Costa, Ph.D

Area of Concentration: Electric Power Systems

Keywords: Power System State Estimation Synchronized Phasor Measurements

Number of Pages: 162

This work investigates the impact of voltage and current Synchronized Phasor Measurements (SPM) on Power System State Estimation. The state-of-the-art of the concepts associated with state estimation, PMU technology, and measurement errors related to SPM is initially reviewed. An orthogonal state estimator with capacity to process voltage and current phasor measurements has been developed to simulate the impact of SPM on power system estimated quantities. Distinct forms of SPM insertion in power system state estimation are discussed, as well as different approaches to model the errors associated to current phasor measurements. The orthogonal state estimator developed in connection with this work is applied to several IEEE test systems, with distinct metering schemes, in order to investigate the impact of SPM on the quality of the state estimation results. The benefits of SPM insertion are evaluated by varying the number of phasor measurements in the metering schemes and the results are quantified through appropriate performance indices.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Representação senoidal com período T amostrada em instantes T_0 [1].....	17
Figura 2.2 – Convenção para representação de sincrofasores [1].....	17
Figura 2.3 – Progressão dos critérios de alocação das UMF em função do nível de exigência do agente responsável [61].....	21
Figura 2.4 – Sistema de Medição Fasorial – SMS [73].....	22
Figura 2.5 – Unidade de Medição Fasorial – UMF [73].	23
Figura 2.6 – Ilustração típica dos canais de instrumentação (TC e TP) [80]	29
Figura 3.1 – Modelo equivalente da linha de transmissão conectando as barras i e k	49
Figura 4.1 – Estrutura Linear.....	61
Figura 4.3 – Processamento conjunto.	65
Figura 5.1 – Diagrama unifilar sistema IEEE 14 barras.....	81
Figura 5.2- Média do erro de ângulo de fase estimado (14 Barras)	83
Figura 5.3- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (14 Barras).....	83
Figura 5.4- Média do erro de módulo da tensão estimada (14 Barras)	84
Figura 5.5- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (14 Barras).....	84
Figura 5.6- Métrica de Tensão - KEMA (14 Barras)	85
Figura 5.7- Média do erro de ângulo de fase estimado (14 Barras)	87
Figura 5.8- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (14 Barras).....	87
Figura 5.9 - Média do erro de módulo da tensão estimada (14 Barras)	88

Figura 5.10 - Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (14 Barras).....	88
Figura 5.11 - Métrica de Tensão - KEMA (14 Barras).....	89
Figura 5.12 – Diagrama unifilar sistema IEEE 30 barras.	90
Figura 5.13- Média do erro de ângulo de fase estimado (30 Barras)	92
Figura 5.14- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (30 Barras).....	93
Figura 5.15- Média do erro de módulo da tensão estimada (30 Barras).....	93
Figura 5.16- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (30 Barras).....	94
Figura 5.17- Métrica de Tensão - KEMA (30 Barras)	94
Figura 5.18- Média do erro de ângulo de fase estimado (30 Barras)	97
Figura 5.19- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (30 Barras).....	97
Figura 5.20- Média do erro de módulo da tensão estimada (30 Barras).....	98
Figura 5.21- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (30 Barras).....	98
Figura 5.22- Métrica de Tensão - KEMA (30 Barras)	99
Figura 5.23 – Diagrama unifilar sistema IEEE 57 barras.	100
Figura 5.24- Média do erro de ângulo de fase estimado (57 Barras)	103
Figura 5.25- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (57 Barras).....	103
Figura 5.26- Média do erro de módulo da tensão estimada (57 Barras)...	104
Figura 5.27- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (57 Barras).....	104
Figura 5.28- Métrica de Tensão - KEMA (57 Barras)	105
Figura 5.29- Média do erro de ângulo de fase estimado (57 Barras)	107
Figura 5.30- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (57 Barras).....	108

Figura 5.31- Média do erro de módulo da tensão estimada (57 Barras)...	108
Figura 5.32- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (57 Barras).....	108
Figura 5.33- Métrica de Tensão - KEMA (57 Barras)	109
Figura 5.34- Métrica de Tensão - KEMA (57 Barras) – Precisão UMFS	110
Figura 5.35 – Diagrama unifilar sistema IEEE 118 barras.	111
Figura 5.36 - Média do erro de ângulo de fase estimado (118 Barras)	115
Figura 5.37- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (118 Barras).....	116
Figura 5.38- Média do erro de módulo da tensão estimada (118 Barras).	116
Figura 5.39- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (118 Barras).....	117
Figura 5.40- Métrica de Tensão - KEMA (118 Barras)	117
Figura 5.41- Média do erro de ângulo de fase estimado (118 Barras)	119
Figura 5.42- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (118 Barras).....	119
Figura 5.43- Média do erro de módulo da tensão estimada (118 Barras).	120
Figura 5.44- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (118 Barras).....	120
Figura 5.45- Métrica de Tensão - KEMA (118 Barras)	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros de influência e o máximo erro permitido para conformidade com os níveis 0 e 1 de exatidão.....	26
Tabela 2.2 – Exatidão dos transformadores de corrente – Norma ANSI C53.13.....	31
Tabela 2.3 – Exatidão dos transformadores de potencial – Norma ANSI C57.13.....	31
Tabela 2.4 – Exatidão dos transformadores de potencial capacitivo – Norma ANSI C93.1.....	31
Tabela 2.5 – Atrasos de tempo associados ao cabeamento de comunicação.[73].....	34
Tabela 3.1 – Derivadas parciais da partes real e imaginária de V_i e V_k em relação às variáveis de estado.....	50
Tabela 3.2 – Derivadas parciais dos termos que compõe a formulação do módulo da corrente (SCADA).....	54
Tabela 5.2 – Plano Mínimo de Medição – Sistema IEEE 14.....	82
Tabela 5.3 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 14 Etapa 1.....	85
Tabela 5.4 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 14 Etapa 2.....	89
Tabela 5.5 – Plano Mínimo de Medição – Sistema IEEE 30.....	90
Tabela 5.6 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 30 Etapa 1.....	94
Tabela 5.7 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 30 Etapa 2.....	99
Tabela 5.8 – Plano Mínimo de Medição – Sistema IEEE 57.....	100
Tabela 5.9 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 57 Etapa 1.....	105
Tabela 5.10 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 57 Etapa 1.....	109

Tabela 5.11 – Plano Mínimo de Medição – Sistema IEEE 118.....	112
Tabela 5.12 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 118 Etapa 2.....	121
Tabela A1.1 – Dados IEEE 14 barras.	145
Tabela A1.2 – Dados IEEE 30 barras.	146
Tabela A1.3 – Dados IEEE 57 barras.	148
Tabela A1.4 – Dados IEEE 118 barras.	152

SIGLAS

AEP – American Electric Power
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BPA – Bonneville Power Administration
CAG – Controle Automático de Geração
DFR – Digital Fault Recorder
EMS – Electric Management System
EPRI – Electric Power Research Institute
EOVT – Electrical-optical Voltage Transformer
GOES – Geostationary Operational Environmental System
GPS – Global Positioning System
IEEE – Institute of Electric and Electronic Engineers
IED – Intelligent Electronic Device
IMMARSAT – International Maritime Satellite System
ISO – Independent System Operator
MFS – Medição Fasorial Sincronizada
MOCT – Magneto-optical Current Transformer
NASPI – North American Synchrophasor Initiative
NERC – North American Electric Reliability Corporation
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDC – Phasor Data Concentrator
PMU – Phasor Measurement Unit
PRTT – Performance Requirement Task Team
RMS – Root Mean Square
SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition
SMFS – Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
SIN – Sistema Interligado Nacional
SOE – Sequence of Events
TC – Transformador de Corrente
TP – Transformador de Potencial
TPC – Transformador de Potencial Capacitivo
TVE – Total Vector Error
UMF – Unidade de Medição Fasorial
UTC – Universal Time Coordinated
WLS – Weighted Least Square

SUMÁRIO

<u>INTRODUÇÃO</u>	1
1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
1.1.1 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS	3
1.1.1.1 ORIGEM E DESENVOLVIMENTO.....	3
1.1.2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS COM MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	6
1.1.2.1 ORIGEM E DESENVOLVIMENTO.....	7
1.1.2.2 APLICAÇÕES	9
1.2 OBJETIVOS	10
1.2.1 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	11
<u>CAPÍTULO 2 – TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA E SUA APLICAÇÃO À MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	13
2.1 INTRODUÇÃO	13
2.2 SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL (SMF)	14
2.2.1 ORIGEM E DESENVOLVIMENTO.....	14
2.2.2 DEFINIÇÃO DE SINCRÓFAORES	15
2.2.3 FONTES DE SINCRONIZAÇÃO	17
2.2.4 APLICAÇÕES	19
2.2.5 CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL.....	21
2.2.5.1 UNIDADE DE MEDIÇÃO FASORIAL (UMF)	22
2.2.5.2 CONCENTRADOR DE DADOS (PDC).....	24
2.2.5.3 COMUNICAÇÃO.....	24
2.2.6 REQUISITOS DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL	25
2.2.7 PRECISÃO	26
2.2.8 ERROS ASSOCIADOS À MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA.....	28
2.2.9 CONCLUSÕES.....	35
<u>CAPÍTULO 3 – ESTIMAÇÃO DE ESTADOS CONVENCIONAL – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA</u>	39
3.1 INTRODUÇÃO	39

3.2	MODELO DE MEDIÇÃO	39
3.3	PRINCIPAIS MÉTODOS	40
3.3.1	EQUAÇÃO NORMAL	40
3.3.2	DESACOPLADO RÁPIDO	42
3.3.3	WLS COM RESTRIÇÕES DE IGUALDADE.....	44
3.3.4	MÉTODOS ORTOGONAIS	45
3.3.5	MÉTODO HÍBRIDO.....	46
3.3.6	MÉTODO DE PETERS E WILKINSON	46
3.3.7	MATRIZ AUMENTADA OU TABLEAU ESPARSO.....	47
3.4	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	48
3.4.1	FORMAÇÃO DA MATRIZ JACOBIANA.....	48
3.4.2	INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE MÓDULO DA CORRENTE (SCADA).....	53
3.5	CONCLUSÕES	55
<u>CAPÍTULO 4 – INSERÇÃO DE MEDIDAS FASORIAIS</u>		
<u>SINCRONIZADAS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS</u>		59
4.1	INTRODUÇÃO	59
4.2	ABORDAGEM LINEAR	60
4.3	PÓS-PROCESSAMENTO	62
4.4	PROCESSAMENTO CONJUNTO	64
4.5	MODELAGEM DAS MEDIDAS FASORIAIS SINCRONIZADAS	66
4.6	ALTERNATIVAS DE PONDERAÇÃO DE ERROS	67
4.6.1	ABORDAGEM COM INVERSO DA MATRIZ DE COVARIÂNCIAS	68
4.6.2	ABORDAGEM COM A MATRIZ BLOCO DIAGONAL.....	69
4.7	FORMAÇÃO DA MATRIZ JACOBIANA COM MFS	72
4.8	CONCLUSÕES	73
<u>CAPÍTULO 5 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES</u>		77
5.1	INTRODUÇÃO	77
5.2	DEFINIÇÃO DE MÉTRICAS E INDICADORES ESTATÍSTICOS	78
5.2.1	MÉTRICA DE TENSÃO	78
5.2.2	INDICADORES ESTATÍSTICOS	79
5.3	SISTEMAS TESTE	79

5.3.1	APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS.....	80
5.3.2	PLANOS DE MEDIÇÃO	80
5.4	SISTEMA DE 14 BARRAS (IEEE)	81
5.4.1	DIAGRAMA UNIFILAR.....	81
5.4.2	PLANO MÍNIMO DE MEDIÇÃO	82
5.4.3	ETAPA 1 – INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE CORRENTE.....	83
5.4.3.1	RESULTADOS	83
5.4.3.2	COMENTÁRIOS	86
5.4.4	ETAPA 2 – INSERÇÃO DE UMF	86
5.4.4.1	RESULTADOS	86
5.4.4.2	COMENTÁRIOS	89
5.5	SISTEMA DE 30 BARRAS (IEEE)	90
5.5.1	DIAGRAMA UNIFILAR.....	90
5.5.2	PLANO MÍNIMO DE MEDIÇÃO	90
5.5.3	ETAPA 1 – INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE CORRENTE.....	92
5.5.3.1	RESULTADOS	92
5.5.3.2	COMENTÁRIOS	96
5.5.4	ETAPA 2 – INSERÇÃO DE UMF	96
5.5.4.1	RESULTADOS	96
5.5.4.2	COMENTÁRIOS	99
5.6	SISTEMA DE 57 BARRAS (IEEE)	100
5.6.1	DIAGRAMA UNIFILAR.....	100
5.6.2	PLANO MÍNIMO DE MEDIÇÃO	100
5.6.3	ETAPA 1 – INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE CORRENTE.....	102
5.6.3.1	RESULTADOS	102
5.6.3.2	COMENTÁRIOS	106
5.6.4	ETAPA 2 – INSERÇÃO DE UMF	107
5.6.4.1	RESULTADOS	107
5.6.4.2	RESULTADOS – VARIAÇÃO DE PRECISÃO (UMF)	109
5.6.4.3	COMENTÁRIOS	110
5.7	SISTEMA DE 118 BARRAS (IEEE)	111
5.7.1	DIAGRAMA UNIFILAR.....	111
5.7.2	PLANO MÍNIMO DE MEDIÇÃO	112
5.7.3	ETAPA 1 – INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE CORRENTE.....	115

5.7.3.1	RESULTADOS.....	115
5.7.3.2	COMENTÁRIOS.....	117
5.7.4	ETAPA 2 – INSERÇÃO DE UMF.....	118
5.7.4.1	RESULTADOS.....	118
5.7.4.2	COMENTÁRIOS.....	122
5.8	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	123
5.8.1	PONDERAÇÃO DOS RESÍDUOS DE MEDIDAS FASORIAIS DE CORRENTE	123
5.8.2	IMPACTO DA MFS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS.....	125
5.9	CONCLUSÕES	126
<u>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</u>		<u>129</u>
6.1	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	134
<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</u>		<u>137</u>
<u>ANEXOS.....</u>		<u>145</u>
ANEXO 1 – DADOS DOS SISTEMAS TESTE UTILIZADOS.....		145
IEEE 14 BARRAS		145
IEEE 30 BARRAS		146
IEEE 57 BARRAS		148
IEEE 118 BARRAS		152

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a sociedade vem experimentando novos desafios relacionados ao atendimento à crescente demanda por energia em suas diversas formas. O aumento na emissão de gases do efeito estufa, associado à escassez cada vez maior das fontes não renováveis de energia tem motivado uma série de mudanças na forma como as políticas energéticas mundiais são conduzidas.

Neste contexto, a energia elétrica assumiu o papel de alicerce dos meios de produção e, conseqüentemente, da sustentabilidade econômica dos países desenvolvidos e em desenvolvimento.

À sombra desta demanda surgiu a necessidade de estimular grandes investidores a aportar cada vez mais capital no setor elétrico em forma de investimentos em tecnologia e fontes renováveis de energia.

Esta nova concepção elevou a complexidade dos sistemas de energia elétrica, que passaram a contemplar não só questões de segurança sistêmica como também os múltiplos interesses dos Agentes¹ envolvidos. No Brasil esta transição deu-se através da desverticalização do setor, com o fim do monopólio estatal, com a participação da iniciativa privada e com a criação de regras de mercado complexas.

Não só o Brasil tem experimentado desafios relacionados à evolução de seu sistema de energia elétrica. Países cuja legislação de mercado é ainda mais flexível que a brasileira também tem enfrentado obstáculos cada vez maiores na busca por uma operação segura.

Além da segurança sistêmica, com o envolvimento de diversos Agentes na geração, na transmissão e na distribuição de energia elétrica, a qualidade dos dados que representam as medidas das grandezas elétricas do sistema é de fundamental importância para esta nova política de mercado.

Os operadores de sistemas (ISO – Independent System Operators) necessitam de ferramentas mais robustas e eficientes, alinhadas com a

¹ O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utiliza a denominação “Agente”, a qualquer empresa que tenha estações ou equipamentos conectados à Rede Básica (de supervisão do Operador) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para efeitos de composição deste trabalho, a mesma terminologia será adotada.

contínua evolução do setor, que garantam alta qualidade na análise de segurança e no monitoramento das condições operativas em tempo real.

Atender a demanda, garantindo a evolução constante da infraestrutura e das ferramentas de suporte à operação, incorporando novas fontes de energia e desenvolvendo novas tecnologias é uns dos grandes desafios que se apresenta para os operadores de sistema. Neste processo, duas questões são de fundamental importância:

- Segurança elétrica;
- Aproveitamento total da capacidade instalada.

Estes dois conceitos estão diretamente correlacionados, ou seja, quanto mais próximo do aproveitamento total da capacidade de transmissão e geração instaladas, maiores são os riscos associados – menor segurança – à operação do sistema.

As Unidades de Medição Fasorial (UMF) se apresentam como a tecnologia que pode conciliar estas duas questões através da monitoração precisa das grandezas elétricas envolvidas na operação. Ao medirem fasores de tensão e corrente estes novos equipamentos de medição produzem insumos para determinação dos reais limites de transferência de energia possibilitando o maior aproveitamento das instalações.

Não obstante, as ferramentas de monitoração de segurança em tempo-real: análise de contingência, fluxo de potência ótimo, despacho econômico, entre outras poderão ter um ganho de eficiência, à medida que os dados das UMF forem incorporados.

Na atual configuração dos EMS – Energy Management System estas ferramentas são executadas on-line através das variáveis de estado disponibilizadas pelo Estimador de Estados. É, portanto, de fundamental importância para o aproveitamento do potencial das medidas fasoriais, que o estimador de estados possa processar essas medidas e aproveitar todo seu potencial para a determinação destas variáveis, que comumente consistem dos módulos e ângulos das tensões de barra.

Este trabalho destina-se a apresentar uma metodologia para contemplar as Medidas Fasoriais Sincronizadas (MFS) de tensão e corrente oriundas das UMF em um estimador de estados baseado no método de mínimos quadrados solucionado via Rotações de Givens. Apresenta os impactos destas medidas na qualidade do estimador de estados e propõe uma metodologia para tratamento dos erros associados aos fasores de tensão e corrente.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Desde sua proposição no final da década de 60, a estimação de estados vem sofrendo modificações e aprimoramentos relacionados, principalmente, à evolução da capacidade de processamento de dados, à aplicação de novas metodologias para tratamento de erros grosseiros, análise de observabilidade e ao desenvolvimento dos Sistemas de Supervisão e Controle (SSC).

No entanto, o impacto mais significativo em termos de tecnologia advém da capacidade recente de obtenção direta, através de medição, dos fasores de sequência positiva de tensão e corrente. O desenvolvimento das UMF proporcionou um salto qualitativo nos dados disponíveis ao Estimador de Estados (EE), agregando valor a esta ferramenta.

1.1.1 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

Em [1], Schweppe define a estimação estática de estados como um algoritmo de processamento de dados que converte leituras de medidas redundantes e outras informações disponíveis em uma estimativa do vetor de variáveis de estado.

A principal função deste algoritmo está relacionada à sua capacidade de detectar, processar e eliminar erros associados às medidas considerando níveis adequados de observabilidade e redundância.

1.1.1.1 ORIGEM E DESENVOLVIMENTO

A origem da Estimação de Estados remonta ao final da década de 60, quando Schweppe [1 – 3] propôs, baseado em técnicas matemáticas como estimação, detecção, probabilidade, estatística e filtragem de dados, uma metodologia capaz de processar dados medidos em associação com as demais informações disponíveis de um sistema elétrico com objetivo de fornecer o vetor de variáveis de estado deste sistema.

A partir de um modelo de medição que considera erros independentes e modelados como variáveis aleatórias de média zero e variância conhecida, Schweppe [1] instituiu uma formulação de mínimos quadrados para obtenção das variáveis de estados, cuja função objetivo é a soma ponderada (pela matriz inversa da covariância das medidas) dos quadrados dos resíduos de estimação. Este método é

conhecido como Mínimos Quadrados Ponderados (Wighted Least Squares – WLS) e tornou-se a ferramenta mais utilizada para a estimação de estados em sistemas elétricos de potência.

Em 1970, Dopazo et. al. [5, 6] apresentaram a necessidade de algumas melhorias no método proposto por Schweppe. Entre os pontos levantados estão a limitação da faixa de valores dos pesos atribuídos na ponderação das medidas, a necessidade de redundância do plano de medição para possibilitar a solução do problema, dificuldades numéricas associadas ao tratamento das medidas e o nível de precisão necessário para a detecção de erros.

Em 1972, Gentleman [7] apresentou uma alternativa para sanar os problemas numéricos até então enfrentados por aplicações gerais do método de mínimos quadrados. Sua proposta consistia de um método ortogonal para solução desta classe de problemas através de Rotações de Givens sem Raízes Quadradas. O método proposto apresentou significativa redução no número de operações matemáticas realizadas (custo computacional) promovendo maior qualidade na solução de problemas de mínimos quadrados ponderados de grande porte envolvendo matrizes esparsas.

Em 1976, a concessionária americana American Electric Power Service Corporation – AEP publicou um trabalho relatando a sua experiência na implantação de um sistema de monitoração em tempo real baseado em um estimador de estados [8].

Em 1978, Garcia & Monticelli et al. propuseram uma nova metodologia para a estimação de estados como alternativa às metodologias até então apresentadas. O método intitulado desacoplado rápido partia dos mesmos pressupostos adotados no fluxo de potência desacoplado rápido para estimar as variáveis de estado de um sistema. As principais vantagens apontadas relacionavam-se ao custo computacional menor: algoritmos mais simples, menor armazenamento de dados e maior velocidade de processamento, quando comparados aos estimadores WLS convencionais [17].

Em 1981, Simões Costa e Quintana [13] propuseram a solução da estimação de estados através de rotações rápidas de Givens propostas por Gentleman [7], baseada no processamento sequencial das linhas da matriz Jacobiana. Em função das características dos métodos ortogonais, a solução proposta garantia estabilidade numérica da solução e facilidade no tratamento de problemas associados à esparsidade da matriz Jacobiana. O processamento sequencial acarreta benefícios também para identificação e processamento de erros grosseiros, bem como, a aplicação de métodos de análise de observabilidade numérica.

O método proposto em [13] é utilizado no estimador de estados apresentado neste trabalho.

Baseado nesta linha de pesquisa, [14] apresenta um método para detecção e processamento de erros grosseiros utilizando os métodos ortogonais de estimação. O trabalho destaca os avanços obtidos na detecção de erros quando da utilização do processamento sequencial via método de Givens, em função da disponibilidade dos valores parciais da soma do quadrado dos resíduos após o processamento de cada uma das linhas da matriz Jacobiana.

Nesta etapa, os estimadores de estado processavam planos de medição contendo medidas de fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão, injeção de potência ativa e reativa e medidas de módulo da tensão nos barramentos.

Em 1984, com a evolução nas pesquisas, foram propostas metodologias para incluir também medidas de corrente oriundas do sistema SCADA. Apesar de não apresentarem informação relacionada ao sentido da corrente, foram propostos algoritmos que agregavam qualidade ao resultado da estimação de estados considerando a utilização destas medidas [9].

Monticelli & Wu, em 1985 [15], apresentaram um método para realizar a análise numérica de observabilidade relacionada à estimação de estados. O trabalho revê os conceitos fundamentais da observabilidade e aborda o tratamento de estados e ramos não-observáveis, ilhas observáveis e relevância das medidas que compõem o plano de medição. Adicionalmente são abordadas questões relacionadas à identificação de ilhas observáveis e métodos para alocação de medidas [16].

Muitos artigos foram publicados sobre temas relacionados ao desenvolvimento da estimação de estados desde o fim da década de 60 até o fim da década de 80. Em [4], é apresentada uma revisão dos principais trabalhos realizados neste período.

Na década de 90, Abur [10, 11, 12] propôs metodologias para solução dos principais problemas relacionados à utilização das medidas de módulo das correntes em estimadores de estados, tais como: (a) identificação de erros grosseiros; (b) análise de observabilidade; e (c) detecção de múltiplas soluções na presença de medidas de módulo da corrente em estimadores de estados.

Outros trabalhos abordando temas como identificação de erros grosseiros, análise de observabilidade, classificação de medidas, identificação de erros topológicos, inclusão de restrições de igualdade em estimadores ortogonais e aplicação de métodos desacoplados rápidos

foram publicados no decorrer da década de 90 e início do século XXI [18 – 22].

Considerando a evolução da estimação de estados nas 3 décadas que sucederam sua proposição, Monticelli [23] e Abur e Exposito [24] consolidaram em livros o equacionamento matemático dos métodos propostos, bem como métodos para análise topológica da rede, análise de observabilidade, processamento de erros grosseiros, estimação de parâmetros de rede, solução de problemas de robustez, entre outros. Estes trabalhos, em conjunto com o artigo publicado por Monticelli em 2000 [25], constituem referencial fundamental quando se trata do estado da arte da estimação estática de estados em sistemas elétricos de potência.

1.1.2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS COM MEDIÇÃO FASORIAL SINCROINIZADA

Os operadores dos grandes sistemas de energia elétrica, Independent System Operators - ISO, têm acompanhado o crescimento contínuo e acelerado da rede sob sua supervisão e controle. Este aumento nas dimensões dos sistemas monitorados exige ferramentas mais robustas e confiáveis para análise de segurança em tempo real.

Os sistemas de gerenciamento utilizados, Energy Management Systems – EMS, são os responsáveis pelas tarefas de supervisão e controle da rede de energia elétrica. Os dados medidos em campo são enviados via Unidades Terminais Remotas – UTRs, através de canais de comunicação para os centros de operação, onde são processados pelo estimador de estados, fornecendo uma estimativa das variáveis de estado em cada subestação que compõe a rede sob supervisão.

A qualidade dos resultados do estimador de estados é de fundamental importância para o bom desempenho das ferramentas de análise de segurança. As variáveis estimadas são utilizadas em tempo real por diversas aplicações: Despacho Econômico (DE), Controle Automático de Geração (CAG), Controle Automático de Tensão (CAT), Análise de Contingências (AC), Fluxo de Potência Ótimo (FPO), Fluxo de Potência (FP), além de aplicativos específicos para análise de segurança, por exemplo o aplicativo ORGANON® [81].

O aumento na dimensão dos sistemas tem impacto direto nestes resultados. À medida que o sistema se expande, uma gama considerável de informações deve ser integrada ao Sistema de Supervisão e Controle

– SSC, impactando nos resíduos de estimação e consequentemente nas aplicações que dependem dos valores estimados.

Neste contexto, as Medições Fasoriais Sincronizadas – MFS oriundas das UMF representam o principal avanço tecnológico das últimas décadas no intuito de agregar valor à qualidade do Estimador de Estados. Além de prover medidas diretas das variáveis de estados, as UMF apresentam precisão elevada quando comparadas às tradicionais medidas oriundas dos sistemas SCADA.

1.1.2.1 ORIGEM E DESENVOLVIMENTO

Um dos principais benefícios oriundos da utilização de estimadores de estados está em sua capacidade de detectar, identificar e corrigir medidas errôneas. Independentemente do algoritmo aplicado no processo, a eficácia da detecção e identificação dos dados errôneos depende da configuração do plano de medição e da sua redundância [37].

O estimador utiliza-se desta redundância para garantir a consistência dos dados, eliminar as informações errôneas devido a interferências aleatórias a que estão sujeitas as medidas e fornecer estimativas confiáveis para as variáveis de estado [43].

Neste contexto, os atributos dos estimadores de estado podem ser divididos em 3 principais subgrupos de atividades [31]:

- Prover a estimativa das variáveis de estado para todas as grandezas, medidas ou não, da rede elétrica;
- Filtrar pequenos erros – inferiores a 3 desvios-padrão – que podem corromper as medidas utilizadas;
- Eliminar as medidas que contêm erros grosseiros da base de dados utilizada.

A teoria da estimação de estados, apesar dos diversos trabalhos desenvolvidos que promoveram sensíveis melhorias nos algoritmos utilizados, manteve sua estrutura básica, proposta em meados da década de 60, inalterada. A evolução na qualidade das medidas, na precisão dos medidores e o aumento da rede observável são fatores que têm influência direta nos resultados deste processo. Tradicionalmente, estas medidas são obtidas através de sistemas SCADA, projetados para capturar as condições de operação em regime permanente.

O sistema SCADA inclui três componentes: as Unidades Terminais Remotas (UTR), o sistema de comunicação entre remotas e concentradores de dados e os Front End (servidores) de gerenciamento

de dados e comunicação. Constituem este sistema medidas analógicas que representam a magnitude das tensões, injeção de potência ativa e reativa nos nós da rede e os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão [51].

Está conectado a um Sistema de Supervisão e Controle (SSC) cuja principal função é receber e processar tele-informações recebidas, formando uma base de dados em tempo real, projetando estas informações ao usuário, documentando os dados e finalmente executando as tarefas associadas ao despacho de energia.

A medição das componentes simétricas das tensões e correntes – fasores – em sistemas de energia elétrica teve seu início na década de 80. Com a evolução da tecnologia dos microprocessadores foram desenvolvidos relés para proteção de linhas de transmissão conhecidos como Symmetrical Component Distance Relay – SCDR, capazes de medir os fasores de tensão e corrente das linhas em que estavam instalados [27].

As UMF foram desenvolvidas, a partir do surgimento de sistemas mais eficientes de sincronismo, como o GPS – Global Positioning System, para medição de fasores de tensão e corrente. Estas medidas têm potencial para agregar valor às ferramentas de apoio à operação em tempo-real destacando-se o estimador de estados [33].

As UMF vêm sendo desenvolvidas desde a concepção dos SCDR nos anos 80. Com o passar dos anos a aceitação destas medidas tem aumentado passando a configurar-se como opção para monitoração da maioria dos sistemas de potência no mundo [50].

As medidas obtidas através das UMF são usualmente superiores às medidas convencionais fornecidas pelos sistemas SCADA em termos de qualidade e precisão. No entanto, é importante considerar que estas medidas não estão livres de erros [45].

No modelo de estimação de estados proposto por Schweppe [1] – [3], o sistema de equações utilizado contempla a representação da sequência positiva da rede elétrica analisada. Consequentemente medidas dos fasores de sequência positiva de tensão e corrente podem constituir insumos relevantes para a estimação de estados [26, 49].

Em 1986, Phadke baseia-se nos dados obtidos através dos relés SCDR e apresenta um modelo de estimação de estados contemplando a utilização das medidas fasoriais de tensão e corrente oriundas destes equipamentos. No modelo proposto, a estimação de estados era realizada em duas etapas: inicialmente as variáveis de estados eram estimadas apenas com os dados oriundos do sistema SCADA e o

resultado desta etapa era atualizado com a utilização dos fasores medidos [26].

Dentre os benefícios esperados com a utilização das medidas fasoriais está o potencial de melhoria na exatidão e confiabilidade dos resultados do estimador de estados. Por outro lado, faz-se necessária a adequação dos estimadores atualmente disponíveis para incorporar os fasores de tensão e corrente [54].

Os impactos da inclusão dos dados das UMF na estimação de estados dependem da precisão das medidas fornecidas, do número de UMF alocadas no sistema, de sua localização e da precisão dos dados fornecidos pelo sistema SCADA. Sua implementação inclui [39]:

- Sincronização dos dados em relação a uma referência comum (GPS);
- Calibração de UMF de diferentes fornecedores em diferentes subestações do sistema;
- Adequação do estimador de estados para utilização dos dados medidos pelas UMF; e,
- Adequação dos pesos associados aos dados medidos para otimização do desempenho das aplicações online.

A simples adição das medidas fasoriais aos planos de medição atualmente disponíveis tem efeito positivo na capacidade do estimador de estados de detectar e identificar dados errôneos. Estas medidas melhoram a redundância local, auxiliam na eliminação de medidas críticas e removem outros obstáculos associados à correta eliminação e processamento de erros [30].

As diversas formas como as UMF podem ser integradas aos estimadores de estado têm sido discutidas na literatura. Existem duas linhas principais de estudo, com características distintas. A primeira considera que, em função da precisão superior dos fasores medidos, estes dados devem ser coletados e processados separadamente dos dados dos atuais sistemas SCADA. Outra linha de estudo admite a diferença nas informações, porém considera que o melhor aproveitamento do potencial das UMF deve contemplar a utilização conjunta aos dados oriundos do sistema SCADA [40].

1.1.2.2 APLICAÇÕES

As Unidades de Medição Fasorial Sincronizada apresentam elevado potencial para aperfeiçoar as ferramentas de monitoramento e análise de segurança em tempo real nos centros de operação.

Estes dispositivos fornecem fasores sincronizados no tempo de tensão e corrente com alta precisão, este tipo de informação favorece um elevado número de aplicações incluindo [47, 40, 29, 34]:

- Proteção de sistemas de energia elétrica;
- Oscilografia de longa duração;
- Medição de frequência;
- Análise de margem de segurança (instabilidade);
- Estimação de Estados.

São citadas outras aplicações na literatura que podem ser beneficiadas pela medição fasorial, no entanto, a estimação de estados destaca-se pela influência que possui nas demais ferramentas de análise de segurança.

Agregar valor à estimação de estado significa agregar valor a uma série de aplicações:

- Despacho econômico;
- Fluxo de potência ótimo;
- Controle automático de tensão;
- Controle automático de geração;
- Análise de contingências.

Neste sentido, os principais ganhos da estimação de estados concentram-se na melhora da observabilidade da rede, melhora na detecção de erros grosseiros e na melhora dos dados estimados em função da precisão elevada do fasores quando comparados às medidas do sistema SCADA.

Voltados para melhoria na observabilidade, vários trabalhos têm sido publicados, com foco principal na alocação ótima de UMF principalmente visando observabilidade total para viabilizar a estimação de estados linear [28, 36, 44, 50, 52, 53]. Neste contexto, a detecção e o tratamento de erros grosseiros também têm sido abordados como potencial melhoria oriunda da inclusão das UMF [37, 41, 54].

Outros trabalhos voltados para a estimação de estados multi-área e estimação de estados dinâmica também têm contemplado e apontado os benefícios da inclusão das UMF [35, 43, 55].

1.2 OBJETIVOS

Considerando um estimador de estados capaz de processar medidas convencionais oriundas do sistema SCADA, o objetivo deste trabalho é efetuar alterações na estrutura deste estimador de forma a habilitá-lo a processar medidas fasoriais de tensão e corrente oriundas

das UMF, através do método de processamento conjunto dos dois tipos de medidas.

No processo de alteração do algoritmo, serão analisadas três abordagens distintas para contemplar os erros associados às medições fasoriais de corrente, considerando ou não a propagação dos erros associados a módulo e ângulo dos fasores às partes real e imaginária utilizadas na determinação das variáveis de estado.

Após descrever a implementação do estimador de estados com capacidade de processar MFS, serão avaliados, para cada alternativa de ponderação dos erros associados às UMF, os impactos da inserção de medições fasoriais de tensão e corrente na estimação de estados, através da utilização de métricas de desempenho [56] e da utilização de modelos estatísticos para análise das estimativas [57].

1.2.1 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.

Este trabalho organiza-se em 6 capítulos. Neste primeiro capítulo é enfatizada a importância da EESP para a segurança operativa de SEPs, e apresentada uma revisão bibliográfica sobre a evolução da estimação de estados e a recente inclusão das medições fasoriais oriundas das UMF nos estimadores de estados.

O segundo capítulo faz uma revisão do desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial, sua estrutura física, requisitos normatizados e os erros associados às medidas fasoriais sincronizadas.

O terceiro capítulo apresenta a formulação matemática do problema de estimação de estados, incluindo o estimador proposto considerando-se as medidas oriundas dos sistema SCADA e a inclusão das medidas de módulo da corrente.

O quarto capítulo apresenta a modelagem proposta para a inclusão das medidas fasoriais oriundas das UMF na estimação de estados e define abordagens para contemplar os erros associados às partes real e imaginária dos fasores de corrente.

O quinto capítulo define as métricas de avaliação e apresenta os resultados das simulações baseadas na utilização nos sistemas teste de 14, 30, 57 e 118 barras do IEEE e dos planos de medição definidos.

O capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros considerando-se os resultados obtidos.

CAPÍTULO 2 – TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA E SUA APLICAÇÃO À MONITORAÇÃO EM TEMPO REAL DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

Tradicionalmente, a monitoração dos sistemas de energia elétrica baseou-se na utilização de medidas de módulo da tensão nos barramentos, fluxo de potência ativa e reativa em linhas de transmissão e injeção de potência ativa e reativa através de compensadores síncronos e estáticos e das unidades geradoras.

Estas medidas são oriundas do sistema SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition e apresentam requisitos de precisão e taxa de amostragem (tipicamente uma amostra a cada 5s) que variam de acordo com o tipo de medida e sua utilização. No Brasil estes requisitos são definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e homologados pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica através dos Procedimentos de Rede.

O surgimento da Medição Fasorial Sincronizada representa uma quebra de paradigma na monitoração em tempo real de sistemas de energia elétrica. Através da medição direta dos fasores de sequência positiva de tensão e corrente associados a barramentos e ramos da rede de supervisão, as Unidades de Medição Fasorial (UMF) promovem um salto qualitativo nas ferramentas de análise de segurança.

Este processo contempla o desenvolvimento das UMF através do estabelecimento de padrões de funcionamento que definam requisitos associados à estrutura de hardware e à qualidade dos dados medidos. A compreensão desta estrutura, bem como a definição das possíveis fontes de erro e incompatibilidade que podem afetar a qualidade e integridade dos fasores medidos, é de fundamental importância para o aproveitamento deste tipo de medida.

Neste sentido, este capítulo irá abordar os principais conceitos associados às UMF com foco na constituição do Sistema de Medição

Fasorial (SMF), nos requisitos deste sistema e nas principais fontes de erros associadas aos fasores medidos.

2.2 SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL (SMF)

2.2.1 ORIGEM E DESENVOLVIMENTO

O início da utilização das MFS em sistemas de energia elétrica remonta à década de 80 com o desenvolvimento dos primeiros relés capazes de medir fasores de tensão e corrente associados às linhas de transmissão a que estavam conectados [26]. Nesta fase, os sistemas de sincronismo eram precários e não possuíam precisão suficiente para que estes valores fossem extrapolados de forma a obter um SMF que contemplasse instalações geograficamente separadas.

Com a evolução dos sistemas de sincronização, principalmente a criação dos sistemas baseados em satélites, com alcance global, alta precisão e qualidade, surgiram as primeiras UMF capazes de sincronizar os fasores medidos em diferentes subestações, através da associação de uma “etiqueta” de tempo a cada amostra medida. A principal função da primeira UMF – Macrodyne 1620 – era fornecer fasores de sequência positiva de tensão e corrente com precisão de 0,02 graus na frequência fundamental [72]

Com o desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial, estas UMF estarão disponíveis para a maioria das subestações e usinas de geração de energia. O North American Syncrophasor Initiative (NASPI), apoiado pelo US Department of Energy e pela North American Electric Reliability Corporation (NERC), criaram um fórum para facilitar e cultivar os esforços voltados ao desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial [67].

Tornou-se evidente que a difusão da tecnologia de medição fasorial irá facilitar a rápida obtenção de dados de campo para ferramentas avançadas de análise de segurança, melhorando a redundância das medidas necessárias para as funções críticas futuramente associadas aos sincrofadores. A experiência obtida na integração dos sistemas SOE (Sequence of Events) e DFR (Digital Fault Recorders) pode ser utilizada para reduzir os custos de difusão desta nova tecnologia[61]

Garantir que os padrões de precisão das UMF estejam em conformidade para sistemas de larga escala ainda caracteriza-se como o grande desafio da nova tecnologia. O reconhecimento da importância

dos testes e calibragem das unidades é a primeira grande conquista do processo. Progressos neste sentido têm ocorrido principalmente no Brasil e nos Estados Unidos.

No Brasil está em andamento um projeto para implantação de um SMFS em grande escala no Sistema Interligado Nacional (SIN) operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). De acordo com a ANEEL, o ONS é responsável pela arquitetura geral do sistema, a especificação dos principais componentes, a definição dos critérios de alocação e a coordenação do projeto. Os principais desafios advêm da dimensão do sistema (grande porte) e do elevado número de Agentes conectados ao SIN [66].

Atualmente, as unidades disponíveis podem medir o fasor tensão nos barramentos a que estão conectadas e o fasor corrente associado a um, ou vários, dos circuitos de transmissão conectados a este barramento. Para efeito das análises realizadas neste trabalho, considera-se que as UMF tenham canais suficientes para medir a corrente de todos os ramos associados à barra em que estão instaladas.

O primeiro trabalho no sentido de determinar um conjunto de parâmetros visando garantir que as medidas fasoriais apresentassem padrões de sincronismo, comunicação, precisão, configuração e confiabilidade foi o padrão IEEE 1344. Este trabalho continha requisitos a serem atendidos pelos equipamentos responsáveis pela medição dos fasores de tensão e corrente em sistemas de energia elétrica [65].

Em 2005, foi publicada uma revisão deste documento: o novo padrão IEEE C37.118 [58], que apresenta uma descrição detalhada de sincrofasores, sincronismo no tempo, aplicação das etiquetas de tempo, método para verificar a adequação das medidas aos padrões definidos e formatos para transmissão de mensagens e comunicação de dados. Este padrão não contempla limites para resposta no tempo, precisão em condições de transitórios, hardware, software ou do algoritmo utilizado para o cálculo dos fasores [62].

2.2.2 DEFINIÇÃO DE SINCROFASORES

Um fasor é uma representação vetorial da magnitude e do ângulo de fase de uma forma de onda em corrente alternada senoidal. A diferença angular entre fasores medidos em locais distintos pode ser determinada quando os mesmos estão sincronizados em relação a uma referência de tempo comum [65].

Os conceitos e definições de sincrofasores datam da década de 80, quando foram desenvolvidos os primeiros relés capazes de medir fasores de tensão e corrente associados a linhas de transmissão [27]. A revisão IEEE C37.118 do standard IEEE 1344 contém a definição matemática de sincrofasores e define as taxas e intervalos de amostragem dos fasores [61].

Sincrofasores, ou medições fasoriais sincronizadas, fornecem um meio para representação fasorial das tensões e correntes em um sistema de potência sincronizada através de uma fonte comum de tempo. Esta referência é fornecida através de um sinal de alta precisão sincronizado com o UTC – Universal Time Coordinated.

Matematicamente esta representação é dada por um número complexo que representa as componentes de frequência fundamental de tensão e corrente, acompanhadas de “etiquetas” de tempo que definem o instante exato em que o fasor foi coletado. A definição não depende da posição da janela de tempo utilizada para produzir o fasor estimado e não varia sob condições de frequência diferente da nominal [64].

O standard C37.118 [58], aplica os conceitos de definição de ondas senoidais puras para representação dos sinais senoidais, figura 2.1, relacionados aos sistemas de potência e define a representação matemática do sincrofasor X de um sinal $x(t)$ como o valor complexo dado por:

$$\begin{aligned} X &= X_r + jX_i \\ &= \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) e^{j\phi} \\ &= \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cdot (\cos \phi + j \sin \phi), \end{aligned} \quad (1)$$

onde $\frac{X_m}{\sqrt{2}}$ é o valor eficaz (*rms*) do sinal $x(t)$ e ϕ é o ângulo instantâneo de fase relativo a uma função cossenoidal sob condições de frequência nominal sincronizada (UTC). Este ângulo é portanto definido como 0° quando ocorre o valor máximo de $x(t)$ e -90° quando o valor do sinal é zero com gradiente positivo (sinal senoidal crescente), figura 2.2.

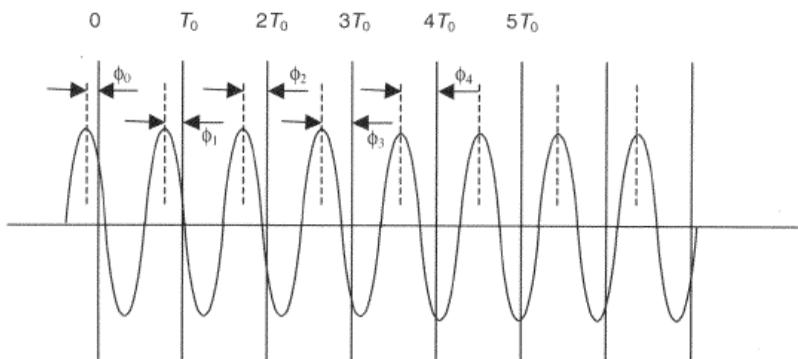


Figura 2.1 – Representação senoidal com período T amostrada em instantes T_0 [1].

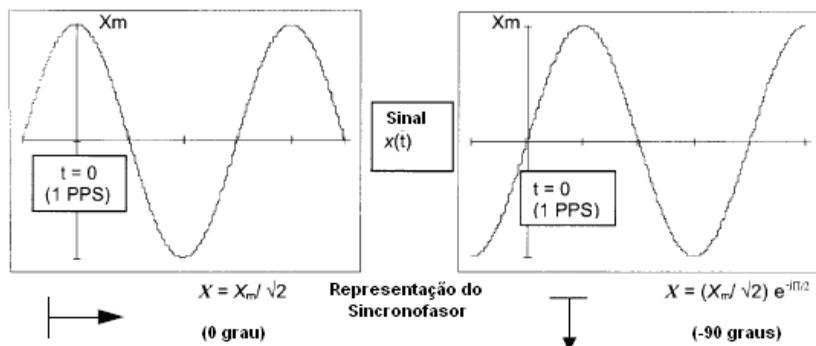


Figura 2.2 – Convenção para representação de sincrofasores [1].

2.2.3 FONTES DE SINCRONIZAÇÃO

A utilização dos fasores medidos através de uma rede interconectada requer a utilização de uma referência comum no tempo, fornecida por uma fonte de sincronização. Esta fonte pode ser local ou global, desde que contemple todas as estações componentes da rede em questão [65].

Algumas figuras de mérito têm sido consideradas na determinação do desempenho das tecnologias disponíveis para sincronismo das medições fasoriais [59];

- **Precisão:** qualidade da fonte de sincronismo – nível de suscetibilidade a erros que o sinal apresenta;

- **Disponibilidade:** capacidade de fornecer referências de tempo atendendo aos requisitos especificados;
- **Continuidade:** percentual de disponibilidade do sinal fornecido;
- **Confiabilidade:** frequência com que ocorrem falhas no sinal enviado;
- **Integridade:** capacidade de detectar degradação no sinal de referência;
- **Cobertura:** área geográfica onde os critérios listados acima são atendidos.

O standard IEEE C37.118 define os padrões de precisão, disponibilidade, continuidade, confiabilidade e integridade que devem ser atendidos pelas fontes de sincronismo de forma a manter os sincrofases dentro dos padrões de qualidade estabelecidos.

As primeiras fontes de sincronização disponíveis WWVB (100 – 1000ms), LORAN-C (1ms) e a utilização de canais diretos de comunicação entre as subestações através de microondas ou fibra-ótica não proporcionavam precisão suficiente para atender os requisitos de sincronismo e garantir a precisão dos sincrofases [26].

Atualmente existem diversas fontes de sincronização, tanto via satélite como terrestre [59]:

- GPS – sistema de satélites norte-americano;
- INMARSAT – sistemas de satélites geoestacionário semelhante ao GPS;
- GLONASS – sistemas de satélites russo;
- GALILEO – sistema de satélites da Agência Espacial Européia (em desenvolvimento);
- Beidou – proposta de sistema de satélites chinês com precisão superior a dos sistemas atuais planejado para implantação futura.

Os padrões disponíveis de radiodifusão não possuem precisão suficiente para fornecer sinais de sincronismo para sincrofases. Sistemas de rádio, fibra ótica, UHF ou sistemas de microondas podem ser utilizados para sistemas localizados, mas requerem o desenvolvimento de interfaces específicas para reduzir o impacto dos atrasos nos sinais de referência. Tais alterações apresentam custo elevado e qualidade inferior aos sistemas baseados em GPS [65].

O GPS (Global Positioning System) é um sistema de navegação do Departamento Nacional de Defesa Norte-Americano baseado em ondas de rádio. O sistema consiste de 24 satélites dispostos na órbita terrestre, de forma a manter visibilidade mínima simultânea de qualquer

ponto da Terra por quatro desses satélites. Através de um relógio de césio instalado na superfície, estabelece-se a referência de tempo UTC do sistema [59].

Cada satélite possui um sistema de correção aplicada diretamente ao sinal de saída que fornece ajustes contínuos para garantia da precisão temporal do sinal enviado. O sinal transmitido é decodificado por receptores que processam o sinal sincronizado com uma precisão de 0,2 μ s. A disponibilidade, redundância (ao menos 4 satélites), confiabilidade e precisão tornam este sistema o mais adequado para os SMF [65].

2.2.4 APLICAÇÕES

A medidas favoráveis tem potencial para implementação em uma série de aplicações de análise de segurança em tempo-real, das quais podem ser citadas [64] e [29]:

- Detecção de problemas de estabilidade de tensão;
- Monitoração da capacidade transferência de energia;
- Cálculo de parâmetros de linha;
- Monitoração térmica de linhas de transmissão;
- Aplicações em sistemas de proteção e controle em tempo-real;
- Análise de oscilação e perturbações eletromecânicas considerando-se pequenos sinais;
- Medição de frequência.

Inicialmente, a inclusão destas medidas irá agregar qualidade aos atuais Sistemas de Supervisão e Controle baseados apenas nos sistemas SCADA existentes. Numa segunda etapa, com o treinamento dos operadores de sistemas e demais usuários, os resultados tendem a ser incluídos nos centros de operação como insumos para antecipação de situações críticas em tempo-real, com foco em ferramentas de análise de segurança dinâmica [71].

Em condições normais de operação, os sistemas de energia elétrica interconectados tendem a manter um regime de operação quase-estático, caracterizado pela pouca incidência de oscilações transitórias de baixo amortecimento. Este comportamento, associado ao fato de as principais ferramentas de análise de segurança atualmente disponíveis nos centros de operação serem baseadas nos estimadores de estados, tornam a estimação de estados uma das principais aplicações impactadas pelas MFS.

Considerando a estimação de estados, estudos têm sido publicados no sentido de estabelecer critérios para a alocação ótima das unidades visando melhora na observabilidade do sistema.

A principal questão é onde alocar uma determinada unidade de medição fasorial, especificamente visando à visibilidade total dos estados do sistema. O EIPP (Eastern Interconnected Phasor Project) tem dedicado esforços no sentido de estabelecer critérios para alocação de UMF atendendo às diversas aplicações que irão utilizar os dados oriundos do SMFS. De forma generalizada, cada agente proprietário de instalações que vise à utilização de UMF, dada uma lista de restrições, irá optar por um dos seguintes critérios de alocação [61]:

- N: um determinado número “n” de UMF é distribuído aleatoriamente entre as instalações disponíveis, sem critérios específicos;
- Geográfico: considera a disposição geográfica da área de supervisão visando à monitoração de uma região específica de interesse do proprietário;
- Conveniência: considera as instalações que já possuam parte da infra-estrutura necessária à instalação das UMF, reduzindo desta forma os custos de instalação;
- Baseado em Eventos: considera a necessidade de monitoração de eventos já conhecidos, ou previstos, na rede de operação do Agente para alocação das unidades;
- Análise Estatística: considera a topologia do sistema, requisitos de disponibilidade e a redundância de medidas com foco no conceito de “medição de estados”²;
- Requisitos Sistêmicos: considerado como resultado da evolução do processo, neste tipo de critério a medida será incorporada ao sistema atendendo a requisitos regulamentares impostos pelos operadores (ex.: todos os barramentos de 500 kV deverão ter medição fasorial sincronizada), resultando na disponibilização das MFS em todo o sistema.

A adoção destes critérios está diretamente relacionada ao nível de refinamento e maturidade do Agente interessado em instalar as UMF em suas instalações, dependendo das ferramentas disponíveis em tempo-real

² Conceito que embasa a estimação de estados linear, onde os estados podem ser determinados através das medições fasoriais sem necessidade de processo iterativo [49].

que utilizarão os dados medidos e do nível de informação exigido pelos usuários. Este inter-relacionamento pode ser expresso pela figura 2.3.



Figura 2.3 – Progressão dos critérios de alocação das UMF em função do nível de exigência do agente responsável [61].

2.2.5 CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL

Os Sistemas de Medição Fasorial são compostos de quatro estruturas principais, encarregadas de coletar os dados analógicos nas linhas de transmissão e barramentos do sistema, converter os dados para o formato digital e transferi-los até as UMF, processá-los de forma conjunta e disponibilizá-los para utilização.

Este processo contempla os instrumentos de medição (transformadores de corrente e potencial), os canais de instrumentação, as UMF, os concentradores de dados e os canais de comunicação que são ilustrados na figura 2.4.

As seções que seguem apresentam um descritivo sobre as UMF, os concentradores de dados e os canais de comunicação envolvidos nos SMFS.

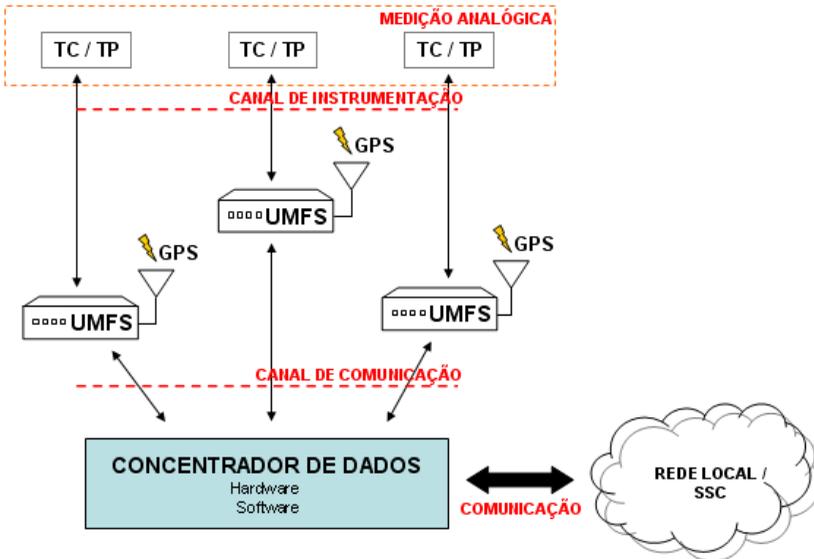


Figura 2.4 – Sistema de Medição Fasorial – SMS [73].

2.2.5.1 UNIDADE DE MEDIÇÃO FASORIAL (UMF)

As UMF são compostas por elementos distintos, responsáveis pelo processamento dos sinais analógicos oriundos do canal de instrumentação, conversão do sinal analógico para formato digital, processamento da amostra para composição do fasor e envio da informação para o concentrador de dados conforme Figura 2.5.

O núcleo lógico da UMF é responsável pelo processamento dos sinais pontuais de tensão e corrente num conjunto de dados que constitui uma forma de onda senoidal (função da taxa de amostragem), conhecida como modulação complexa. Dada a complexidade dos sistemas de energia elétrica, filtros são necessários tanto para garantir a qualidade dos dados analógicos (TC / TP), quanto para evitar propagação de erros no algoritmo de cálculo dos fasores. Neste caso a literatura reporta diversas opções [67].

Durante a conversão dos dados do formato analógico para o formato digital, o valor medido recebe uma “etiqueta” de tempo baseada no sinal de sincronismo, recebido via GPS, que irá acompanhar o fasor calculado para que os dados sejam comparados no Concentrador de Dados.

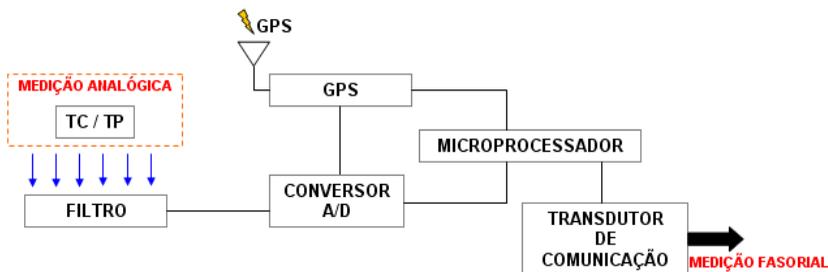


Figura 2.5 – Unidade de Medição Fasorial – UMF [73].

As UMF são disponíveis comercialmente em produtos com a função exclusiva de fornecer medições fasoriais sincronizadas, ou acopladas a equipamentos que possuam outras funções (proteção, monitoração e controle). Alguns equipamentos existentes dispõem ainda de um buffer de memória que permite armazenar dados de perturbações ou funcionar como um back-up de dados [73].

O padrão IEEE C37.118 [58] apresenta os requisitos de precisão, qualidade, confiabilidade e comunicação referentes aos fasores calculados pelas UMF. No entanto, não especifica quais algoritmos devem ser utilizados neste cálculo. Unidades de fabricantes distintos podem apresentar algoritmos diferentes, desde que atendam aos padrões especificados em [58].

A instalação destas unidades, em função de suas especificidades, envolve a participação de diversas áreas de conhecimento técnico. Este fato deve-se ao nível tecnológico de desenvolvimento das UMF e principalmente aos requisitos de precisão, qualidade e disponibilidade que devem ser atendidos.

Alguns fatores relevantes devem ser considerados pelas equipes envolvidas na instalação: análise de riscos, segurança da informação, localização e as condições de testes. Os testes destas unidades devem atender algumas particularidades que acarretam necessidade de treinamentos específicos das equipes responsáveis, além de instrumentação com níveis de qualidade mais elevados que as usualmente utilizadas nos sistemas SCADA [71], o que deve levar a necessidade de atualização dos laboratórios de teste responsáveis pela verificação das UMF.

As equipes envolvidas no processo de instalação das novas UMF são [71]:

- Tecnologia da informação (TI);
- Engenharia civil;
- Manutenção de proteções;

- Técnicos de proteção;
- Engenharia de comunicação;
- Equipes de comissionamento;
- Técnicos de transmissão;
- Gerenciamento de projetos.

Na etapa inicial de incorporação desta nova tecnologia, em função de todas as áreas de conhecimento envolvidas, os custos de instalação tendem a ser mais elevados, situação que deve ser amenizada – extinta – com a evolução natural do processo.

Os valores calculados pelas UMF são disponibilizados em formato digital (definido pelo padrão IEEE C37.118) e enviadas através de links de comunicação ao concentrador de dados, referenciado na literatura como PDC (Phase Data Concentrator).

2.2.5.2 CONCENTRADOR DE DADOS (PDC)

O PDC, ou concentrador de dados, é responsável por receber os dados oriundos do conjunto de UMF disponíveis, ou parte do conjunto, e correlacioná-los através das “etiquetas de tempo” disponibilizando aos usuários o sistema completo de medições fasoriais sincronizadas em relação à referência temporal comum (UTC).

Após processar o conjunto de medidas, o concentrador de dados (PDC) envia os dados aos diversos sistemas que utilizam a medição fasorial como a interface do usuário dos Sistemas de Supervisão e Controle e as ferramentas que irão utilizar estas informações para auxiliar a tomada de decisões em tempo-real [63].

Os dados chegam ao PDC de forma não-ordenada e, através das etiquetas de tempo, são organizados de forma a estabelecer conjuntos de medidas fasoriais referentes ao mesmo instante de tempo. O PDC é também responsável pelo gerenciamento do sistema, monitorando e disponibilizando informações de perda de dados, perda de sinal e falha de sincronismo das UMF [73].

2.2.5.3 COMUNICAÇÃO

A comunicação de dados é um processo de fundamental importância para garantir que as UMF possam atender aos requisitos estabelecidos pelo padrão vigente. Existem dois links principais de comunicação necessários ao funcionamento dos Sistemas de Medição Fasorial:

- Comunicação entre as UMF e o PDC; e,
- Comunicação entre o PDC e o SSC.

Em caso de falha no processo de comunicação entre as UMF e o PDC, ocorre perda das medidas associadas à unidade em questão. Em caso de perda da comunicação entre o PDC e o Sistema de Supervisão e Controle, todos os dados relacionados ao conjunto de medidas conectadas ao PDC em questão são perdidos, ficando indisponíveis.

Atualmente, no caso brasileiro, os Procedimentos de Rede do ONS definem critérios de comunicação para os atuais sistemas SCADA dentre os quais são citados os critérios de redundância dos canais de comunicação com os centros de controle. Seguindo os procedimentos vigentes, todos os canais de comunicação de voz e dados entre os centros de controle do ONS e as remotas e centros de operação dos Agentes devem ser redundantes, com canais duplos e independentes de comunicação [74].

Há ainda a comunicação com o sistema de sincronismo GPS. A disponibilidade deste sistema, em função de suas especificações, é elevada, não caracterizando fonte relevante de erros ou falhas no processo de comunicação. No entanto, na ocorrência de falha nos receptores de sinal, o sistema fica impossibilitado de acrescentar as etiquetas de tempo aos valores medidos, indisponibilizando as medições fasoriais relacionadas.

No caso das UMF, o padrão IEEE C37.118 define o formato dos dados transferidos e os requisitos de comunicação que devem ser atendidos.

2.2.6 REQUISITOS DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL

O padrão C37.118 do IEEE [58] é uma revisão do padrão IEEE 1344 publicado em 1995 que estabelecia requisitos para sistemas de medição fasorial sincronizada.

O documento contempla as medições fasoriais sincronizadas utilizadas em sistemas de potência. São definidas as convenções, apresentadas os métodos para determinação da precisão e requisitos para resposta das unidades de medição fasorial sob condições de regime permanente [64].

Dentre as principais contribuições da revisão do padrão IEEE 1344 (IEEE C37.118), destaca-se a introdução do TVE (Total Vector Error) para quantificar os erros nas medições fasoriais e a especificação

dos requisitos de desempenho sob condições de regime permanente [66].

O resultados mais recentes envolvendo o desempenho das UMF apontam que estas têm atendido aos requisitos estabelecidos no padrão C37.118, considerando-se a operação em regime permanente [67].

2.2.7 PRECISÃO

A literatura tem feito referência aos benefícios oriundos da utilização da medição fasorial pelas ferramentas de análise de segurança em tempo real considerando que os fasores medidos têm precisão mais elevada que os dados atualmente disponíveis via sistema SCADA.

É, portanto, de fundamental importância para a concretização destes benefícios que seja garantida tal superioridade na qualidade dos fasores medidos. Neste sentido os sinais de sincronismo e os fasores calculados devem estar em conformidade com os requisitos estabelecidos pelo padrão C37.118.

Estabelecem-se dois níveis de precisão: Nível 1 e Nível 0 conforme Tabela 2.1. Ambos contemplam TVE máximo de 1%. No entanto, o Nível 1 é mais restrito, no sentido de impor testes mais rígidos para determinação das faixas de frequência e magnitude e os requisitos de distorção dos sinais gerados.

Tabela 2.1 – Parâmetros de influência e o máximo erro permitido para conformidade com os níveis 0 e 1 de exatidão.

Parâmetro de Influência	Condição de Referência	Faixa de Variação do Parâmetros de Influência Considerando uma Referência e o Máximo Erro Vetorial Total (TVE) em Percentual Permitido para Cada Nível de Conformidade			
		Nível 0		Nível 1	
		Faixa	TVE	Faixa	TVE
Frequência do Sinal	Fnominal	±0,5 Hz	1%	±0,5 Hz	1%
Magnitude do Sinal	100% Faixa	80% a 120 % da Faixa	1%	10% a 120 % da Faixa	1%
Ângulo de Fase	0 rad	± π rad	1%	± π rad	1%
Distorção Harmônica	≤0,2% (THD)	1% (até 50a Ordem)	1%	10% (até 50a Ordem)	1%
Interferência de Sinal Fora-da-banda, em Frequência fi	≤0,2% da Magnitude do Sinal de Entrada	1% da Magnitude do Sinal de Entrada		10% da Magnitude do Sinal de Entrada	
			1%		1%

Observa-se que o padrão estabelece para cada parâmetro de influência, considerando a faixa de variação à qual a UMF deve responder dentro dos parâmetros especificados, um TVE máximo. Destaca-se que independente do nível de precisão considerado, para nenhuma das faixas de variações descritas o Erro Vetorial Total pode exceder 1%.

O TVE é definido como o valor percentual da raiz quadrada da diferença (quadrática) entre as partes real e imaginária dos fasores calculados e reais (teóricos), dividida pela magnitude do valor real teórico:

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (2)$$

Onde $X_r(n)$ e $X_i(n)$ são os valores medidos, dados pela UMF, e X_r e X_i são os valores teóricos do sinal de entrada no instante de tempo em que a medida é realizada, determinada por (1), considerando-se conhecidas as condições de X_m , ω e ϕ .

O TVE considera três componentes fundamentais para determinar os níveis de precisão para os fasores medidos por UMF: erro de magnitude, erro angular relacionado ao próprio sinal de entrada e o erro angular associado ao sincronismo da medida [61]. Corrigindo-se, ou minimizando-se, os erros associados a cada um desses itens garante-se que o sinal atenda aos padrões de qualidade esperados e necessários para que os benefícios das MFS sejam plenamente explorados.

O padrão contempla ainda os requisitos de precisão para o sinal de sincronismo utilizado pelas UMF. Este deve ser preciso o suficiente para garantir à UMF a capacidade de manter o sincronismo dos fasores com precisão suficiente para não violar os limites de TVE definidos pelos requisitos de usuário [59].

A precisão do sinal de sincronismo deve atender ao erro máximo de tempo definido por

$$E_t = E_s + R_i A_c \quad (3)$$

Onde:

E_s é o erro máximo de sincronização do sinal em segundos;

R_i é o intervalo de repetição em segundos;

A_c é a precisão do *clock* utilizado.

Como exemplo, uma amostra de 1 PPS baseada em sinal de GPS com um erro máximo de 1 μ s utilizando um *clock* com precisão de 10-6 resulta em um erro combinado de tempo E_t de 2 μ s.

Neste contexto, é importante destacar que um erro de 1 μ s corresponde a um erro de fase de 0,022° para um sistema de 60 Hz. Um erro de fase de 0,01 radianos, ou 0,57°, causa um TVE total de 1%, o

que corresponde a um erro de sincronização máximo de $\pm 26\mu\text{s}$ para um sistema de 60 Hz [58].

2.2.8 ERROS ASSOCIADOS À MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Tão importante quanto adaptar as ferramentas de tempo real para a utilização dos fasores medidos pelas UMF é a caracterização dos erros que podem corromper e prejudicar a qualidade dos dados medidos.

Estudos têm sido realizados no intuito de levantar os principais erros associados ao processo de medição fasorial, buscando o desenvolvimento de alternativas para identificação e correção destes.

Seguindo a estrutura apresentada na Figura 2.1, destacam-se como potenciais fontes de erro os instrumentos de medição e todo o canal de instrumentação, a UMF (hardware) e os canais de comunicação envolvidos no processo.

A aquisição das medidas inicia-se nos pontos de medição de alta tensão e de corrente, e termina na geração do sinal digital através do conversor A/D. À cadeia de processamento que conduz as informações medidas nos enrolamentos primários dos TC e TP até a conversão para o sinal digital dá-se o nome de canal de instrumentação. Fazem parte deste canal: transformadores de potencial e corrente, cabos condutores, cargas, filtros e o conversor A/D [72].

O propósito do canal de instrumentação é isolar e reduzir as tensões e correntes elevadas dos sistemas de potência para os níveis padronizados de instrumentação. Idealmente é esperado que este processo não altere os dados coletados nos enrolamentos de alta dos transformadores de tensão e corrente. Em sistemas reais, no entanto, erros são introduzidos durante este processo.

Cada elemento desta cadeia possui um erro característico que é associado ao processo e que compõe o erro total que irá degradar a qualidade do valor medido. Os primeiros componentes desta cadeia são os transformadores de potencial e corrente, que atualmente podem ser [72]:

- TC e TP (transformadores de corrente e de potencial) – compostos por transformadores de núcleo magnético;
- TPC (transformadores de potencial capacitivo) – baseados em uma combinação de divisores capacitivos de potencial e transformadores de potencial;
- EOVT (transformadores de tensão eletro-óticos);

- MOCT (transformadores de corrente magneto-óticos).

Estes equipamentos são tipicamente menos precisos que a UMF que alimentam. Especificamente, os transformadores de potencial e corrente podem introduzir erros de fase e magnitude superiores à precisão típica das UMF. Ainda que os EOVT e MOCT, instrumentos de laboratório com precisão maior, estejam disponíveis, sua aplicação prática em subestações ainda é objetivo de pesquisas, sendo atualmente economicamente inviável.

É importante destacar ainda que os TC, TP e TPC atualmente instalados nas subestações sofrem constantes mudanças relacionadas à carga conectada em seu enrolamento secundário – adição ou substituição de relés de proteção, etc – sem que sejam realizadas análises prévias do impacto destas mudanças na precisão do equipamento. Estas alterações podem ter impacto significativo na precisão do canal de instrumentação.

Existe, portanto, uma probabilidade elevada de que a precisão das UMF seja diretamente afetada quando de alterações nos elementos conectados ao secundário dos transformadores. Neste contexto, uma mudança de comportamento será necessária na elaboração de padrões de trabalho por parte dos Agentes para que tais alterações sejam controladas e seus impactos possam ser previstos e extintos nos SMFS.

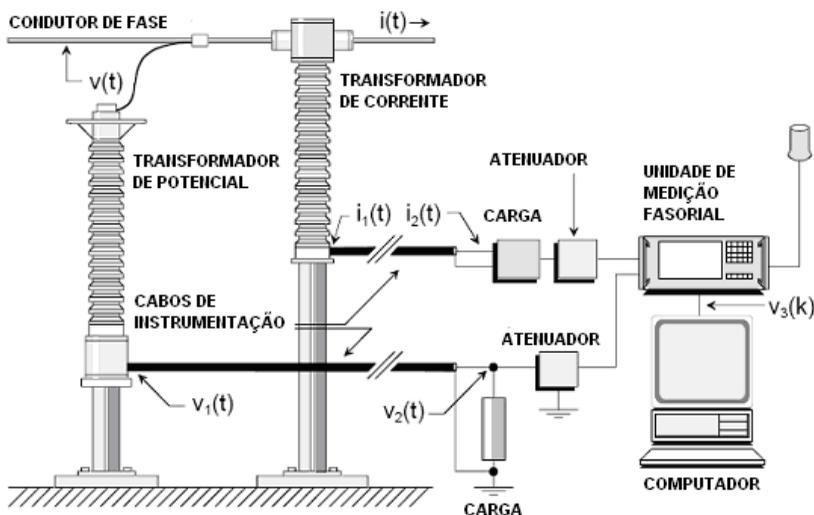


Figura 2.6 – Ilustração típica dos canais de instrumentação (TC e TP)

[80]

Os transformadores de corrente (TC) apresentam melhor desempenho em relação aos demais transformadores de medição, seguidos pelos transformadores de potencial (TP), que apresentam bom desempenho para condições de operação próximas à frequência nominal. Os transformadores de potencial capacitivo (TCP) são mais suscetíveis a variações de frequência, tendo em vista a variação nos parâmetros elétricos (capacitância) destes equipamentos, podendo introduzir erros elevados em condições de frequência diferente da nominal (ocorrências). Os instrumentos óticos (EOVT e MOCT) são muito precisos na medição da magnitude do sinal, porém têm baixa qualidade para medição dos valores de ângulo de fase [67].

No Brasil conforme os Procedimentos de Rede elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS – Submódulo 2.3 [76] – para os transformadores de potencial e corrente a quantidade de enrolamentos secundários para proteção, medição de faturamento e medição indicativa, as relações de transformação, a carga, a exatidão, etc., devem satisfazer às necessidades de diversos sistemas.

Estes sistemas são compostos por:

- Sistemas de proteção (Submódulo 2.6) [77];
- Sistemas de medição e faturamento (Submódulo 12.2) [78];
- Sistemas de medição indicativa para controle da operação (Submódulo 2.7) [79].

Atualmente são disponibilizados dois tipos de informação para os Centros de Operação do ONS referentes a medições de faturamento e medições indicativas para controle da operação.

Conforme o Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede, todas as medições de tensão – para controle da operação – devem ser efetuadas por equipamentos cuja classe de precisão garanta uma exatidão mínima de 1%. As medições das demais grandezas analógicas devem garantir uma exatidão mínima de 2%. Tal exatidão deve englobar toda a cadeia de equipamentos utilizados, tais como transformadores de corrente, tensão, transdutores, conversores A/D, etc.

A seguir são apresentados os erros máximos admitidos para transformadores de corrente, potencial e potencial capacitivo conforme as normas ANSI C53.13 (TC), ANSI C57.13 (TP) e ANSI C93.1 (TCP). Destaca-se que existem outras normas que tratam do mesmo assunto, não sendo o escopo deste trabalho apresentá-las em sua totalidade ou estabelecer critérios comparativos para estas normas.

Tabela 2.2 – Exatidão dos transformadores de corrente – Norma ANSI C53.13.

Tipo	Carga	Máximo Erro de Amplitude	Máximo Erro de Fase (graus)
<i>Proteção</i>	10 a 20000%	0,1	-
<i>Medição</i>	10%	0,006	0,52
0.3	100%	0,003	0,26
<i>Medição</i>	10%	0,012	1,04
0.6	100%	0,006	0,52
<i>Medição</i>	10%	0,024	2
1.2	100%	0,012	1

Tabela 2.3 – Exatidão dos transformadores de potencial – Norma ANSI C57.13.

Tipo	Máximo Erro de Amplitude	Máximo Erro de Fase (graus)
<i>Proteção</i>	0,1	-
<i>Medição 0.3</i>	0,003	0,52
<i>Medição 0.6</i>	0,006	1,04
<i>Medição 1.2</i>	0,012	2,08

Tabela 2.4 – Exatidão dos transformadores de potencial capacitivo – Norma ANSI C93.1.

Tipo	Máximo Erro de Amplitude	Máximo Erro de Fase (graus)
<i>Proteção</i>	0,1	1,05
<i>Medição 0,3</i>	0,003	0,267
<i>Medição 0,6</i>	0,006	0,533
<i>Medição 1,2</i>	0,012	1,05

Observa-se que nos três casos, os equipamentos do tipo “Medição 0.3” são os únicos que apresentam precisão suficiente para as medidas de ângulo de fase de forma a manter o TVE dentro dos níveis estabelecidos considerando que estes erros não sejam corrigidos.

Os dados mais precisos atualmente disponíveis são os relacionados ao faturamento, que são disponibilizados diretamente à CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, órgão responsável pela comercialização da energia elétrica em âmbito nacional. Estes dados, conforme o submódulo 12.2 devem atender a todos os requisitos metrológicos pertinentes a classe 0,2 prescritos na

norma NBR 14519 ou classe 0,2S da norma IEC-60687 e suas revisões, para todos os sentidos de fluxo de energia³.

É importante considerar ainda que os instrumentos de medição estão, ainda, sujeitos a erros sistemáticos como:

- Idade, temperatura e outros efeitos relacionados ao ambiente que podem causar deterioração do equipamento;
- Mudanças nos ganhos associados e características não-lineares envolvendo o processo de medição;
- Erros grosseiros introduzidos em função de modelagem incorreta dos parâmetros de medição nos centros de controle;
- Erros nos parâmetros dos transdutores e relação de transformação dos transformadores de medição.

Para contemplar estes erros, em [69] é apresentado um modelo para estimar os parâmetros de calibragem dos instrumentos de medição através da inclusão destes como variáveis no processo de estimação de estados. Desta forma, através dos resultados da estimação de estados, erros de parâmetros são detectados e a equipe de campo é acionada para efetuar as alterações necessárias, reduzindo a incidência destes erros.

O documento publicado pelo grupo de pesquisa PSTT do NASPI (Synrophasor Accuracy Characterization) apresenta uma metodologia para determinar o nível de imprecisão inserido pelos canais de instrumentação [72].

Neste contexto, é pertinente considerar que sob a regulamentação correta os erros associados aos transformadores de potencial e corrente podem ser considerados dentro de uma faixa conhecida de variação e, portanto sua influência na precisão das UMF pode ser estimada.

Ser capaz de caracterizar os erros introduzidos pelos canais de instrumentação permite o desenvolvimento de soluções para compensar estes erros. Duas propostas apresentam-se promissoras:

- a) Modelar o canal de instrumentação e estabelecer algoritmos que corrijam estes erros;
- b) Utilizar métodos de estimação de estados locais para filtrar estes erros.

Outra fonte de erros está associada ao próprio hardware das UMF. As unidades utilizam complexos algoritmos matemáticos para estimar o fasor equivalente e a frequência do sistema a partir das amostras de dados. Como resultado os valores estimados podem

³ Para os sistemas de medição existentes, ou medição de serviço auxiliar, podem ser aceitos medidores com classe 0,5 nos pontos cuja potência não exceda a 10 MW, desde que sejam aprovados pela CCEE e ONS.

diferenciar-se dos valores esperados para condições particulares de operação [63].

A definição do algoritmo utilizado fica a critério do fabricante, tendo em vista que o padrão vigente não especifica os algoritmos que devem ser utilizados. Neste contexto, podem ocorrer diferenças entre os modelos matemáticos adotados o que pode acarretar inconsistência entre os valores obtidos para UMF de fabricantes diferentes.

Para sincronizar temporalmente os fasores medidos, as UMF possuem clocks eletrônicos responsáveis por adicionar etiquetas de tempo aos fasores medidos. Estes dispositivos apresentam imprecisões que podem ser associadas a [59]:

- Defeitos de fabricação;
- Variações de temperatura;
- Interferências elétricas e magnéticas;
- Idade do oscilador;
- Carga computacional.

Os erros de sincronismo podem ser compreendidos como um atraso de fase no fasor medido. Também são considerados erros de tempo os atrasos de fase incluídos pelos transformadores de instrumentação [60].

Nesta ótica salienta-se que a classificação destes erros não é trivial. Algumas variações são aleatórias, causadas pelas influências ambientais ou variações eletrônicas, outras sistemáticas, causadas por erros de calibragem do clock [64]. Adicionalmente, destaca-se que mesmo erros ínfimos podem tornar-se significantes a medida que são acumulados com o passar do tempo.

Os erros no sinal de sincronismo associados a sistemas baseados em satélites (GPS) podem ser caracterizados em duas componentes: a) cabeamento que conecta a antena ao SMFS; e, b) interferências no sinal. A natureza sem-fio (wireless) dos links de comunicação via satélites e os baixos níveis de potência envolvidos no processo tornam o sinal vulnerável a interferências, destacando-se: a) efeitos ionosféricos, b) interferência não-intencional, c) interferência de rádio frequência, e d) interferência intencional. Para estes tipos de interferência existem contramedidas que atenuam seu impacto [59].

Os erros associados a cabeamento afetam não só a comunicação da antena com o sistema, mas toda a comunicação de dados que envolve o canal de instrumentação. Estes erros são mais simples de ser determinados e corrigidos em função do tipo de cabeamento utilizado e da distância (comprimento) deste. A tabela 2.5 apresenta os erros

característicos introduzidos por alguns tipos de cabo e equipamentos associados.

Tabela 2.5 – Atrasos de tempo associados ao cabeamento de comunicação.[73]

Cabo ou Equipamento	Par-Trançado	Coaxial	Fibra	Processador de Comunicação	Tranceiver Fibra Ótica 850 nm	Tranceiver Fibra Ótica 650 nm
Atraso	6.23 μ s / km	6.07 μ s / km	5 μ s / km	2.10 μ s / km	5.26 a 8.98 μ s / km	17.8 a 69 μ s / km

Os erros durante a instalação física das UMF também podem corromper os valores medidos. Existem inúmeras fontes associadas a tais erros incluindo considerações incorretas sobre a configuração dos enrolamentos dos transformadores de instrumentos, diferença na definição das fases entre subestações de Agentes distintos, entre outros. Em [70] considera-se que o estabelecimento de um canal de comunicação entre o centro de controle e a equipe de instalação em campo é suficiente para corrigir estes tipos de erros, definidos como Erros de Fase Oriundos de Instalação:

- Tensão e corrente incorretas: todas as tensões de entrada das UMF devem ser fase-neutro e as correntes devem ser correntes de linha;
- Sequência de fase incorreta: erros associados à leitura da sequência de fases;
- Determinação incorreta de fases: diferentes Agentes utilizam diferentes definições para a sequência de fases (A/B/C, Azul/Vermelho/Branco) podendo ocasionar erro na determinação das fases;
- Polaridade Incorreta;
- Esquemas de transformação;
- Variação de fase associada ao enrolamento de transformadores de medição;
- Sistemas desbalanceados.

A quantificação dos erros associados aos SMFS parte do estabelecimento e realização de testes que determinem o conjunto de parâmetros que caracterize de forma completa o processo de medição. Estes parâmetros podem ser posteriormente aplicados ao sinal de saída (fasores estimados) das UMF, ajustando todos os fasores a uma base comum sob baixa influência de erros.

Testes da Bonneville Power Administration (BPA), em condições controladas em laboratório qualificado, demonstram a alta qualidade das medidas e são capazes de identificar possíveis problemas. Ficou constatado que na presença de UMF de fabricantes diferentes no

mesmo SMFS, faz-se necessária uma melhor caracterização das medidas para garantir a ausência de erros. Esta alta qualidade pode ser garantida através de tecnologias de compensação de erros que contemplam os atrasos de tempo associados ao processo em conjunto com a correção dos erros de magnitude e offsets para ângulo de fase [63].

A Virginia Tech conduziu, em 2003, testes para verificar a resposta de quatro tipos distintos de UMF para verificar as condições de operação fora da frequência nominal, destacando os testes de desempenho e calibragem sobre todas as condições de operação do sistema que se espera estarem sujeitas as unidades. Os resultados destes testes servem como base ao estabelecimento de critérios para resposta no tempo de UMF [66].

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico incluiu um processo de testes e qualificação como parte integral do processo de definição do plano de inserção das MFS no Sistema Interligado Nacional (SIN) de forma a garantir que as UMF atendam aos padrões estabelecidos pelo IEEE e pelo próprio ONS [66].

2.2.9 CONCLUSÕES

As UMF, quando operando em condições de regime permanente, apresentam resultados consonantes aos padronizados – IEEE C37.118 – e possibilitam a compensação dos erros associados aos canais de instrumentação. Espera-se, portanto, que a qualidade das medidas fasoriais seja, tal qual seu propósito, mais precisa que as atuais medidas disponíveis nos sistemas SCADA.

A determinação adequada das faixas de variação de frequência às quais estarão sujeitas as UMF, do algoritmo utilizado na estimação dos fasores, a escolha das taxas de amostragem, a qualidade dos instrumentos de medição, a fonte de sincronismo utilizada e o processo de instalação das unidades é de fundamental importância.

A realização de testes adequados permite que parâmetros associados aos erros envolvidos no processo de determinação dos fasores sejam levantados, fomentando o desenvolvimento de ferramentas que possam amenizar os impactos dos erros e mitigar a deterioração do sinal estimado, fornecendo fasores de alta qualidade.

A realização de cada uma destas etapas garante a alta qualidade dos fasores medidos e possibilita o aproveitamento total dos benefícios da MFS. Neste contexto, as seções seguintes deste trabalho consideram

a precisão superior das MFS quando comparadas às demais medidas oriundas do sistema SCADA.

CAPÍTULO 3 – ESTIMAÇÃO DE ESTADOS CONVENCIONAL – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

3.1 INTRODUÇÃO

Desde sua concepção a estimação de estados passou por poucas alterações em sua formulação matemática. As principais contribuições advêm de novas abordagens para solução do problema com foco na redução do custo computacional e melhora na robustez e confiabilidade do processo.

Este processo, originalmente baseou-se na utilização das medidas oriundas do sistema SCADA considerado neste trabalho Estimação de Estados Convencional. Neste sentido, o capítulo que segue irá apresentar o modelo de medição adotado pela estimação de estados, os principais métodos propostos e a formulação matemática adotada.

3.2 MODELO DE MEDIÇÃO

A estimação de estados clássica considera a utilização das medidas oriundas do sistema SCADA, tradicionalmente: módulo da tensão e injeção de potência ativa e reativa nos nós do sistema e, fluxos de potência ativa e reativa e corrente nos ramos.

A utilização destas medidas na estimação de estados, parte de um processo de caracterização dos valores medidos, quantificação dos erros envolvidos no processo e da disponibilidade de um número mínimo de medidas distribuídas de forma a tornar o sistemas observável.

O algoritmo proposto por Schweppe [1 – 3] define um modelo de medição para estas medidas:

$$z = h(x) + \eta \quad (4)$$

Onde:

z : valor medido

x : vetor de variáveis de estado

$h(x)$: função não-linear que relaciona valores medidos às variáveis de estado

η : resíduo associado às medidas

O modelo representado em (4) é a base da estimação de estados e considera que as medidas apresentam erros associados à classe de exatidão dos medidores e equipamentos associados – transformadores de corrente e potencial, transdutores, conversores A/D, etc. – estatisticamente caracterizados por apresentar média zero e desvio padrão igual à covariância das medidas:

$$E(\eta) = 0 \quad (5)$$

$$E\{\eta\eta^T\} = Cov(e) \quad (6)$$

Ou seja, os erros associados a cada uma das medidas são independentes entre si.

Esta definição fundamenta a maioria dos algoritmos propostos para a estimação de estados, que consideram que as medidas apresentam erros aleatórios que podem ser determinados através de processos estatísticos, sendo seus efeitos devidamente compensados de forma a prover uma estimativa precisa das variáveis de estados para sistemas de energia elétrica.

Neste sentido a partir do primeiro algoritmo proposto por Schweppe [1], foram desenvolvidas alternativas que contemplam os principais problemas da estimação de estados, associados principalmente ao condicionamento numérico da matriz Jacobiana, ao custo computacional da solução e à qualidade das variáveis estimadas.

3.3 PRINCIPAIS MÉTODOS

Esta seção irá apresentar uma breve explanação a respeito dos principais métodos propostos para estimação das variáveis de estado de um sistema de energia elétrica. Detalhes sobre estas metodologias, bem como metodologias não citadas neste trabalho, podem ser encontrados em [23, 24, 25].

3.3.1 EQUAÇÃO NORMAL

O modelo de medição apresentado por Schweppe [1] – [3] e descrito em (4) conduzia ao seguinte problema de minimização da Soma Ponderada do Quadrado dos Resíduos (Weighted Least Square – WLS):

$$\text{Min } J(x) = [z - h(x)]^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)] \quad (7)$$

A solução do problema apresentado em (7) é obtida através da aplicação das condições de otimalidade de primeira ordem de KKT – Karush-Kuhn-Tucker que consistem na garantia de que o ponto considerado como solução seja um ponto estacionário, ou seja:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H(x)^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)] = 0 \quad (8)$$

Onde:

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad (9)$$

Efetuando-se a expansão em Série de Taylor da equação (8) truncada no termo de primeira ordem e aplicando-se o método de Gauss-Newton, tem-se:

$$G(x) \cdot \Delta x^{k+1} = H(x^k)^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x^k)] \quad (10)$$

Onde a matriz ganho é dada por:

$$G(x) = H(x)^T \cdot R^{-1} \cdot H(x) \quad (11)$$

A equação (10) é conhecida como Equação Normal de Gauss.

A solução da equação normal é obtida através da Fatoração de Cholesky da matriz $G(x)$ no produto de uma matriz triangular inferior esparsa e sua transposta:

$$G(x) = L \cdot L^T \quad (12)$$

Resultando em:

$$L \cdot L^T \cdot \Delta x^k = t^k \quad (13)$$

Onde t^k representa o lado direito da equação (10).

A solução de (10) é realizada através de duas etapas de substituição: direta e inversa.

Uma desvantagem do método da equação normal advém do fato de que $G(x)$, em função de sua definição, é menos esparsa que a matriz $H(x)$ implicando em aumento das operações envolvidas na solução quando comparado à solução do fluxo de potência para a mesma rede. Estas dificuldades podem ser aliviadas através do uso de esquemas de ordenação adequados [83, 85].

Pode ainda ser provado que intrinsecamente o sistema formado pela solução via equação normal é mal-condicionado⁴ o que pode acarretar, em situações particulares, problemas de convergência no processo [24]. No caso particular da estimação de estados somam-se ainda outros fatores que agravam o mau-condicionamento desta matriz:

- Pesos muitos diferenciados associados a pseudomedidas;
- Presença de linhas de transmissão longas e curtas conectadas à mesma barra;
- Proporção elevada de medidas de injeção de potência no plano de medição.

Com o desenvolvimento da Estimação Estática de Estados em Sistemas de Potência (EESP) foram sendo propostas metodologias para contornar estes problemas e melhorar a qualidade dos valores estimados:

- Desacoplado rápido;
- WLS com restrições de igualdade;
- Métodos ortogonais;
- Método híbrido;
- Método de Peters e Wilkinson;
- Matriz aumentada ou Tableau Esparso.

Nos itens a seguir os métodos citados acima são descritos de forma sucinta.

3.3.2 DESACOPLADO RÁPIDO

A principal carga computacional associada à solução do WLS via equação normal é a fatoração de Cholesky da matriz ganho a cada iteração. Considerando que os elementos desta matriz não se alteram significativamente na solução convergida em relação à partida baseada no perfil plano de tensões, uma forma de atribuir agilidade ao processo é manter esta matriz constante após a primeira iteração.

Considerando-se as constatações já consolidadas no desenvolvimento do fluxo de potência desacoplado rápido, envolvendo o desacoplamento entre as equações de potência ativa – diretamente relacionada ao ângulo da tensão – e de potência reativa – diretamente relacionada ao módulo da tensão – pode-se construir um modelo desacoplado para a estimação de estados baseado na equação normal.

⁴ Sistemas lineares são considerados mal condicionados quando pequenos erros na entrada da matriz e/ou do lado direito da equação impactam erros significativos no vetor solução.

A formulação segue a metodologia apresentada no item anterior para solução da equação normal alterando-se os termos definidos em (10) conforme a formulação matricial desacoplada apresentada a seguir [17, 21]:

$$z^T = \begin{bmatrix} z_A^T & z_B^T \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$H = \begin{bmatrix} H_{AA} & H_{AR} \\ H_{RA} & H_{RR} \end{bmatrix} \quad (15)$$

$$R = \begin{bmatrix} R_A & 0 \\ 0 & R_R \end{bmatrix} \quad (16)$$

Considerando a partida do processo iterativo com módulo da tensão igual a 1 pu e ângulos iniciais nulos, e desconsiderando os termos fora da diagonal em (15) tem-se a seguinte expressão para a matriz ganho do sistema:

$$G = \begin{bmatrix} G_{AA} & 0 \\ 0 & G_{RR} \end{bmatrix} \quad (17)$$

Onde:

$$G_{AA} = H_{AA}^T \cdot R_A^{-1} \cdot H_{AA} \quad (18)$$

$$G_{RR} = H_{RR}^T \cdot R_R^{-1} \cdot H_{RR} \quad (19)$$

As mesmas considerações podem ser feitas para o lado direito da equação (10):

$$T = \begin{bmatrix} H_{AA}^T \cdot R_A^{-1} \cdot \Delta' z_A \\ H_{RR}^T \cdot R_R^{-1} \cdot \Delta' z_R \end{bmatrix} \quad (20)$$

Onde:

$$\Delta' z_A = \frac{[z_A - h_A(x)]}{V} \quad (21)$$

$$\Delta' z_R = \frac{[z_R - h_R(x)]}{V} \quad (22)$$

As equações (17) e (20) compõem o modelo matemático para solução da estimação de estados pelo algoritmo desacoplado rápido. A solução é realizada em duas etapas distintas, sendo efetuadas para atualização de ângulo e módulo da tensão.

Como a fatoração da matriz ganho é realizada apenas na primeira iteração do processo, os custos computacionais em relação à solução convencional da equação normal são reduzidos melhorando o desempenho do método.

3.3.3 WLS COM RESTRIÇÕES DE IGUALDADE

Este método foi concebido com intuito de evitar os problemas de condicionamento do método da equação normal relacionados à inclusão de pseudomedidas com pesos elevados. A alternativa proposta foi a inclusão destas medidas como restrições de igualdade adicionadas ao problema de otimização proposto na formulação WLS.

Desta forma, o problema passa a ser descrito como:

$$\begin{aligned} \text{Min } J(x) &= [z - h(x)]^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)] \\ \text{sujeito a: } c(x) &= 0 \end{aligned} \quad (23)$$

Onde $c(x)$ é o vetor das pseudomedidas incluídas não consideradas no conjunto de equações não-lineares que compõe a matriz $h(x)$.

Este novo problema de otimização pode ser solucionado através da formação da função Lagrangeana associada:

$$L = J(x) - \lambda^T \cdot c(x) \quad (24)$$

A solução da equação (24) deve atender às condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker – KKT resultando no seguinte sistema a ser resolvido [82, 84, 86]:

$$\begin{bmatrix} H^T R^{-1} H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T R^{-1} \Delta z^k \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (25)$$

Onde:

$$C(x) = \frac{\partial c(x)}{\partial x} \quad (26)$$

Desta forma, como os pesos associados às pseudomedidas adicionadas não são considerados na matriz R^{-1} , evitam-se os problemas de condicionamento citados em 3.3.1, relacionados aos pesos elevados atribuídos a estas medidas.

3.3.4 MÉTODOS ORTOGONAIS

Os métodos ortogonais partem do princípio que uma matriz qualquer ($m \times n$) de rank completo pode ser decomposta em duas matrizes de forma que [13, 14]:

$$\tilde{H} = Q \cdot R \quad (27)$$

Onde Q é uma matriz ($m \times m$) ortogonal ($Q^T = Q^{-1}$) e R é uma matriz ($m \times n$) tal que:

$$R = \begin{bmatrix} U \\ 0 \end{bmatrix} \quad (28)$$

Onde U é uma matriz ($m \times n$) triangular superior.

Particionando-se adequadamente as matrizes em (27), pode-se obter através de manipulações algébricas, a seguinte formulação:

$$\tilde{H} = \begin{bmatrix} Q_n & Q_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U \\ 0 \end{bmatrix} = Q_n \cdot U \Rightarrow Q_n^T \cdot \tilde{H} = U \quad (29)$$

A partir da decomposição dada pela equação (28), prova-se que $\Delta \hat{x}$ pode ser calculado como:

$$U \cdot \Delta x = b \quad (30)$$

Onde:

$$b = Q_n^T \cdot R^{-1/2} \Delta z \quad (31)$$

A equação apresentada em (30) é a equação a ser solucionada nos algoritmos de estimação de estados baseados em métodos ortogonais de fatoração.

As principais vantagens desta abordagem advêm do fato de ser desnecessária a formação explícita e fatoração da matriz ganho característica do método da equação normal. Além disso, como a fatoração QR é fundamentada em transformações ortogonais é mais robusta que a fatoração LU , reduzindo substancialmente problemas associados aos pesos diferenciados atribuídos às pseudomedidas.

A forma eficiente de obtenção da matriz Q , é a aplicação das Rotações de Givens sem a utilização de raízes quadradas [7].

O estimador de estados utilizado no desenvolvimento desta dissertação utiliza este método de solução através de Rotações de Givens [80].

3.3.5 MÉTODO HÍBRIDO

Da análise da solução da estimação via métodos ortogonais pode-se demonstrar que a matriz U apresentada em (29) é a mesma obtida através da fatoração de Cholesky da matriz $G(x)$.

Desta forma, um método que combina as duas abordagens – métodos ortogonais e a solução convencional da equação normal – pode ser aplicado. Nesta modelagem híbrida, obtém-se a matriz U através de transformações ortogonais de \tilde{H} e calcula-se o vetor independente [87]:

$$\Delta z_h = \tilde{H}^T \cdot \tilde{\Delta z} \quad (32)$$

Obtendo-se Δx da solução de:

$$U^T \cdot U \cdot \Delta x = \Delta z_h \quad (33)$$

O método soluciona a equação normal evitando a necessidade de efetuar a fatoração de Cholesky da matriz $G(x)$ aumentando a robustez numérica do algoritmo frente às condições de mau-condicionamento citadas.

3.3.6 MÉTODO DE PETERS E WILKINSON

Este método não apresenta redução do custo computacional da estimação de estados, quando comparado com o método de solução convencional da equação normal via fatoração de Cholesky. A diferença fundamental advém do fato do método utilizar uma decomposição do tipo LU da matriz \tilde{H} na solução do problema [88]:

$$\tilde{H} = LU \quad (34)$$

Onde L é uma matriz trapezoidal inferior ($m \times n$) e U é uma matriz triangular superior ($n \times n$) não-singular.

A partir do exposto em (36), a equação normal pode ser reescrita como:

$$(L^T . L)\Delta y = L^T . \tilde{\Delta z} \quad (35)$$

Onde:

$$\Delta y = U . \Delta x \quad (36)$$

Observa-se que ainda há necessidade de formar a matriz $L^T . L$, seguida de substituição direta e inversa para solução do problema – semelhante ao método convencional.

A vantagem da utilização desta abordagem advém do fato de $L . L^T$ ser melhor condicionada que $H^T . H$, melhorando a robustez numérica do processo.

3.3.7 MATRIZ AUMENTADA OU TABLEAU ESPARSO

Seguindo a modelagem utilizada na solução da equação normal com restrições de igualdade (3.3.3), o método da matriz aumentada, ou Tableau Esparsa, representa as medidas de forma explícita através de restrições de igualdade.

Nesta abordagem, o problema de otimização de WLS pode ser escrito como [46]:

$$\begin{aligned} \text{Min } J(x) &= \frac{1}{2} r^T . W_r . r \\ \text{sujeito a : } & c(x) = 0 \\ & r - z + h(x) = 0 \end{aligned} \quad (37)$$

Conforme exposto anteriormente, o problema de otimização (39) leva à formação da função Lagrangeana com dois conjuntos distintos de multiplicadores de Lagrange:

$$L = J(x) - \lambda^T c(x) - \mu^T [r - z + h(x)] \quad (38)$$

A aplicação das condições de otimalidade de primeira ordem de KKT em (38) resultam em:

$$\begin{bmatrix} R & H & 0 \\ H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta z^k \\ 0 \\ -c(x^k) \end{bmatrix} \quad (39)$$

A matriz coeficiente (39), conhecida como matriz aumentada de Hachtel, é muito esparsa, reduzindo o custo computacional em termos de operações aritméticas. Manipulações algébricas podem melhorar o

desempenho do método através da melhora no condicionamento da matriz de Hachtel.

3.4 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

O estimador de estados utilizado no desenvolvimento deste trabalho é baseado na versão elaborada por Simões Costa [80], que propõe a estimação de estados em coordenadas retangulares com solução via Rotações de Givens, e uma de suas revisões [42].

A versão original foi desenvolvida para processar medidas de módulo da tensão e injeção de potência ativa e reativa nas barras, além dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão. Em sua revisão mais recente [42], foram incluídas rotinas para tratar medições fasoriais de tensão e medidas de módulo da corrente oriundas do sistema SCADA.

Nesta dissertação, foram revisadas e alteradas as rotinas para tratamento das medidas de módulo da corrente (SCADA), revisadas as rotinas referentes ao processamento das medições fasoriais de tensão e desenvolvidas e inseridas rotinas para tratamento das medições fasoriais de corrente, as quais serão apresentadas no próximo capítulo do trabalho.

Destaca-se ainda o desenvolvimento de rotinas específicas para tratamento dos erros associados às medições fasoriais oriundas das UMF.

3.4.1 FORMAÇÃO DA MATRIZ JACOBIANA

A solução da equação normal (10) contempla o cálculo das derivadas das equações não-lineares que compõem o modelo de medição proposto (4) – matriz Jacobiana.

Seguindo a estrutura proposta em [80] as equações foram definidas em coordenadas retangulares, o que diminui o custo computacional do processo, e elimina o cálculo das derivadas de funções trigonométricas (seno e cosseno).

Neste contexto, define-se o modelo equivalente de uma linha de transmissão conectando dois barramentos (i e k) genéricos de um sistema de energia elétrica em coordenadas retangulares conforme representado na Figura 3.1:

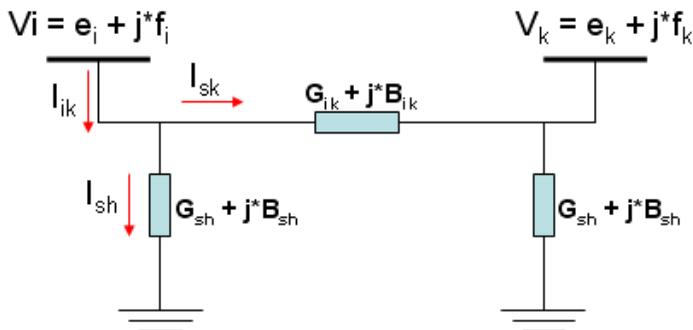


Figura 3.1 – Modelo equivalente da linha de transmissão conectando as barras i e k.

Onde podem ser estabelecidas as seguintes relações:

$$G_{ii} = G_{ik} + G_{sh} \quad (40)$$

$$B_{ii} = B_{ik} + B_{sh} \quad (41)$$

$$a_{ii} = e_i G_{ii} - f_i B_{ii} \quad (42)$$

$$b_{ii} = e_i B_{ii} + f_i G_{ii} \quad (43)$$

$$a_{ik} = e_k G_{ik} - f_k B_{ik} \quad (44)$$

$$b_{ik} = e_k B_{ik} + f_k G_{ik} \quad (45)$$

$$c_{ik} = -e_i a_{ik} - f_i b_{ik} = -e_i e_k G_{ik} + e_i f_k B_{ik} - f_i e_k B_{ik} - f_i f_k G_{ik} \quad (46)$$

$$d_{ik} = e_i b_{ik} - f_i a_{ik} = e_i e_k B_{ik} + e_i f_k G_{ik} - f_i e_k G_{ik} + f_i f_k B_{ik} \quad (47)$$

Do modelo apresentado pode-se definir a corrente I_{ik} como:

$$I_{ik} = I_{sk} + I_{sh} \quad (48)$$

Ou seja:

$$I_{ik} = (a_{ii} - a_{ik}) + j \cdot (b_{ii} - b_{ik}) \quad (49)$$

A potência aparente que flui da barra i para barra k é definida como:

$$S_{ik} = V_i \cdot I_{ik}^* \quad (50)$$

Ou seja:

$$S_{ik} = (V_i^2 G_{ii} + c_{ik}) + j \cdot (-V_i^2 B_{ii} + d_{ik}) \quad (51)$$

Da equação (51) podem-se extrair os valores de fluxo de potência ativa e reativa que fluem da barra i para barra k :

$$t_{ik} = \text{Re}\{S_{ik}\} = V_i^2 G_{ii} + c_{ik} \quad (52)$$

$$u_{ik} = \text{Im}\{S_{ik}\} = -V_i^2 B_{ii} + d_{ik} \quad (53)$$

Somando-se os fluxos de potência ativa e reativa de todos os ramos incidentes na barra i e podem ser calculados os valores de injeção de potência ativa e reativa:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega} t_{ik} \quad (54)$$

$$Q_i = \sum_{k \in \Omega} u_{ik} \quad (55)$$

As equações (52-55), aplicadas a todas as barras do sistema e aos respectivos ramos incidentes a estas, compõem o conjunto de equações não-lineares (em coordenadas retangulares) necessárias à estimação de estados.

Para facilitar a determinação dos componentes da matriz Jacobiana, são definidas as derivadas parciais associadas às componentes da tensão fasorial nas barras i e k e às variáveis previamente definidas c_{ik} e d_{ik} – Tabela 3.1 – com relação às variáveis de estados.

Tabela 3.1 – Derivadas parciais da partes real e imaginária de V_i e V_k em relação às variáveis de estado.

$\frac{\partial}{\partial}$	e_i	f_i	e_k	f_k	c_{ik}	d_{ik}
δ_i	$\frac{\partial e_i}{\partial \delta_i} = -j$	$\frac{\partial f_i}{\partial \delta_i} = e_i$	$\frac{\partial e_k}{\partial \delta_i} = 0$	$\frac{\partial f_k}{\partial \delta_i} = 0$	$\frac{\partial c_{ik}}{\partial \delta_i} = -d$	$\frac{\partial d_{ik}}{\partial \delta_i} = c_{ik}$
δ_k	$\frac{\partial e_i}{\partial \delta_k} = 0$	$\frac{\partial f_i}{\partial \delta_k} = 0$	$\frac{\partial e_k}{\partial \delta_k} = -j$	$\frac{\partial f_k}{\partial \delta_k} = e_k$	$\frac{\partial c_{ik}}{\partial \delta_k} = d_{ik}$	$\frac{\partial d_{ik}}{\partial \delta_k} = -c$
V_i	$\frac{\partial e_i}{\partial V_i} = \frac{e_i}{V_i}$	$\frac{\partial f_i}{\partial V_i} = \frac{f_i}{V_i}$	$\frac{\partial e_k}{\partial V_i} = 0$	$\frac{\partial f_k}{\partial V_i} = 0$	$\frac{\partial c_{ik}}{\partial V_i} = \frac{c_{ik}}{V_i}$	$\frac{\partial d_{ik}}{\partial V_i} = \frac{d_{ik}}{V_i}$

$\frac{\partial}{\partial}$	e_i	f_i	e_k	f_k	c_{ik}	d_{ik}
V_k	$\frac{\partial e_i}{\partial V_k} = 0$	$\frac{\partial f_i}{\partial V_k} = 0$	$\frac{\partial e_k}{\partial V_k} = \frac{e_k}{V_k}$	$\frac{\partial f_k}{\partial V_k} = \frac{f_k}{V_k}$	$\frac{\partial c_{ik}}{\partial V_k} = \frac{c_{ik}}{V_k}$	$\frac{\partial d_{ik}}{\partial V_k} = \frac{d_{ik}}{V_k}$

A partir da Tabela 3.1 podem ser definidas as derivadas parciais das equações de fluxo de potência ativa e reativa e das injeções de potência ativa e reativa em relação às variáveis de estado conforme equações (56-71)

Fluxo de potência ativa:

$$\frac{\partial t_{ik}}{\partial \delta_i} = f_i e_k G_{ik} - f_i f_k B_{ik} - e_i e_k B_{ik} - e_i f_k G_{ik} = -u_{ii} - V_i^2 B_{ii} \quad (56)$$

$$\frac{\partial t_{ik}}{\partial \delta_k} = e_i f_k G_{ik} + e_i e_k B_{ik} + f_i f_k B_{ik} - f_i e_k G_{ik} = d_{ik} \quad (57)$$

$$V_i \cdot \frac{\partial t_{ik}}{\partial V_i} = \left(2V_i G_{ii} + \frac{e_i}{V_i} e_k G_{ik} + \frac{e_i}{V_i} f_k B_{ik} - \frac{f_i}{V_i} e_k B_{ik} - \frac{f_i}{V_i} f_k G_{ik} \right) \cdot V_i = t_{ik} + V_i^2 G_{ii} \quad (58)$$

$$V_k \cdot \frac{\partial t_{ik}}{\partial V_k} = \left(-e_i \frac{e_k}{V_k} G_{ik} + e_i \frac{f_k}{V_k} B_{ik} - f_i \frac{e_k}{V_k} B_{ik} - f_i \frac{f_k}{V_k} G_{ik} \right) \cdot V_k = c_{ik} \quad (59)$$

▪ Fluxo de potência reativa:

$$\frac{\partial u_{ik}}{\partial \delta_i} = -f_i e_k B_{ik} - f_i f_k G_{ik} - e_i e_k G_{ik} + e_i f_k B_{ik} = t_{ik} - V_i^2 G_{ii} \quad (60)$$

$$\frac{\partial u_{ik}}{\partial \delta_k} = -e_i f_k B_{ik} + e_i e_k G_{ik} + f_i f_k G_{ik} + f_i e_k B_{ik} = -c_{ik} \quad (61)$$

$$V_i \cdot \frac{\partial u_{ik}}{\partial V_i} = \left(-2V_i B_{ii} + \frac{e_i}{V_i} e_k B_{ik} + \frac{e_i}{V_i} f_k G_{ik} - \frac{f_i}{V_i} e_k G_{ik} + \frac{f_i}{V_i} f_k B_{ik} \right) \cdot V_i = u_{ik} - V_i^2 B_{ii} \quad (62)$$

$$V_k \cdot \frac{\partial u_{ik}}{\partial V_k} = \left(e_i \frac{e_k}{V_k} B_{ik} + e_i \frac{f_k}{V_k} G_{ik} - f_i \frac{e_k}{V_k} G_{ik} + f_i \frac{f_k}{V_k} B_{ik} \right) \cdot V_k = d_{ik} \quad (63)$$

▪ Injeção de potência ativa:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -q_i - \sum V_i^2 B_{ii} \quad (64)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = d_{ik} \quad (65)$$

$$V_i \cdot \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = p_i + \sum V_i^2 G_{ii} \quad (66)$$

$$V_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial V_k} = c_{ik} \quad (67)$$

Injeção de potência reativa:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = p_i - \sum V_i^2 G_{ii} \quad (68)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = -c_{ik} \quad (69)$$

$$V_i \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = q_i - \sum V_i^2 B_{ii} \quad (70)$$

$$V_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = d_{ik} \quad (71)$$

As derivadas das medidas de módulo da tensão em relação às variáveis de estado são triviais, podendo ser definida a matriz Jacobiana do sistema de equações não-lineares da estimação de estados:

$$H = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\partial V_m}{\partial V} \\ \frac{\partial t}{\partial \delta} & \frac{\partial V}{\partial t} \\ \frac{\partial \delta}{\partial \delta} & \frac{\partial V}{\partial \delta} \\ \frac{\partial u}{\partial \delta} & \frac{\partial u}{\partial V} \\ \frac{\partial \delta}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial P} \\ \frac{\partial \delta}{\partial Q} & \frac{\partial V}{\partial Q} \\ \frac{\partial \delta}{\partial \delta} & \frac{\partial V}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (72)$$

Onde os termos foram previamente definidos à exceção de $\frac{\partial V_m}{\partial V}$, que representa a derivada do módulo da tensão medida em relação à variável de estado V , cujo valor é unitário.

3.4.2 INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE MÓDULO DA CORRENTE (SCADA)

A utilização das medidas de módulo da corrente, oriundas do sistema SCADA, data da década de 80, quando foram propostos os primeiros trabalhos [9] no sentido de incluir estas medidas na estimação de estados. Posteriormente foram apresentados trabalhos que contemplavam as principais fragilidades da utilização deste tipo de medida, incluindo análises detalhadas sobre seu impacto na observabilidade e na detecção de erros grosseiros [10, 11, 12].

Este tipo de medida tem pouco impacto na qualidade da estimação de estados em função da baixa quantidade de informação que agrega. Sabe-se, porém, que todas as subestações conectadas aos sistemas de potência possuem informação sobre o módulo da corrente que flui nos ramos incidentes a estas – informações necessárias para alimentar os relés de proteção – e em caso de baixa observabilidade ou redundância do plano de medição estas medidas podem ser consideradas como alternativas.

Em condições particulares de inicialização do algoritmo iterativo, estas medidas podem acarretar alguns problemas numéricos, dificultando a convergência do algoritmo de estimação. Neste trabalho, por ser considerado o quadrado do módulo da corrente na formulação da matriz Jacobiana estes impactos são eliminados [9].

Define-se, portanto, o módulo ao quadrado da corrente como:

$$|I_{ik}|^2 = (a_{ii} - a_{ik})^2 + (b_{ii} - b_{ik})^2 \quad (73)$$

As derivadas parciais dos termos que compõe a equação (73) em relação às variáveis de estados estão apresentadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Derivadas parciais dos termos que compõe a formulação do módulo da corrente (SCADA).

θ/ϕ	a_{ij}	b_{ij}	a_{ik}	b_{ik}
δ_i	$\frac{\partial a_{ij}}{\partial \delta_i} = -f_i G_{ij} - e_i B_{ij}$ $= -b_{ij}$	$\frac{\partial b_{ij}}{\partial \delta_i} = -f_i B_{ij} + e_i G_{ij}$ $= a_{ij}$	$\frac{\partial a_{ik}}{\partial \delta_i} = 0$	$\frac{\partial b_{ik}}{\partial \delta_i} = 0$
δ_k	$\frac{\partial a_{ij}}{\partial \delta_k} = 0$	$\frac{\partial b_{ij}}{\partial \delta_k} = 0$	$\frac{\partial a_{ik}}{\partial \delta_k} = -f_k G_{ik} - e_k B_{ik}$ $= -b_{ik}$	$\frac{\partial b_{ik}}{\partial \delta_k} = -f_k B_{ik} + e_k G_{ik}$ $= a_{ik}$
V_i	$\frac{\partial a_{ij}}{\partial V_i} = \frac{a_{ij}}{V_i}$	$\frac{\partial b_{ij}}{\partial V_i} = \frac{b_{ij}}{V_i}$	$\frac{\partial a_{ik}}{\partial V_i} = 0$	$\frac{\partial b_{ik}}{\partial V_i} = 0$
V_k	$\frac{\partial a_{ij}}{\partial V_k} = 0$	$\frac{\partial b_{ij}}{\partial V_k} = 0$	$\frac{\partial a_{ik}}{\partial V_k} = \frac{a_{ik}}{V_k}$	$\frac{\partial b_{ik}}{\partial V_k} = \frac{b_{ik}}{V_k}$

Partindo dos resultados apresentados na Tabela 3.2 podem ser obtidas as derivadas parciais do módulo da corrente (SCADA) em relação às variáveis de estado:

$$\frac{\partial |I_{ik}|^2}{\partial \delta_i} = -2a_{ii}b_{ii} + 2b_{ii}a_{ik} + 2b_{ii}a_{ii} - 2a_{ii}b_{ik} = 2(b_{ii}a_{ik} - a_{ii}b_{ik}) \quad (74)$$

$$\frac{\partial |I_{ik}|^2}{\partial \delta_k} = 2a_{ii}b_{ik} - 2a_{ik}b_{ik} - 2b_{ii}a_{ik} + 2b_{ik}a_{ik} = 2(a_{ii}b_{ik} - a_{ik}b_{ii}) \quad (75)$$

$$\frac{\partial |I_{ik}|^2}{\partial V_i} = 2a_{ii} \frac{a_{ii}}{V_i} - 2 \frac{a_{ii}}{V_i} a_{ik} + 2b_{ii} \frac{b_{ii}}{V_i} - 2 \frac{b_{ii}}{V_i} b_{ik} = (2a_{ii}(a_{ii} - a_{ik}) - 2b_{ii}(b_{ii} - b_{ik})) \frac{1}{V_i} \quad (76)$$

$$\frac{\partial |I_{ik}|^2}{\partial V_k} = -2a_{ii} \frac{a_{ik}}{V_k} + 2 \frac{a_{ik}}{V_k} a_{ik} - 2b_{ii} \frac{b_{ik}}{V_k} + 2b_{ik} \frac{b_{ik}}{V_k} = (2a_{ik}(a_{ik} - a_{ii}) + 2b_{ik}(b_{ik} - b_{ii})) \frac{1}{V_k} \quad (77)$$

Com a inclusão destas medidas no sistema de equações não-lineares que compõem a estimação de estados, a matriz Jacobiana do problema passa a ser definida como:

$$H = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\partial V_m}{\partial V} \\ \frac{\partial t}{\partial \delta} & \frac{\partial V}{\partial t} \\ \frac{\partial \delta}{\partial u} & \frac{\partial V}{\partial u} \\ \frac{\partial \delta}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial P} \\ \frac{\partial \delta}{\partial Q} & \frac{\partial V}{\partial Q} \\ \frac{\partial \delta}{\partial |I|^2} & \frac{\partial V}{\partial |I|^2} \\ \frac{\partial \delta}{\partial \delta} & \frac{\partial V}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (78)$$

Onde todos os termos foram previamente definidos.

3.5 CONCLUSÕES

Muito embora o estimador de estados utilizado neste trabalho considere a formulação do sistema de equações não-lineares da

estimação em coordenadas polares, o cálculo das derivadas parciais para composição da matriz Jacobiana é em coordenadas retangulares, o que facilita o processamento das derivadas parciais envolvidas no processo de formação da matriz Jacobiana, reduzindo o custo computacional do processo e melhorando a robustez numérica do estimador de estados.

Partindo-se do estimador de estados proposto em [80] e estendido em [42], foram efetuadas alteração para inclusão das medidas de módulo da corrente oriundas do sistema SCADA. Destaca-se que em função da formulação em coordenadas retangulares, não foi necessária a implementação de métodos para evitar os problemas de condicionamento numérico associados à utilização deste tipo de medida quando considerada a abordagem via coordenadas polares, sem perda de qualidade no resultado da estimação.

Foram também apresentados neste capítulo os principais algoritmos de estimação de estados atualmente disponíveis, incluindo a descrição dos métodos ortogonais, dentre os quais destaca-se o método baseado nas rotações de Givens. Um estimador de estados baseado nas rotações de Givens é estendido neste trabalho para permitir o processamento de medidas fasoriais sincronizadas de tensão e corrente.

CAPÍTULO 4 – INSERÇÃO DE MEDIDAS FASORIAIS SINCRONIZADAS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

Dentre as ferramentas que serão afetadas pela inclusão das Medições Fasoriais Sincronizadas, a estimação de estados destaca-se pela influência que apresenta no contexto da análise de segurança em tempo-real.

Atualmente, os principais centros de operação do mundo fundamentam suas ferramentas de análise de contingências, fluxo de potência ótimo, fluxo de potência, despacho econômico, e, no caso brasileiro, as regiões de segurança dinâmica e estática do ORGANON® [81] nos valores estimados pelo estimador de estados.

Manter a qualidade destes resultados tem sido o maior desafio dos engenheiros de operação em tempo-real, no sentido de fomentar análises precisas e confiáveis, de forma rápida e prática. Neste cenário, inserir as medições fasoriais oriundas das UMF na estimação de estados é de fundamental importância para a evolução dos processos e das ferramentas envolvidos na operação dos sistemas de energia elétrica.

Independente da linha de estudo adotada para definição da forma como as medidas fasoriais serão incluídas na estimação de estados, com maior ou menor grau de intensidade serão necessárias alterações nos estimadores de estados disponíveis para que sejam capazes de processar os fasores oriundos das UMF.

A literatura reporta três estruturas distintas para processamento das medidas fasoriais:

- Abordagem Linear: considera que as UMF disponíveis sejam suficientes para tornar o sistema observável e propõe um método não-iterativo de solução da estimação de estados através dos fasores de tensão e corrente associados aos nós do sistema;
- Pós-processamento: considera a manutenção dos atuais estimadores de estados, utilizando apenas as medidas oriundas do sistema SCADA, com a inclusão de uma etapa

de pós-processamento que utiliza as variáveis estimadas em conjunto com os fasores medidos pelas UMF para prover uma nova estimativa dos estados;

- **Processamento Conjunto:** considera a adequação do algoritmo de estimação de estados para contemplar, em um mesmo plano de medição, as medidas oriundas do sistema SCADA e das UMF fornecendo a estimativa das variáveis de estado.

Os principais pontos considerados na literatura para avaliação destas metodologias consideram as alterações necessárias para implementação em estimadores comerciais (já utilizados em tempo-real pelos operadores de sistemas) e, o número, a confiabilidade, a precisão e a disponibilidade das UMF necessários à adoção de cada uma das abordagens.

A opção por uma das estruturas citadas depende da característica do sistema em que o estimador está instalado, do estágio de desenvolvimento e aplicação da estimação de estados e do nível de investimentos em UMF na área sob supervisão do ISO.

4.2 ABORDAGEM LINEAR

A abordagem linear ilustrada na Figura 4.1, considera que as medidas fasoriais oriundas das UMF apresentam elevado nível de confiabilidade e precisão, correlacionando diretamente os valores medidos, em processo não-iterativo, às variáveis de estados [38]. Neste caso, as medidas fasoriais são consideradas como valores verdadeiros das variáveis de estado, considerando-se que as barras onde não existam UMF alocadas possam ter os valores de módulo e ângulo da tensão calculados através dos valores de tensão e corrente fasoriais medidos em barramentos vizinhos [49].

A principal vantagem deste método está no baixo custo computacional e na velocidade de processamento, tendo em vista a linearidade e não-iteratividade do processo.

No entanto, em função da natureza distinta das medidas fasoriais, faz-se necessário o desenvolvimento de um novo estimador de estados capaz de processar apenas os dados oriundos de UMF e fornecer a “estimativa” das variáveis de estado [50].

O principal obstáculo à adoção desta abordagem advém da necessidade de que o sistema seja completamente observável apenas com as medidas fasoriais disponíveis. Estudos baseados na consideração

de que as UMF são capazes de medir o fasor de tensão na barra onde está instalada e os fasores de corrente associados a todos os ramos conectados a esta barra apontam que a alocação de forma otimizada de UMF em 1/3 das barras que compõe a rede sob supervisão garante observabilidade desta rede [53].

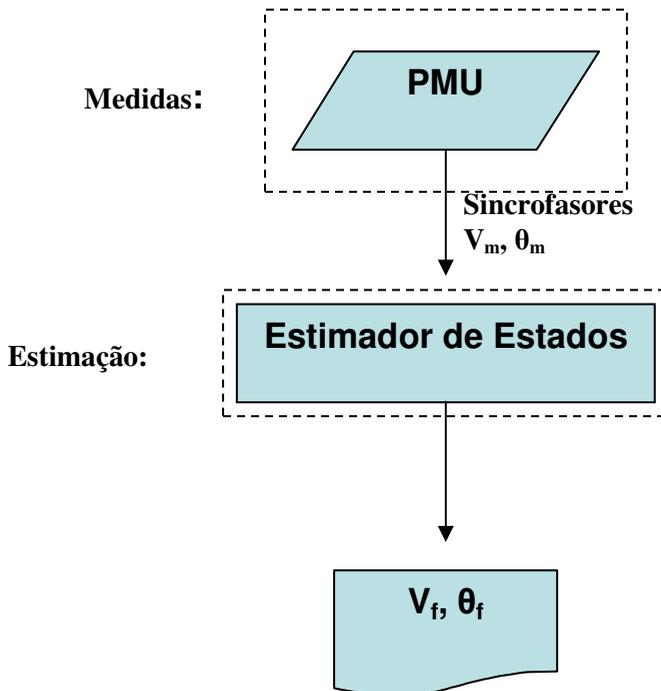


Figura 4.1 – Estrutura Linear.

Na atualidade esta situação é impraticável considerando-se o número de subestações que dispõe deste tipo de medição, o estágio de desenvolvimento das UMF e o processo de inserção adotado pelos ISO.

Trabalhos vêm sendo desenvolvidos no sentido de consolidar a teoria envolvida no processo de estimação de estados linear baseada nas medições fasoriais, principalmente buscando desenvolver algoritmos para alocação ótima de UMF visando a observabilidade total do sistema [29, 33]. No entanto, o consenso tem apontado para uma transição suave, em que as medidas oriundas de sistemas SCADA continuarão sendo utilizadas e, à medida que as UMF forem incorporadas ao sistema e puderem de fato apresentar o alto nível de confiabilidade e precisão

esperado, o modelo de estimação de estados possa evoluir para a abordagem linear [51].

É ainda importante considerar que neste tipo de abordagem as medidas oriundas do sistema SCADA são desconsideradas no processo de estimação de estados, o que torna o resultado sensível a quaisquer erros associados às UMF em função da baixa redundância do processo. Caso ocorram falhas de comunicação e o centro de operação perca informações de alguma das UMF o sistema pode tornar-se não-observável, inviabilizando os resultados do estimador de estados.

4.3 PÓS-PROCESSAMENTO

Uma alternativa para a inserção de medições fasoriais na estimação de estados é a utilização do pós-processamento ilustrado na Figura 4.2.

Neste caso, os resultados da estimação de estados convencional – com medidas do sistema SCADA – são utilizados para alimentar uma etapa de pós-processamento, onde os estados estimados oriundos deste processo com a respectiva matriz de covariância associada são processadas em conjunto com fasores medidos, formando funções lineares das variáveis de estado. Esta abordagem resulta em um processo linear de estimação, sem necessidade de alteração nos estimadores de estados convencionais, mas apenas com a inclusão de um novo aplicativo para realizar a etapa de pós-processamento. Esta abordagem produz resultados semelhantes aos resultados obtidos com a estimação de estados considerando de forma conjunta as medidas do sistema SCADA e das UMF [34], [48] e [31].

A desvantagem deste tipo de abordagem é que, em caso de perda de supervisão de remotas associadas ao sistema SCADA que ocasionem deterioração dos resultados do estimador convencional, ou até mesmo não-convergência, as medidas fasoriais não podem ser utilizadas como medidas redundantes para melhorar a qualidade dos dados estimados.

De forma simplificada, neste tipo de solução, medidas que são críticas, ou conjuntos críticos de medidas [15], na rede de supervisão que alimenta o sistema SCADA permanecem críticos mesmo com a inclusão das UMF, já que as MFS são consideradas apenas na etapa de pós-processamento.

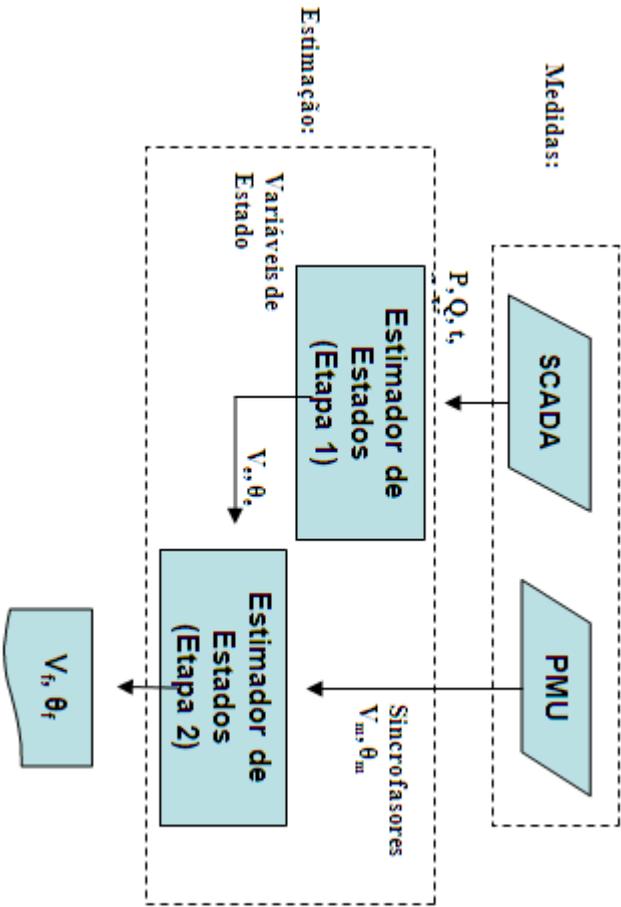


Figura 4.2 – Pós-processamento.

4.4 PROCESSAMENTO CONJUNTO

Outra forma de considerar a inclusão das medições fasoriais de corrente e tensão no estimador de estados baseia-se na inclusão destas nos modelos de equações não-lineares que compõem a estimação de estados convencional em conjunto com as medidas oriundas do sistema SCADA, Figura 4.3.

Este processo provoca a necessidade de alteração nos vetores de medidas e conseqüentemente na estrutura da matriz Jacobiana, sem, contudo, afetar a estrutura do vetor de estados. As alterações demandam mudanças nos estimadores de estados já em operação nos centros de controle mantendo, porém, a formulação básica do problema [52].

A linha de estudos que apóia este tipo de abordagem considera como fator relevante o fato que as medidas fasoriais complementam as medidas oriundas do sistema SCADA. O fato da utilização das medidas de ângulo e magnitude oriundas dos fasores resultar em uma formulação simplificada da estimação de estados, não implica na diminuição da importância das medidas analógicas, o que não justifica desconsiderá-las no processo de obtenção das variáveis de estado [30, 34, 42].

Para que o impacto das medidas de ângulo de fase de tensão seja realmente significativo, a ponto de inibir a necessidade de se considerar as medidas de fluxo e injeção de potência ativa e reativa, sua qualidade deve ser muito elevada [27, 31]. Neste contexto, desprezar as medidas oriundas do sistema SCADA torna o processo frágil perante a deterioração na qualidade dos fasores medidos em função de erros de medição.

As principais vantagens da utilização desta abordagem advêm da melhoria nas condições de observabilidade, detecção de erros grosseiros [28, 36, 44, 50, 52, 53] e, principalmente, maior tolerância a falhas de comunicação, ou de medição, que levem o sistema a perder os dados medidos tanto de medições analógicas quanto de medições fasoriais.

A desvantagem é oriunda da necessidade de alteração dos estimadores já existentes e em funcionamento nos centros de operação para contemplar a utilização das medições fasoriais.

O estimador de estados desenvolvido neste trabalho utiliza esta metodologia para inclusão das Medições Fasoriais Sincronizadas.

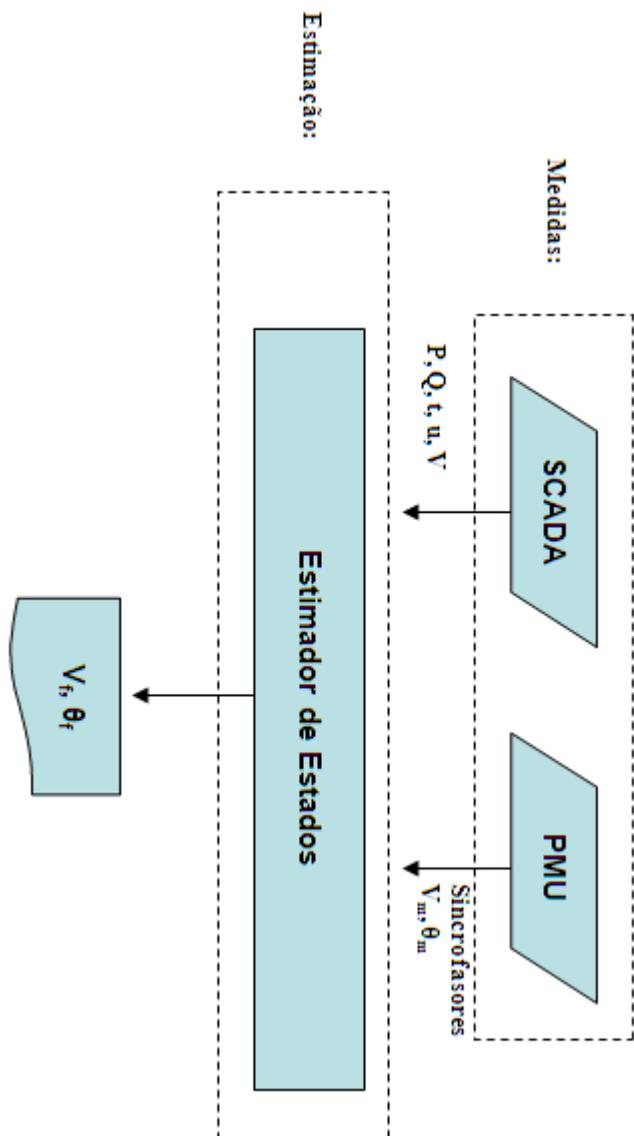


Figura 4.3 – Processamento conjunto.

4.5 MODELAGEM DAS MEDIDAS FASORIAIS SINCROIZADAS

Para efeito de inserção das MFS na estimação de estados, foram realizadas considerações distintas para as medidas fasoriais de corrente e tensão. Em função da necessidade de obtenção das derivadas parciais em relação às variáveis de estado, optou-se em utilizar o modelo de equações em coordenadas retangulares para os fasores de corrente e em coordenadas polares para os fasores de tensão.

Desta forma, considerando-se os fasores de tensão, as derivadas em relação às variáveis de estado são triviais e originam matrizes diagonais unitárias. Para modelagem dos fasores de corrente, partiu-se da seguinte formulação:

$$I_{ik} = (a_{ii} - a_{ik}) + j.(b_{ii} - b_{ik}) \quad (79)$$

Donde são definidas as partes real e imaginária como

$$I_{ik}^{\text{Re}} = (a_{ii} - a_{ik}) \quad (80)$$

$$I_{ik}^{\text{Im}} = (b_{ii} - b_{ik}) \quad (81)$$

Seguindo a definição das derivadas parciais apresentadas na Tabela 3.2 obtêm-se as derivadas parciais das partes real e imaginária do fasor de corrente em relação às variáveis de estado como:

- Parte real:

$$\frac{\partial I_{ik}^{\text{Re}}}{\partial \delta_i} = -f_{ii}G_{ii} - e_i B_{ii} = -b_{ii} \quad (82)$$

$$\frac{\partial I_{ik}^{\text{Re}}}{\partial \delta_k} = -(-f_k G_{ik} - e_k B_{ik}) = b_{ik} \quad (83)$$

$$\frac{\partial I_{ik}^{\text{Re}}}{\partial V_i} = \frac{a_{ii}}{V_i} \quad (84)$$

$$\frac{\partial I_{ik}^{\text{Re}}}{\partial V_k} = \frac{-a_{ik}}{V_k} \quad (85)$$

- Parte imaginária:

$$\frac{\partial I_{ik}^{\text{Im}}}{\partial \delta_i} = -f_i B_{ii} + e_i G_{ii} = a_{ii} \quad (86)$$

$$\frac{\partial I_{ik}^{\text{Im}}}{\partial \delta_k} = -(-f_k B_{ik} + e_k G_{ik}) = -a_{ik} \quad (87)$$

$$\frac{\partial I_{ik}^{\text{Im}}}{\partial V_i} = \frac{b_{ii}}{V_i} \quad (88)$$

$$\frac{\partial I_{ik}^{\text{Im}}}{\partial V_k} = \frac{-b_{ik}}{V_k} \quad (89)$$

4.6 ALTERNATIVAS DE PONDERAÇÃO DE ERROS

O fato dos transformadores de potencial, em função das condições de operação a que são submetidos, apresentarem precisões diferenciadas para ângulo de fase e módulo da tensão, ou corrente, deve ser considerado quando da definição dos pesos associados a cada uma dessas medidas na estimação de estados.

Seguindo a abordagem convencional, em função da classe de precisão dos instrumentos de medição utilizados, seria interessante que esta distribuição de erros fosse considerada quando analisados separadamente os valores de ângulo e módulo dos fasores calculados pelas UMF, resultando em covariâncias distintas para ângulo e módulo do fasor.

Quando considerada a abordagem em coordenadas polares, a tratativa deste tipo de problema é trivial, desde que sejam determinados os erros máximos associados a estes valores, respeitando-se o limite de TVE estabelecido pelo padrão vigente.

No entanto, este trabalho considera a abordagem em coordenadas retangulares para as medidas fasoriais de corrente. Neste sentido, foi desenvolvida uma metodologia que considera a propagação dos erros associados ao ângulo e ao módulo do fasor corrente para as partes real e imaginária calculadas durante o processo e utilizadas na estimação de estados.

O impacto desta nova abordagem foi comparado à formulação clássica, considerando-se que as covariâncias de ângulo e módulo do fasor, pudessem de forma aproximada, ser consideradas como as covariâncias das partes real e imaginária da corrente oriunda das UMF.

Os resultados serão apresentados e discutidos no capítulo seguinte deste trabalho.

4.6.2 ABORDAGEM COM A MATRIZ BLOCO DIAGONAL

O fasor corrente pode ser expresso tanto em coordenadas retangulares quanto em polares como:

$$\dot{I} = E + jF = I_f \angle \alpha \quad (93)$$

Sendo que os componentes de ambas as representações estão relacionados como segue:

$$\begin{aligned} E &= I_f \cos \alpha \\ F &= I_f \sin \alpha \end{aligned} \quad (94)$$

Supondo que I_f e α estão contaminados por erros de medição, e que tais erros podem ser considerados variáveis aleatórias independentes com média igual a zero, a matriz de covariância do vetor formado pelas componentes polares da corrente é dada por

$$R_{I_f, \alpha} = \begin{bmatrix} \sigma_{I_f}^2 & 0 \\ 0 & \sigma_{\alpha}^2 \end{bmatrix} \quad (95)$$

Nestas condições, deseja-se saber qual a matriz de covariância dos erros associados às componentes retangulares do fasor corrente. Vê-se das Eqs. (94) que este problema corresponde à caracterização estatística de duas funções não-lineares de duas variáveis aleatórias independentes [68]. As Eqs. (94) podem ser linearizadas de modo a fornecer relações incrementais entre as componentes retangulares e polares, o que resulta em:

$$\begin{bmatrix} \Delta E \\ \Delta F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial E}{\partial I_f} & \frac{\partial E}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial F}{\partial I_f} & \frac{\partial F}{\partial \alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_f \\ \Delta \alpha \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -I_f \sin \alpha \\ \sin \alpha & I_f \cos \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_f \\ \Delta \alpha \end{bmatrix} \quad (96)$$

Definindo-se:

$$Q = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -I_f \sin \alpha \\ \sin \alpha & I_f \cos \alpha \end{bmatrix} \quad (97)$$

podemos escrever:

$$\begin{bmatrix} \Delta E \\ \Delta F \end{bmatrix} = Q \begin{bmatrix} \Delta I_f \\ \Delta \alpha \end{bmatrix} \quad (98)$$

A Eq. (98) pode ser interpretada como a relação entre erros aleatórios dos dois tipos de representação do fasor corrente. A relação entre as respectivas matrizes de covariância é dada por [68]:

$$R_{E,F} = Q R_{I_f,\alpha} Q^T \quad (99)$$

Substituindo-se (95) e (98) em (99), obtém-se a matriz de covariância do vetor formado pelas componentes retangulares do fasor corrente como

$$R_{E,F} = \begin{bmatrix} \sigma_{I_f}^2 \cos^2 \alpha + I_f^2 \sigma_\alpha^2 \sin^2 \alpha & \sigma_{I_f}^2 \sin \alpha \cos \alpha - I_f^2 \sigma_\alpha^2 \sin \alpha \cos \alpha \\ \sigma_{I_f}^2 \sin \alpha \cos \alpha - I_f^2 \sigma_\alpha^2 \sin \alpha \cos \alpha & \sigma_{I_f}^2 \sin^2 \alpha + I_f^2 \sigma_\alpha^2 \cos^2 \alpha \end{bmatrix} \quad (100)$$

Ou, de forma simplificada:

$$R_{E,F} = \begin{bmatrix} \sigma_{EE}^2 & \sigma_{EF}^2 \\ \sigma_{FE}^2 & \sigma_{FF}^2 \end{bmatrix} \quad (101)$$

onde:

$$\sigma_{EE}^2 = \sigma_{I_f}^2 \cos^2 \alpha + I_f^2 \sigma_\alpha^2 \sin^2 \alpha \quad (102)$$

$$\sigma_{EF}^2 = \sigma_{FE}^2 = \sigma_{I_f}^2 \sin \alpha \cos \alpha - I_f^2 \sigma_\alpha^2 \sin \alpha \cos \alpha \quad (103)$$

$$\sigma_{FF}^2 = \sigma_{I_f}^2 \sin^2 \alpha + I_f^2 \sigma_\alpha^2 \cos^2 \alpha \quad (104)$$

Como a matriz de ponderação do método dos mínimos quadrados ponderados é a inversa da matriz de covariância dos erros de medição, no caso de cada medida fasorial de corrente, representada na forma retangular, a matriz de ponderação será dada por

$$W_{E,F} = R_{E,F}^{-1} = \begin{bmatrix} W_{EE} & W_{EF} \\ W_{FE} & W_{FF} \end{bmatrix} \quad (105)$$

Onde W_{EE} , W_{EF} , W_{FE} e W_{FF} são obtidos através da inversão da matriz $R_{E,F}$ definida em (101).

Através de (105), que considera a propagação dos erros associados a módulo e ângulo do fasor corrente para a formulação em coordenadas retangulares, pode ser definida a nova matriz R_N^{-1} bloco

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_m}{\partial \theta} & 0 \\ 0 & \frac{\partial V_m}{\partial V} \\ 0 & I \\ \frac{\partial t}{\partial \delta} & \frac{\partial t}{\partial V} \\ \frac{\partial u}{\partial \delta} & \frac{\partial u}{\partial V} \\ \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \\ \frac{\partial |I|^2}{\partial \delta} & \frac{\partial |I|^2}{\partial V} \\ \frac{\partial E}{\partial \delta} & \frac{\partial E}{\partial V} \\ \frac{\partial F}{\partial \delta} & \frac{\partial F}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (112)$$

4.8 CONCLUSÕES

A principal questão que deverá ser levantada durante o processo de inclusão das MFS na estimação de estados relaciona-se à determinação da forma como estas medidas serão inseridas no algoritmo de solução do problema: processamento linear, pós-processamento ou processamento conjunto.

A decisão por uma destas metodologias depende exclusivamente das características do sistema em questão e da quantidade das medidas fasoriais disponíveis no plano de medição. A princípio o pós-processamento e o processamento conjunto destas medidas com as demais medidas oriundas do sistema SCADA constituem as opções viáveis, tendo em vista o número reduzido de MFS disponíveis.

Com a evolução do processo e a difusão da tecnologia entre as instalações que compõem a rede de supervisão, é possível que a estimação linear torne-se viável, com custo computacional reduzido e tempo de processamento muito baixo.

Este trabalho contempla a abordagem de processamento conjunto (SCADA + MFS) e propõe uma forma de implementar estas medidas a um estimador de estados convencional considerando a modelagem das medidas fasoriais de corrente em coordenadas retangulares.

Neste sentido, são estabelecidas duas metodologias distintas para ponderação dos erros associados às medidas de corrente. Um delas segue a modelagem convencional considerando que as covariâncias das medidas de ângulo e módulo da corrente podem ser atribuídas às partes real e imaginária do fasor sem perda de qualidade.

A segunda contempla um modelo matemático que considera a propagação dos erros associados a módulo e ângulo de forma conjunta a cada uma das parcelas (real e imaginária) da modelagem em coordenadas retangulares.

Os resultados obtidos a partir de ambas as abordagens são apresentados no próximo capítulo do trabalho.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

5.1 INTRODUÇÃO

Em consonância com o objetivo estabelecido neste trabalho, após as alterações na estrutura do problema de estimação de estados, apresentadas nas seções anteriores, foram realizadas simulações para verificar o impacto da inserção das medições fasoriais na qualidade das variáveis de estado estimadas.

Para possibilitar a execução das simulações foram utilizados 4 sistemas-teste do IEEE, a saber: sistemas de 14, 30, 57 e 118 barras.

Partindo dos dados destes sistemas, através de estudos de Fluxo de Potência, são gerados pontos de operação caracterizando um caso-base, do qual foram extraídos os valores de tensão, corrente, fluxos e injeções de potência ativa e reativa.

O aplicativo SIMMEDF é então utilizado para simular os planos de medição necessários às simulações. De posse dos valores calculados pelo aplicativo de Fluxo de Potência e da determinação das medidas que irão compor o plano de medição, o SIMMEDF simula erros aleatórios, na faixa de $\pm 3\sigma$, compondo os valores medidos utilizados pelo estimador de estados.

Na composição dos planos de medição foi considerado que uma dada UMF conectada a um barramento i , possui canais suficientes para medir o fasor de tensão na barra i e os fasores de corrente em todos os ramos incidentes a esta barra.

Foram realizadas duas etapas de simulação:

- **Etapas 1:** inserção de medidas fasoriais de corrente em todas as linhas de transmissão dos sistemas considerados, a fim de avaliar o impacto das abordagens distintas para consideração de erros, apresentadas na seção anterior;
- **Etapas 2:** inclusão de UMF nos sistemas-teste utilizados. Em todos os sistemas-teste, foram simuladas as inclusões de UMF com medições fasoriais de tensão (associada a uma determinada barra) e corrente (associadas aos ramos conectados a esta barra), considerando desvio-padrão

associado a ângulo de fase e módulo de 5×10^{-3} . Após a conclusão destas simulações, para o sistema IEEE de 57 barras foram alteradas as faixas de precisão das medições fasoriais (5×10^{-4} e 5×10^{-5}) e verificados os impactos associados ao aumento da qualidade destas medidas.

Como critério para alocação das unidades, optou-se por efetuar a “instalação” de UMF nas barras de geração. Este critério se justifica pela maior precisão dos instrumentos de medição associados a este tipo de barramento, conforme os Procedimentos de Rede do ONS (submódulo 12) [78].

Para avaliação dos resultados obtidos foram definidas métricas de avaliação e indicadores estatísticos.

5.2 DEFINIÇÃO DE MÉTRICAS E INDICADORES ESTATÍSTICOS

Para avaliar o impacto das alterações efetuadas e verificar o desempenho do estimador desenvolvido, optou-se pela utilização de duas abordagens distintas: a) métricas de tensão para avaliação de desempenho, propostos pela KEMA [81]; e, b) indicadores estatísticos baseados na média dos erros de estimação obtidos e no desvio padrão destes erros [82].

5.2.1 MÉTRICA DE TENSÃO

Em [56], são definidas métricas para análise de desempenho de estimadores de estados na precisão de MFS. São propostas métricas para verificação de precisão, desempenho e robustez.

Especificamente para as métricas de precisão, são considerados dois cenários: análise em tempo-real (estimador em operação) e análise de precisão para testes controlados. No caso dos testes controlados os valores reais são conhecidos, enquanto nos testes em tempo-real não há como determinar o valor real da medida.

Considerando a utilização de um estimador de estados em ambiente de teste controlado (utilização de um aplicativo de Fluxo de Potência para determinação das variáveis de estado), neste trabalho será considerada a seguinte métrica de tensão baseada na norma do erro de estimação de estados:

$$Macc_v = \|\vec{V}^{error}\|_2 = \left(\sum_j |\vec{V}_j^{true} - \vec{V}_j^{est}|^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (113)$$

Onde \vec{V}_j^{true} e \vec{V}_j^{est} são os valores real e estimado do fasor de tensão (complexo) na barra j^{th} da rede analisada (em pu) respectivamente.

5.2.2 INDICADORES ESTATÍSTICOS

Outra forma de avaliar os dados obtidos pela estimação de estados é através da adoção de indicadores estatísticos [57]. Visando quantificar os erros das variáveis de estado em relação aos valores reais (obtidos através de um estudo de Fluxo de Potência) foram obtidas as médias dos erros de estimação:

$$V_{med} = \frac{\sum_{j=1}^n |V_j^{est} - V_j^{real}|}{n} \quad (114)$$

$$\theta_{med} = \frac{\sum_{j=1}^n |\theta_j^{est} - \theta_j^{real}|}{n} \quad (115)$$

Onde V_j^{est} e θ_j^{est} são os valores estimados e V_j^{real} e θ_j^{real} os valores reais de módulo e ângulo de fase da tensão.

Além dos valores médios dos erros obtidos, foi considerada também a dispersão destes erros em torno de seus valores médios, através do cálculo do desvio-padrão dos valores obtidos em relação às médias calculadas em (114) e (115):

$$Std = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_i)^2}{n-1}} \quad (116)$$

5.3 SISTEMAS TESTE

Para realização das simulações foram adotados quatro sistemas-teste do IEEE com: 14, 30, 57 e 118 barras. Os dados destes sistemas

são apresentados no Anexo 1. A tabela 5.1 sumariza as características dos sistemas utilizados.

Tabela 5.1 – Características dos sistemas utilizados nas simulações.

Sistema	Nº de Barras	Nº de Barras de Geração	Nº de LTs
IEEE 14	14	5	20
IEEE 30	30	6	41
IEEE 57	57	7	79
IEEE 118	118	54	180

5.3.1 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos nas simulações – Etapa 1 e Etapa 2 – considerando-se as métricas de tensão e os indicadores estatísticos previamente definidos para cada caso simulado serão apresentados por sistema-teste, seguidos de comentários. Comentários gerais sobre os resultados serão posteriormente apresentados na seção 5.8 – Discussão dos Resultados.

Os resultados são apresentados comparando-se as três abordagens distintas para ponderação dos erros associados às medições fasoriais de corrente, em função da estrutura adotada para a matriz R^{-1} : DC – Diagonal Convencional. BD – Bloco Diagonal e DBD – Diagonal da Matriz Bloco Diagonal.

5.3.2 PLANOS DE MEDIÇÃO

Para cada sistema teste foi desenvolvido um plano mínimo de medição, contendo $(2n - 1)$ medidas – onde n é o número de barras do sistema – utilizadas como base para as simulações. Estes planos são baseados na inserção de medidas de fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão, somadas à medida de módulo da tensão na barra 1. As tabelas 5.2, 5.5, 5.8 e 5.11 apresentam detalhes sobre a alocação destas medidas. Outros detalhes podem ser observados no Anexo I.

Nas etapas de simulações, foi adotado um critério para inserção de medidas fasoriais sincronizadas de corrente e tensão nos planos de medição. Na etapa 1 os planos de medição foram alterados através da inserção de medidas fasoriais de corrente em todas as linhas do sistema (seguindo a ordem de numeração adotada nos dados de linha do sistema) verificando-se o desempenho do estimador.

Na etapa 2 foram inseridas UMF (com capacidade de medir o fasor de tensão e os fasores de corrente de todas as LT associadas às barras onde foram inseridas) nos barramentos de geração dos sistemas-teste adotados. Posteriormente, para o sistema de 57 barras, foi variada a precisão das MFS e verificados os impactos desta variação de qualidade no estimador de estados.

Destaca-se que na elaboração dos planos de medição foi considerado que a precisão das medidas de módulo e ângulo de fase das tensões e correntes medidas é de 5×10^{-3} , sendo 1×10^{-2} a precisão das medidas oriundas do sistema SCADA. Quando da variação da precisão das medidas para análise do impacto da qualidade na estimação de estados, os valores foram alterados para 5×10^{-4} e 5×10^{-5} para módulo e ângulo de fase das tensões e correntes fasoriais, mantendo-se a precisão das medidas SCADA.

As próximas seções irão apresentar os resultados obtidos para cada uma das etapas realizadas, separados por sistema-teste, contendo os diagramas unifilares, os planos mínimos de medição (base para as simulações) e comentários.

5.4 SISTEMA DE 14 BARRAS (IEEE)

5.4.1 DIAGRAMA UNIFILAR

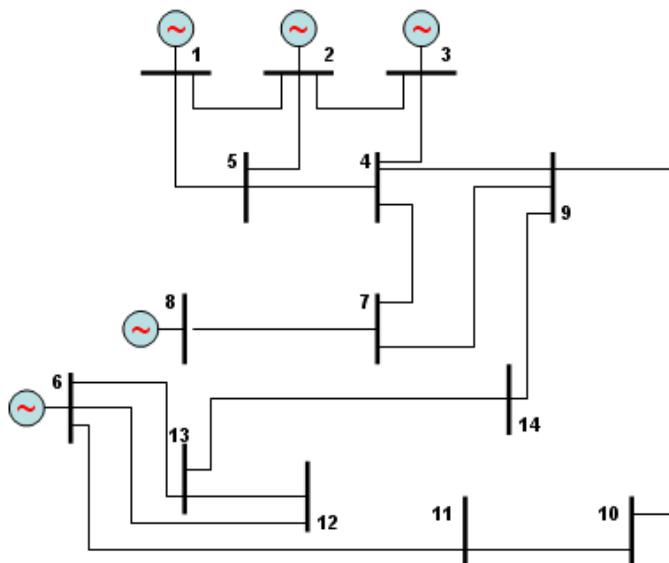


Figura 5.1 – Diagrama unifilar sistema IEEE 14 barras.

O sistema teste IEEE de 14 barras contém 20 linhas de transmissão e 5 unidades geradoras conectadas às barras 1, 2, 3, 6 e 8.

5.4.2 PLANO MÍNIMO DE MEDIÇÃO

Nas tabelas que descrevem os planos de medição adotados, será utilizada a descrição tik e uik para os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão sendo indicado para cada linha de transmissão se há medida no terminal “de” ou “para”, sinalizada pela marcação “x”.

Tabela 5.2 – Plano Mínimo de Medição – Sistema IEEE 14.

LT	Medidas			
	t_{ik}		u_{ik}	
	De	Para	De	Para
1		x		x
2		x		x
3		x		x
4		x		x
5				
6				
7				
8		x		x
9		x		x
10		x		x
11				
12				
13				
14		x		x
15				
16		x		x
17		x		x
18		x		x
19	x		x	
20	x		x	

Ao plano apresentado acima, soma-se uma medida de módulo da tensão associada à barra 1, totalizando 27 medidas, constituindo um plano mínimo de medição.

5.4.3 ETAPA 1 – INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE CORRENTE

5.4.3.1 RESULTADOS

As Figuras 5.2 e 5.3 apresentam a variação da média e do desvio-padrão dos erros nas estimativas de fase de tensão com o aumento no número de MFSs de corrente no sistema. As Figuras 5.4 e 5.5 mostram gráficos semelhantes relativos às estimativas de magnitude de tensão. Finalmente, a evolução do valor da métrica de tensão com o incremento de MFSs de corrente é apresentada na Fig. 5.6.

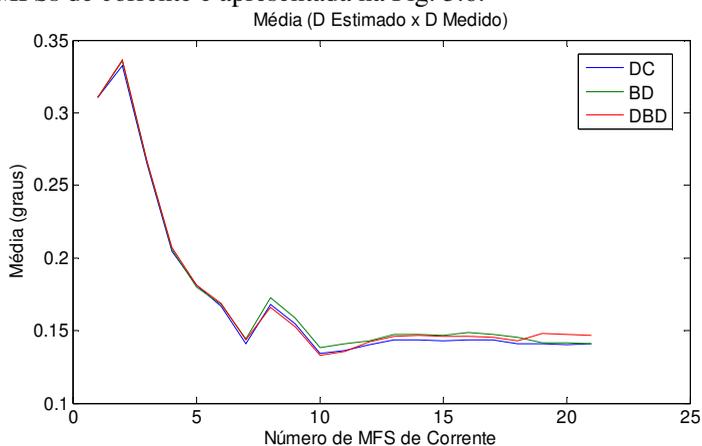


Figura 5.2- Média do erro de ângulo de fase estimado (14 Barras)

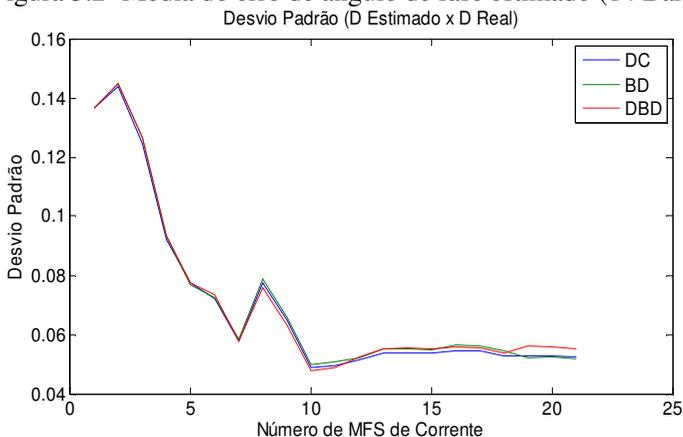


Figura 5.3- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (14 Barras)

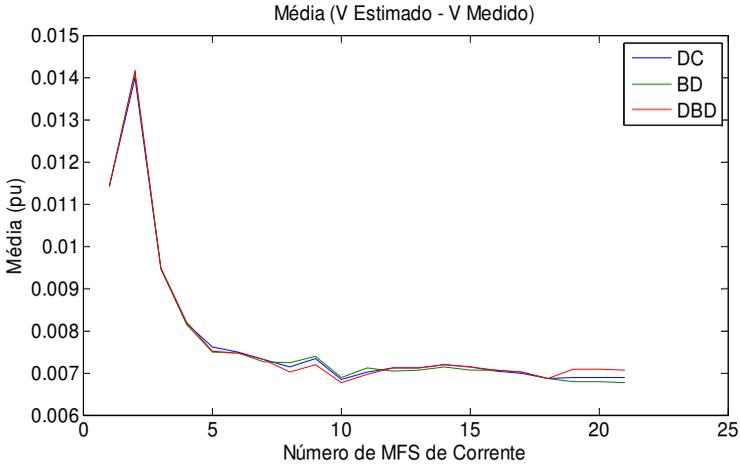


Figura 5.4- Média do erro de módulo da tensão estimada (14 Barras)

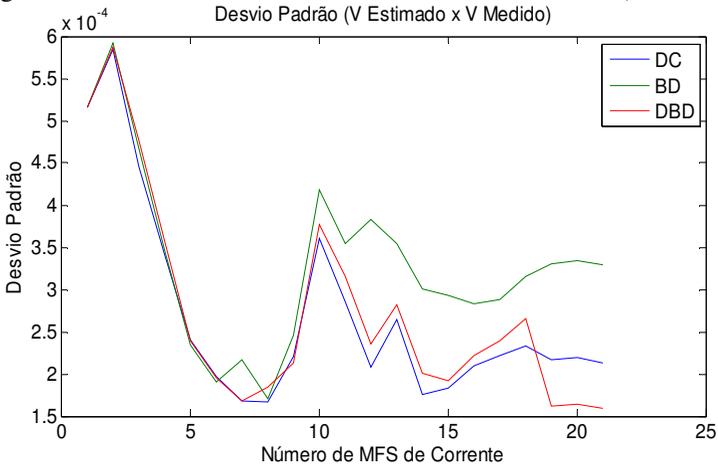


Figura 5.5- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (14 Barras)

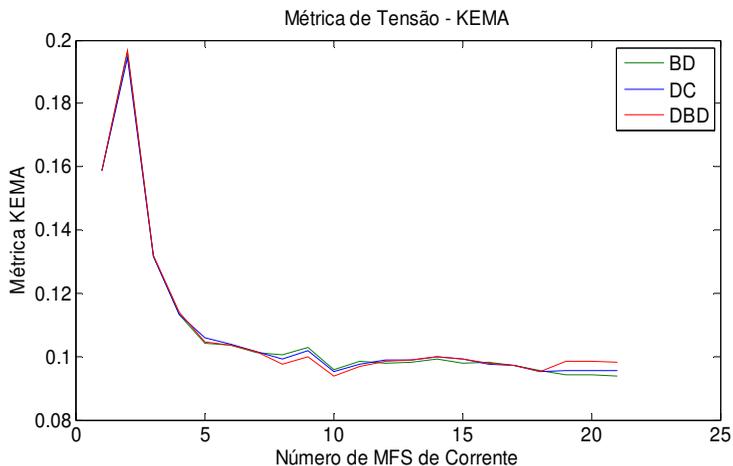


Figura 5.6- Métrica de Tensão - KEMA (14 Barras)

Tabela 5.3 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 14 Etapa 1.

SISTEMA IEEE 14 BARRAS			
N° MFS	MFS DE CORRENTE		
	Métrica		
	BD	DC	DBD
0	0,15876849	0,15876849	0,15876849
1	0,19629198	0,19629198	0,19629198
2	0,13175522	0,13168191	0,13203308
3	0,11316692	0,1133849	0,11378452
4	0,10415552	0,10587124	0,10453318
5	0,10372272	0,10404092	0,10364404
6	0,10110567	0,10149102	0,10149102
7	0,10051057	0,09922198	0,09743917
8	0,10273096	0,10191552	0,10002991
9	0,09581082	0,09509917	0,09390082
10	0,09867888	0,09747501	0,09672556
11	0,09777295	0,09896671	0,09867077
12	0,09815311	0,09898698	0,09892193
13	0,09905393	0,09983918	0,09979818
14	0,09804782	0,09933055	0,09927651
15	0,09826203	0,09765975	0,09799713
16	0,09733279	0,09710346	0,09732022

SISTEMA IEEE 14 BARRAS			
N° MFS	MFS DE CORRENTE		
	Métrica		
	BD	DC	DBD
17	0,09541768	0,09535208	0,09517609
18	0,09429952	0,09558023	0,09847253
19	0,09421857	0,09551958	0,0984214
20	0,09391303	0,09568628	0,09826557

5.4.3.2 COMENTÁRIOS

A inserção das medidas de corrente fasoriais para um sistema de pequeno porte não representou impactos significativos, considerando-se os resultados obtidos para cada uma das abordagens para os erros associados. No entanto, observa-se que o desvio padrão associado ao módulo da tensão estimada para a abordagem bloco-diagonal é mais elevado quando da inserção de medidas em todas as linhas. Este fato evidencia uma maior dispersão dos valores estimados em relação à média para esta forma de ponderação dos resíduos de medição.

5.4.4 ETAPA 2 – INSERÇÃO DE UMF

5.4.4.1 RESULTADOS

As Figuras 5.7 e 5.8 apresentam a variação da média e do desvio-padrão dos erros nas estimativas de fase de tensão com o aumento no número de UMF no sistema. As Figuras 5.9 e 5.10 mostram gráficos semelhantes relativos às estimativas de magnitude de tensão. Finalmente, a evolução do valor da métrica de tensão com o incremento de UMFs é apresentada na Fig. 5.11.

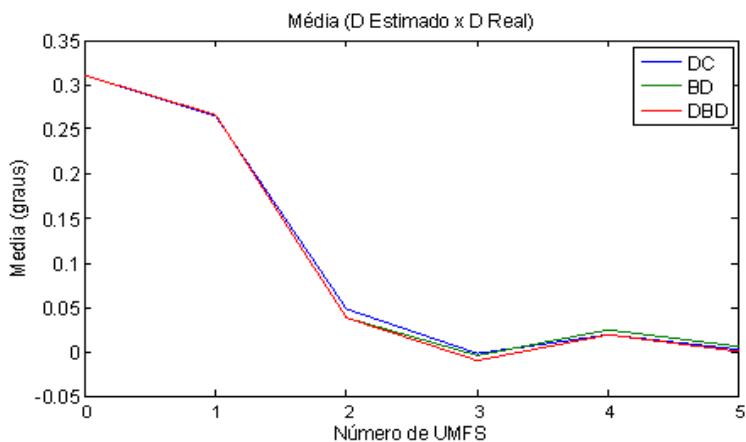


Figura 5.7- Média do erro de ângulo de fase estimado (14 Barras)

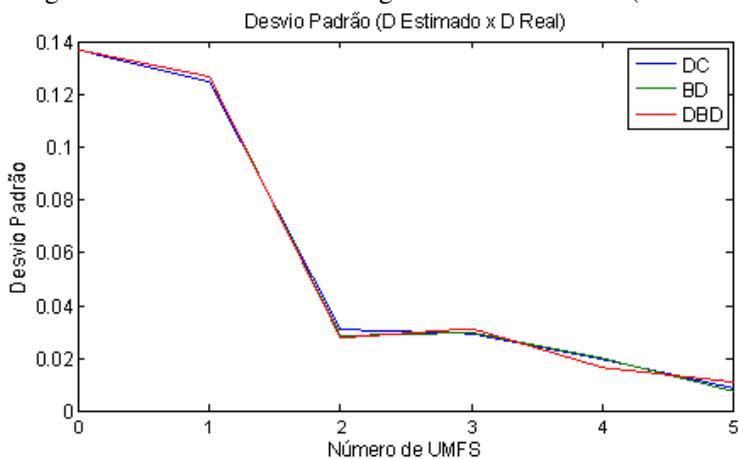


Figura 5.8- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (14 Barras)

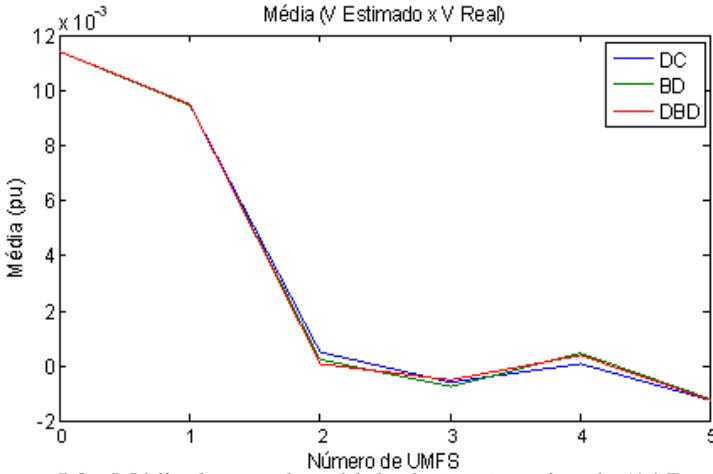


Figura 5.9 - Média do erro de módulo da tensão estimada (14 Barras)

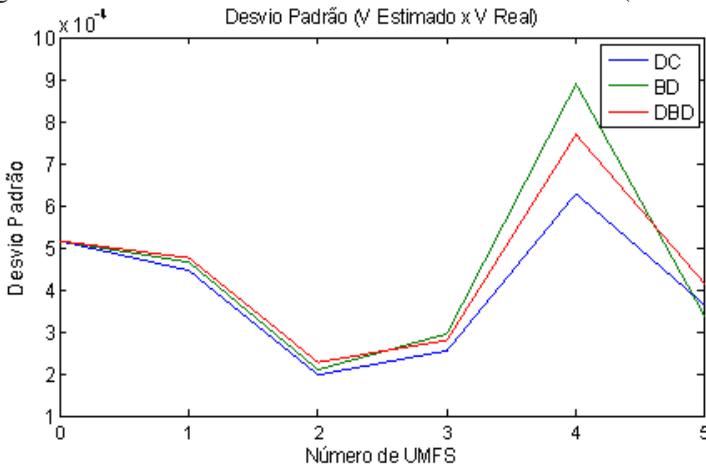


Figura 5.10 - Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (14 Barras)

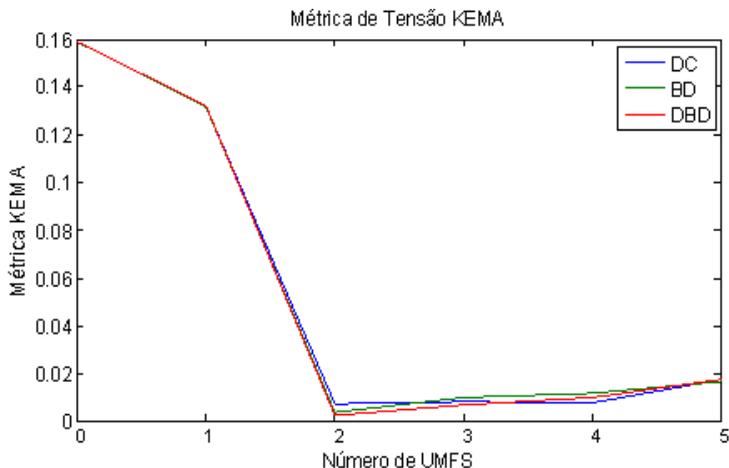


Figura 5.11 - Métrica de Tensão - KEMA (14 Barras)

Tabela 5.4 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 14 Etapa 2.

SISTEMA IEEE 14 BARRAS			
N° BARRAS	UMFS		
	BD	DC	DBD
0	0,15876849	0,15876849	0,15876849
1	0,13175522	0,13168191	0,13203308
2	0,00383147	0,00715921	0,00260954
3	0,01018957	0,00803131	0,00694862
4	0,01162892	0,00771149	0,01006098
5	0,0167429	0,01750781	0,01758411

5.4.4.2 COMENTÁRIOS

A inserção de UMFS no plano de medição, propaga menos as diferenças entre as metodologias adotadas para contemplar os erros em medidas de corrente. Este fato decorre da quantidade menor de medidas de corrente utilizadas no plano de medição quando comparado aos testes realizados na etapa 1. No entanto, nota-se que o desvio-padrão para o módulo da tensão estimada para a abordagem bloco-diagonal é ainda assim maior que para as demais abordagens.

5.5 SISTEMA DE 30 BARRAS (IEEE)

5.5.1 DIAGRAMA UNIFILAR

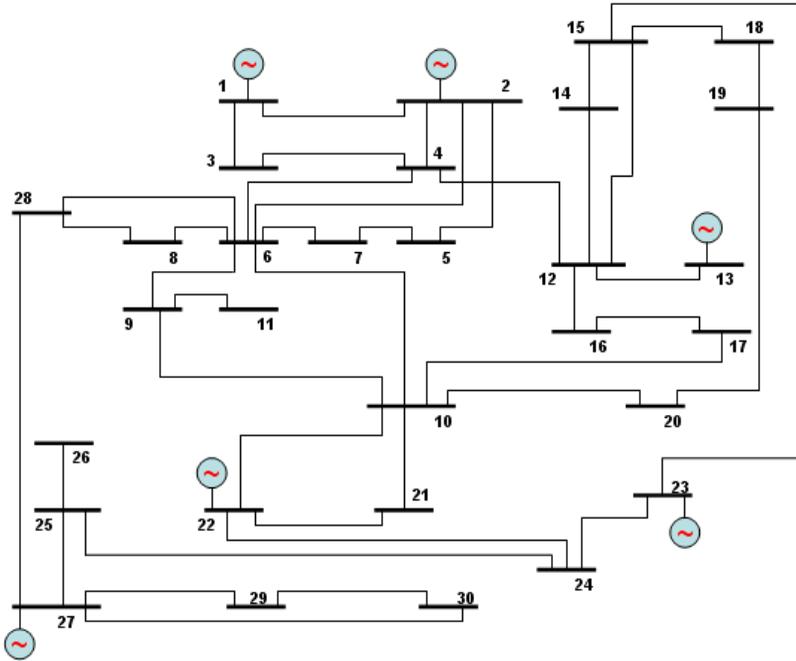


Figura 5.12 – Diagrama unifilar sistema IEEE 30 barras.

O sistema teste IEEE de 30 barras contém 30 barramentos, 41 linhas de transmissão e 6 unidades geradoras conectadas às barras 1, 2, 13, 22, 23 e 27.

5.5.2 PLANO MÍNIMO DE MEDIÇÃO

Tabela 5.5 – Plano Mínimo de Medição – Sistema IEEE 30.

LT	Medidas			
	t_{ik}		u_{ik}	
	De	Para	De	Para
1	x		x	
2		x		x
3				

LT	Medidas			
	t_{ik}		u_{ik}	
	De	Para	De	Para
4				
5				
6		x		x
7				
8		x		x
9	x		x	
10		x		x
11		x		x
12		x		x
13	x		x	
14				
15		x		x
16				
17		x		x
18	x		x	
19		x		x
20				
21				
22		x		x
23		x		x
24				
25		x		x
26		x		x
27				
28		x		x
29		x		x
30	x		x	
31	x		x	
32	x		x	
33	x		x	
34	x		x	
35	x		x	
36		x		x
37	x		x	

LT	Medidas			
	t_{ik}		u_{ik}	
	De	Para	De	Para
38				
39		x		x
40		x		x
41				

Ao plano apresentado acima, soma-se uma medida de módulo da tensão associada à barra 1, totalizando 59 medidas, constituindo um plano mínimo de medição.

5.5.3 ETAPA 1 – INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE CORRENTE

5.5.3.1 RESULTADOS

As Figuras 5.13 e 5.14 apresentam a variação da média e do desvio-padrão dos erros nas estimativas de fase de tensão com o aumento no número de MFSs de corrente no sistema. As Figuras 5.15 e 5.16 mostram gráficos semelhantes relativos às estimativas de magnitude de tensão. Finalmente, a evolução do valor da métrica de tensão com o incremento de MFSs de corrente é apresentada na Fig. 5.17.

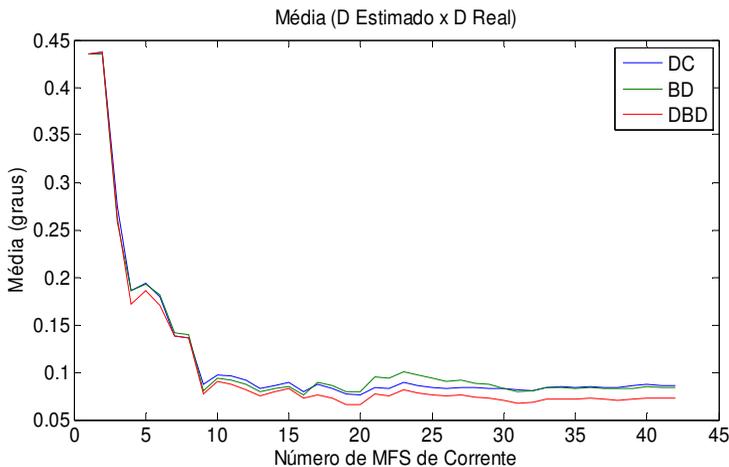


Figura 5.13- Média do erro de ângulo de fase estimado (30 Barras)

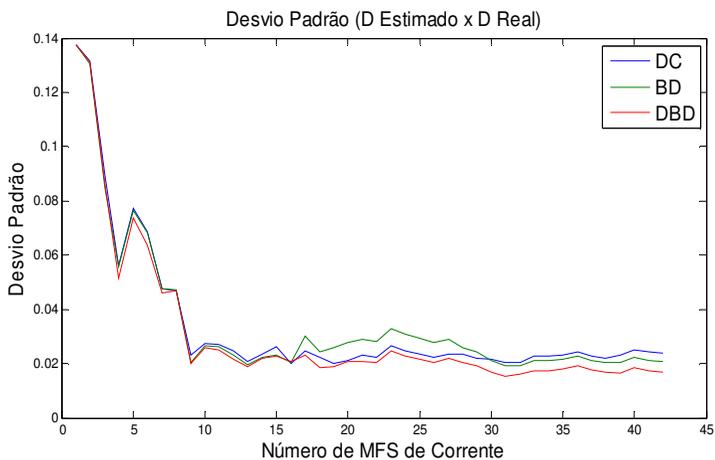


Figura 5.14- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (30 Barras)

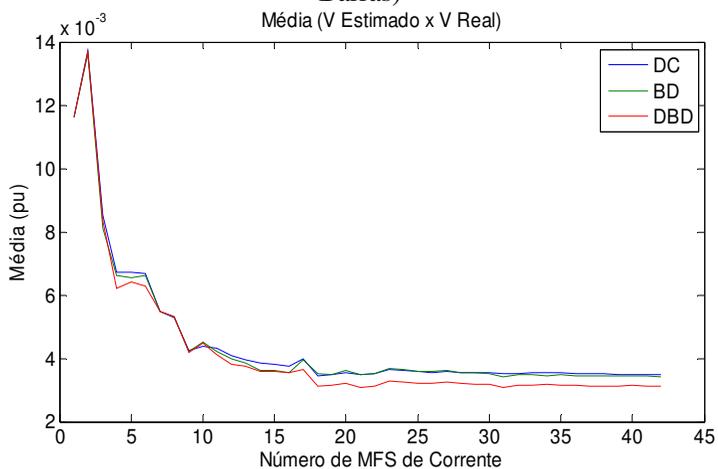


Figura 5.15- Média do erro de módulo da tensão estimada (30 Barras)

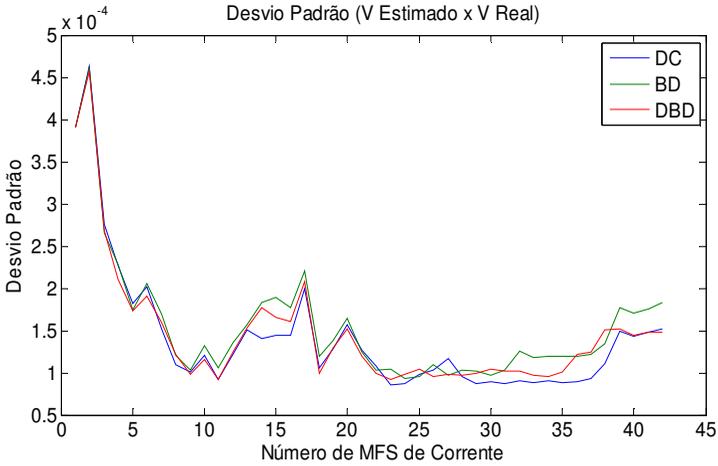


Figura 5.16- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (30 Barras)

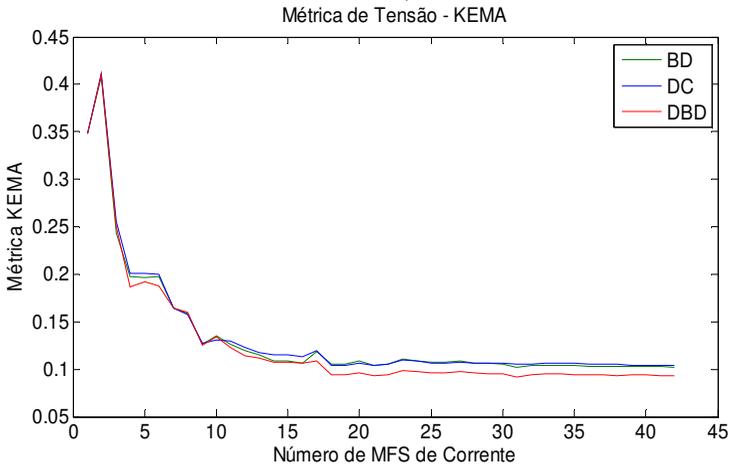


Figura 5.17- Métrica de Tensão - KEMA (30 Barras)

Tabela 5.6 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 30 Etapa 1.

SISTEMA IEEE 30 BARRAS			
Nº MFS	MFS DE CORRENTE		
	Métrica		
	BD	DC	DBD
0	0,3475723	0,3475723	0,3475723
1	0,4078129	0,4110763	0,4102243

SISTEMA IEEE 30 BARRAS			
N° MFS	MFS DE CORRENTE		
	Métrica		
	BD	DC	DBD
2	0,2431914	0,2551691	0,2496963
3	0,1978854	0,2008275	0,1863758
4	0,1965668	0,2007222	0,1923158
5	0,1977963	0,199807	0,187869
6	0,164606	0,1637163	0,1641622
7	0,1587833	0,1578972	0,1592007
8	0,1258658	0,1272412	0,1249382
9	0,1355921	0,1311781	0,1337176
10	0,1265426	0,1292796	0,1234457
11	0,119498	0,1225073	0,1143683
12	0,1155607	0,1178867	0,1122022
13	0,1082899	0,1149953	0,106835
14	0,1079506	0,1147013	0,1072555
15	0,1065926	0,1127429	0,1059385
16	0,1182166	0,1191176	0,1089999
17	0,1048772	0,1037451	0,0936577
18	0,1047328	0,1039993	0,0939628
19	0,1081074	0,1065721	0,0962758
20	0,1041627	0,1043564	0,0927182
21	0,1047769	0,1049106	0,0937706
22	0,1106623	0,1094337	0,0987604
23	0,1090304	0,1080672	0,0976093
24	0,1076643	0,1067999	0,0966712
25	0,1068635	0,1061609	0,0961544
26	0,1084951	0,1073429	0,0974713
27	0,1066802	0,1065256	0,0958106
28	0,1064045	0,1059783	0,0953115
29	0,1048792	0,1058356	0,0949792
30	0,1022421	0,1053877	0,092066
31	0,1040673	0,1054367	0,0945016
32	0,1038073	0,1058468	0,0947397
33	0,1035862	0,1061839	0,0950461
34	0,1041234	0,1059272	0,0945233
35	0,1034578	0,1053025	0,0937655

SISTEMA IEEE 30 BARRAS			
N° MFS	MFS DE CORRENTE		
	Métrica		
	BD	DC	DBD
36	0,103397	0,1052212	0,0937252
37	0,1030485	0,1048625	0,0933051
38	0,102966	0,1041948	0,0937181
39	0,1030996	0,1043284	0,0938619
40	0,1027284	0,1038628	0,0934474
41	0,1023351	0,103781	0,0934368

5.5.3.2 COMENTÁRIOS

Ao contrário dos resultados evidenciados para um sistema de porte reduzido, no caso do sistema de 30 barras a presença de um número maior de medidas de corrente no plano de medição (41 linhas de transmissão) aponta, tendo por base ambos os indicadores utilizados, um melhor desempenho da abordagem utilizando a diagonal da matriz bloco diagonal. Este resultado fica evidenciado pelo comportamento obtido considerando-se a métrica de tensão (KEMA).

Destaca-se a ocorrência de desvios-padrão mais elevados, considerando-se o módulo da tensão estimada, para a abordagem bloco diagonal.

5.5.4 ETAPA 2 – INSERÇÃO DE UMF

5.5.4.1 RESULTADOS

As Figuras 5.18 e 5.19 apresentam a variação da média e do desvio-padrão dos erros nas estimativas de fase de tensão com o aumento no número de UMFSs no sistema. As Figuras 5.20 e 5.21 mostram gráficos semelhantes relativos às estimativas de magnitude de tensão. Finalmente, a evolução do valor da métrica de tensão com o incremento de UMFSs é apresentada na Fig. 5.22.

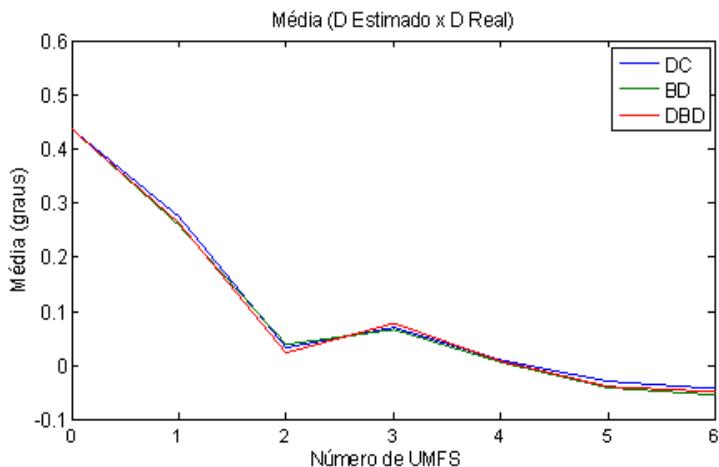


Figura 5.18- Média do erro de ângulo de fase estimado (30 Barras)
Desvio Padrão (D Estimado x D Real)

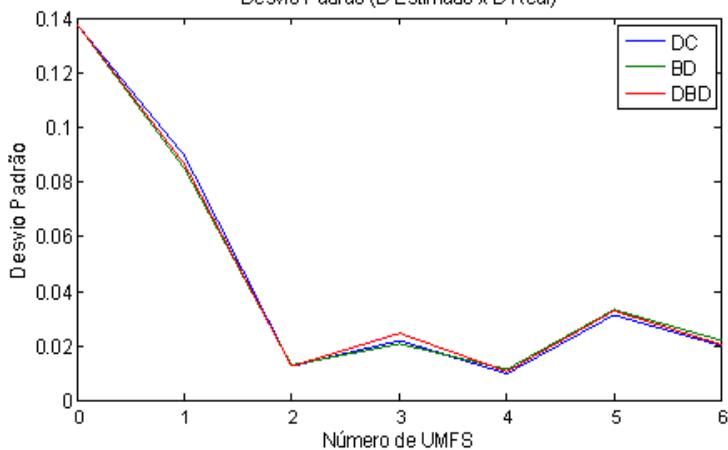


Figura 5.19- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (30 Barras)

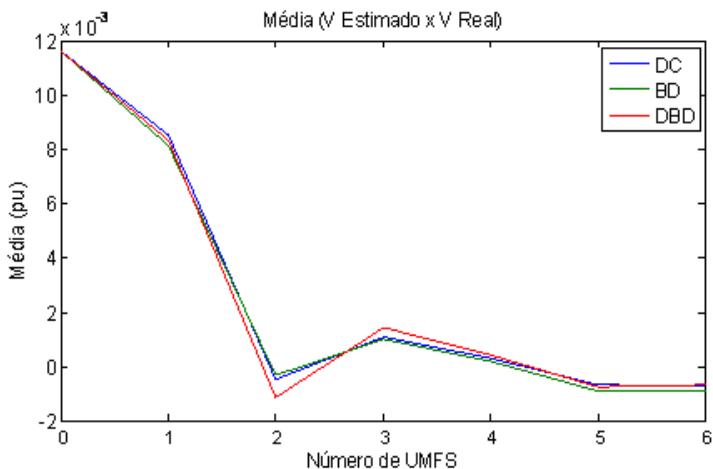


Figura 5.20- Média do erro de módulo da tensão estimada (30 Barras)

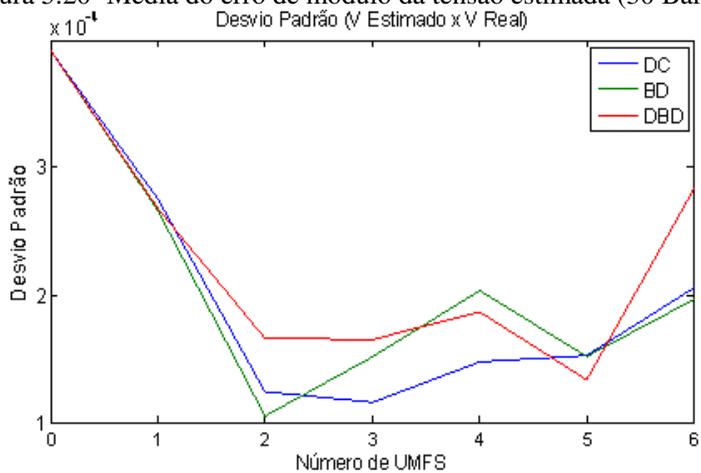


Figura 5.21- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (30 Barras)

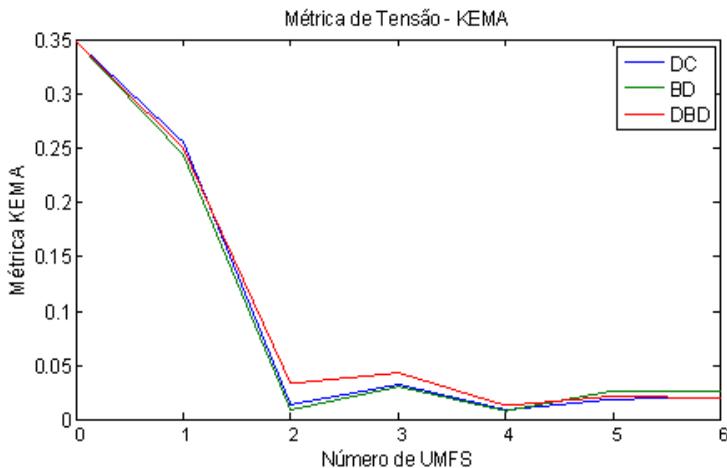


Figura 5.22- Métrica de Tensão - KEMA (30 Barras)

Tabela 5.7 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 30 Etapa 2.

N° BARRAS	SISTEMA IEEE 30 BARRAS		
	UMFS		
	BD	DC	DBD
0	0,34757226	0,34757226	0,34757226
1	0,24319142	0,25516909	0,2496963
2	0,00944124	0,01421363	0,03326592
3	0,03091523	0,03229824	0,04294487
4	0,00815121	0,00933243	0,01294659
5	0,02665246	0,01918279	0,02197966
6	0,02716657	0,02120956	0,02033805

5.5.4.2 COMENTÁRIOS

Em função da redução do número de medidas de corrente que compõe esta etapa das simulações, observa-se que o melhor desempenho da abordagem bloco diagonal, obtido nas simulações da etapa 1, não se repetiu nesta etapa das simulações. Adicionalmente, os resultados obtidos com ponderação baseada na diagonal da matriz bloco diagonal são muito semelhantes aos resultados obtidos para a estratégia de referência (diagonal convencional).

Destaca-se que, nesta simulação, houve uma maior dispersão dos valores de módulo da tensão estimada para a abordagem DBD.

5.6 SISTEMA DE 57 BARRAS (IEEE)

5.6.1 DIAGRAMA UNIFILAR

O sistema teste IEEE de 57 barras contém 79 linhas de transmissão e 7 unidades geradoras conectadas às barras 1, 2, 3, 6, 8, 9 e 12.

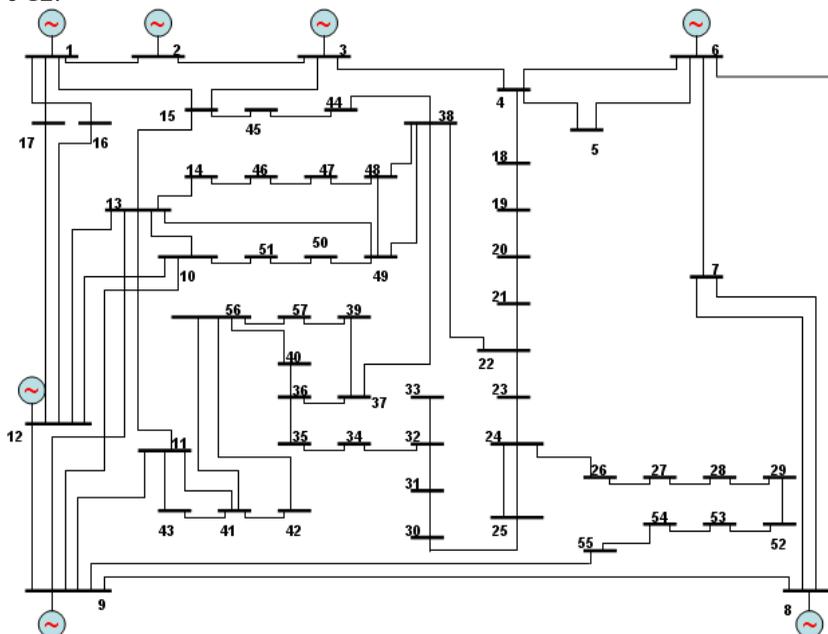


Figura 5.23 – Diagrama unifilar sistema IEEE 57 barras.

5.6.2 PLANO MÍNIMO DE MEDIÇÃO

Tabela 5.8 – Plano Mínimo de Medição – Sistema IEEE 57.

LT	Medidas				LT	Medidas			
	t_{ik}		u_{ik}			t_{ik}		u_{ik}	
	De	Para	De	Para		De	Para	De	Para
1	x		x		46	x		x	

LT	Medidas				LT	Medidas			
	t_{ik}		u_{ik}			t_{ik}		u_{ik}	
	De	Para	De	Para		De	Para	De	Para
2					47	x		x	
3					48	x		x	
4		x		x	49	x		x	
5	x		x		50	x		x	
6	x		x		51				
7	x		x		52	x		x	
8		x		x	53	x		x	
9	x		x		54		x		x
10					55	x		x	
11					56	x		x	
12					57	x		x	
13					58				
14					59	x		x	
15	x		x		60				
16		x		x	61	x		x	
17	x		x		62	x		x	
18					63				
19					64				
20		x		x	65	x		x	
21					66	x		x	
22		x		x	67	x		x	
23	x		x		68		x		x
24	x		x		69				
25	x		x		70	x		x	
26	x		x		71		x		x
27					72	x		x	
28					73	x		x	
29		x		x	74	x		x	
30		x		x	75				
31		x		x	76		x		x
32					77	x		x	
33					78	x		x	
34		x		x	79	x		x	
35	x		x		80	x		x	

LT	Medidas				LT	Medidas			
	t_{ik}		u_{ik}			t_{ik}		u_{ik}	
	De	Para	De	Para		De	Para	De	Para
36	x		x						
37	x		x						
38	x		x						
39	x		x						
40	x		x						
41									
42	x		x						
43	x		x						
44									
45	x		x						

Ao plano apresentado acima, soma-se uma medida de módulo da tensão associada à barra 1, totalizando 113 medidas, constituindo um plano mínimo de medição.

5.6.3 ETAPA 1 – INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE CORRENTE

5.6.3.1 RESULTADOS

As Figuras 5.24 e 5.25 apresentam a variação da média e do desvio-padrão dos erros nas estimativas de fase de tensão com o aumento no número de MFSs de corrente no sistema. As Figuras 5.26 e 5.27 mostram gráficos semelhantes relativos às estimativas de magnitude de tensão. Finalmente, a evolução do valor da métrica de tensão com o incremento de MFSs de corrente é apresentada na Fig. 5.28.

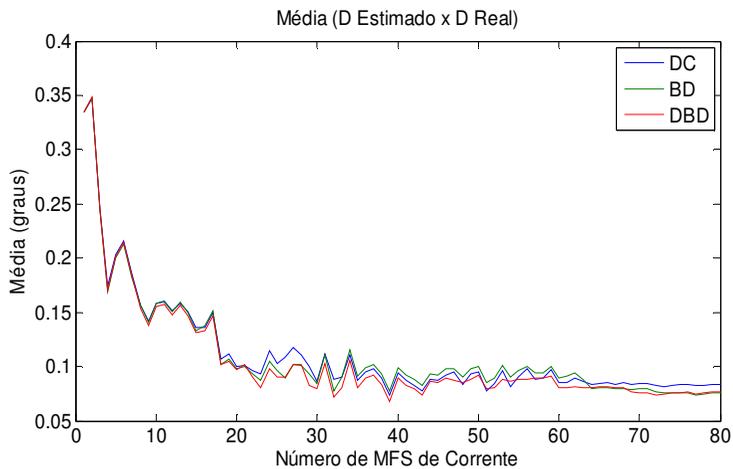


Figura 5.24- Média do erro de ângulo de fase estimado (57 Barras)
Desvio Padrão (D Estimado x D Real)

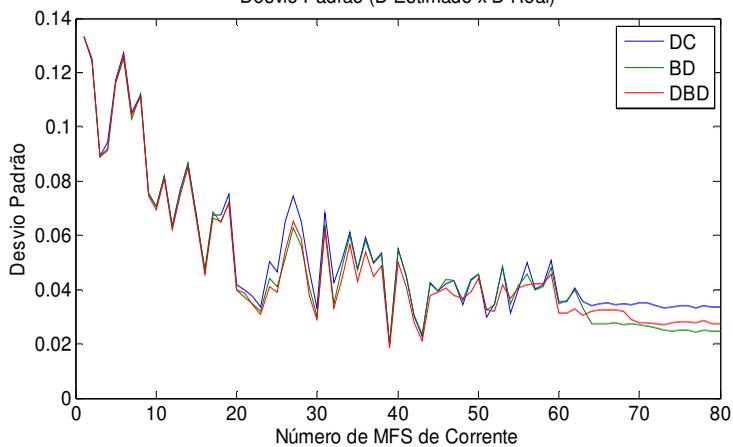


Figura 5.25- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (57 Barras)

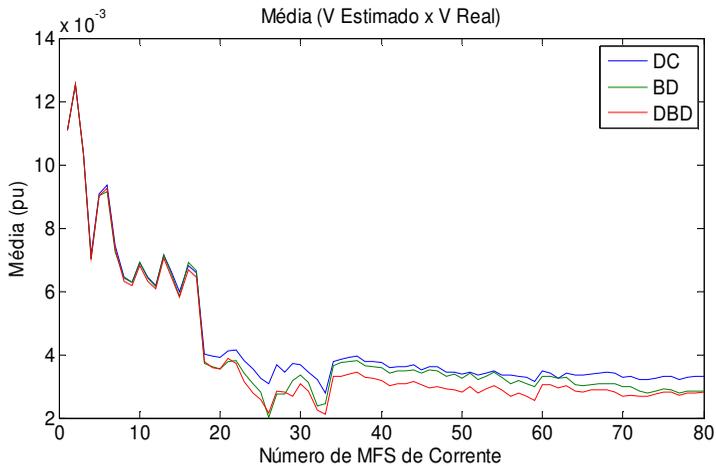


Figura 5.26- Média do erro de módulo da tensão estimada (57 Barras)

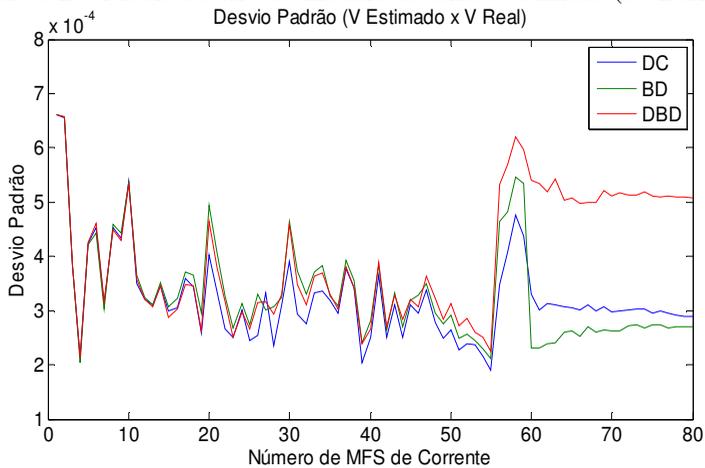


Figura 5.27- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (57 Barras)

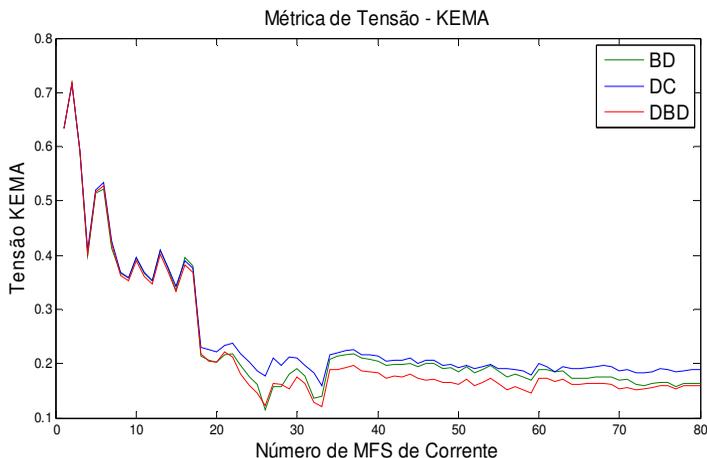


Figura 5.28- Métrica de Tensão - KEMA (57 Barras)

Tabela 5.9 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 57 Etapa 1.

SISTEMA IEEE 57 BARRAS							
N° MFS	MFS DE CORRENTE			N° MFS	MFS DE CORRENTE		
	Métrica				Métrica		
	BD	DC	DBD		BD	DC	DBD
0	0,6326021	0,6326021	0,6326021	41	0,1992738	0,2070056	0,1766212
1	0,7177168	0,7154756	0,7176113	42	0,1985403	0,2068816	0,1751546
2	0,5897653	0,5925817	0,5904079	43	0,2012549	0,2093795	0,1802066
3	0,3995863	0,4081859	0,4018724	44	0,194169	0,2005229	0,1740503
4	0,5144027	0,5193452	0,5159403	45	0,2002407	0,2063275	0,1692838
5	0,5221412	0,5337796	0,5279155	46	0,1994764	0,2072299	0,1710177
6	0,4136362	0,4256699	0,4201841	47	0,1899327	0,1968253	0,1659057
7	0,3668302	0,3677588	0,3614764	48	0,1932093	0,1975397	0,1645187
8	0,3584413	0,3592415	0,3528351	49	0,1843452	0,1933661	0,1608316
9	0,394719	0,3946332	0,3889017	50	0,1942047	0,1966033	0,1702558
10	0,3662048	0,3675928	0,3608724	51	0,1830191	0,1913494	0,159179
11	0,3517751	0,352746	0,3464086	52	0,1895356	0,195035	0,1653612
12	0,4082364	0,4091249	0,4016571	53	0,1964327	0,1983526	0,1721869
13	0,3749317	0,3771812	0,3692142	54	0,187448	0,1915294	0,1640205
14	0,3350741	0,342388	0,3322936	55	0,1756953	0,1899728	0,1523928
15	0,3949525	0,3894403	0,38263	56	0,1816725	0,1892754	0,1579249
16	0,3793595	0,37522	0,3680124	57	0,1760336	0,1862115	0,1525421

SISTEMA IEEE 57 BARRAS							
N° MFS	MFS DE CORRENTE			N° MFS	MFS DE CORRENTE		
	Métrica				Métrica		
	BD	DC	DBD		BD	DC	DBD
17	0,2132419	0,2302206	0,2170003	58	0,1694723	0,1792263	0,1457418
18	0,2060412	0,226489	0,2048439	59	0,1892115	0,1996529	0,173531
19	0,2016723	0,222659	0,2026811	60	0,1893176	0,1946945	0,1732747
20	0,2163571	0,2342034	0,2213132	61	0,1850041	0,1852787	0,1676566
21	0,2172613	0,2375004	0,2120601	62	0,186364	0,1954889	0,1718126
22	0,1957244	0,2177041	0,1805022	63	0,1733736	0,1911726	0,1622441
23	0,1759107	0,2033141	0,1587013	64	0,1723909	0,1911001	0,1608627
24	0,1610235	0,18622	0,1466234	65	0,1730151	0,1933169	0,1637423
25	0,1151625	0,1764972	0,1223247	66	0,1746788	0,1944459	0,1639959
26	0,1580976	0,2105809	0,1632984	67	0,1753131	0,1959114	0,1636203
27	0,1571532	0,1967286	0,1612765	68	0,175953	0,1940366	0,1612129
28	0,1813856	0,2113182	0,1526491	69	0,1698561	0,1874542	0,1534919
29	0,1910052	0,2110626	0,1754247	70	0,1707495	0,1889389	0,1556314
30	0,1774702	0,196809	0,1629831	71	0,1620611	0,1836364	0,1520543
31	0,135169	0,1833228	0,1278932	72	0,1587208	0,1824196	0,1526692
32	0,1406858	0,1587358	0,1206156	73	0,1631433	0,1848642	0,1562189
33	0,2082227	0,2156298	0,1893661	74	0,165709	0,1897252	0,1600356
34	0,213343	0,2202801	0,189555	75	0,1648024	0,1893022	0,160037
35	0,2155485	0,2237074	0,1933213	76	0,1581182	0,1839551	0,1544235
36	0,2182253	0,2264448	0,1962133	77	0,162578	0,1877285	0,1588554
37	0,2091996	0,2168773	0,1873286	78	0,1630386	0,1881393	0,1593971
38	0,2072759	0,2155857	0,1853675	79	0,1630182	0,1881603	0,1596175
39	0,205106	0,2132779	0,1822545				
40	0,1956523	0,2035617	0,1727659				

5.6.3.2 COMENTÁRIOS

Aumentando-se a dimensão do sistema, novamente constata-se a melhor qualidade dos resultados estimados pela abordagem DBD. Verifica-se, portanto, que novamente houve uma elevação no desvio-padrão do módulo das tensões estimadas para esta abordagem quando se considera um número elevado de medidas de corrente. Isto não chegou a comprometer a qualidade dos resultados, quando comparados ao método DC, mas aproximou os valores obtidos entre as abordagens BD e DBD.

5.6.4 ETAPA 2 – INSERÇÃO DE UMF

5.6.4.1 RESULTADOS

As Figuras 5.29 e 5.30 apresentam a variação da média e do desvio-padrão dos erros nas estimativas de fase de tensão com o aumento no número de UMFSs no sistema. As Figuras 5.31 e 5.32 mostram gráficos semelhantes relativos às estimativas de magnitude de tensão. Finalmente, a evolução do valor da métrica de tensão com o incremento de UMFSs é apresentada na Fig. 5.33.

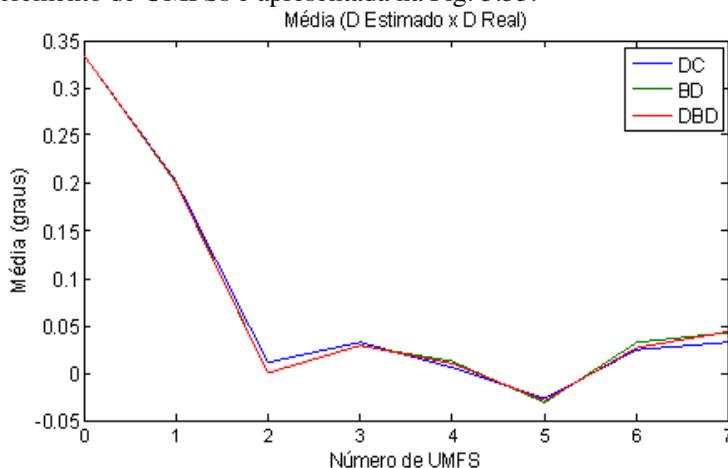


Figura 5.29- Média do erro de ângulo de fase estimado (57 Barras)

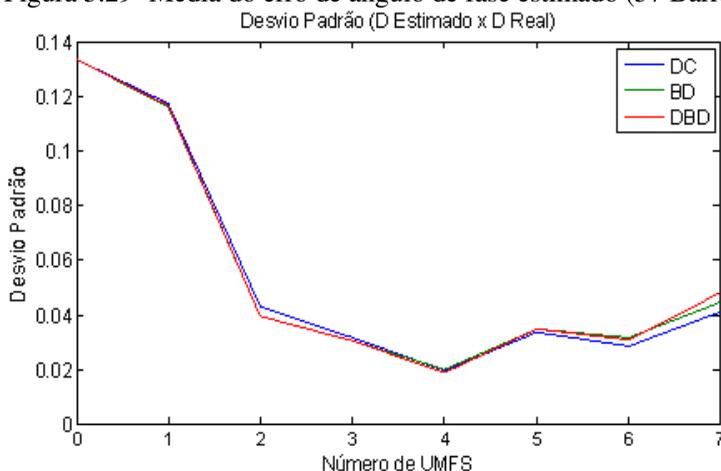


Figura 5.30- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (57 Barras)

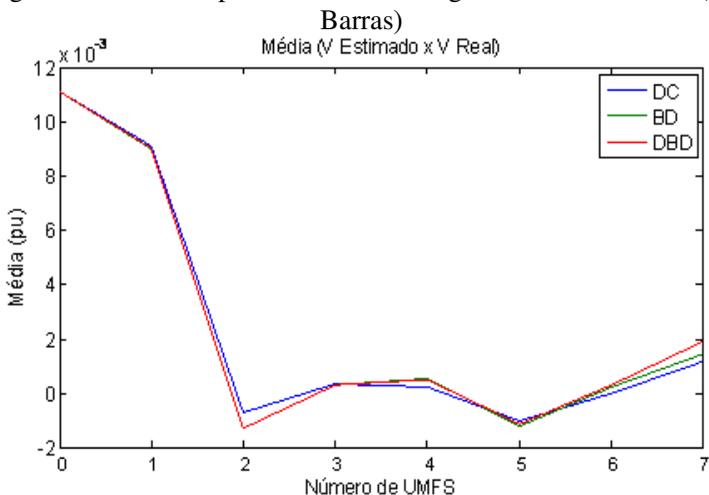


Figura 5.31- Média do erro de módulo da tensão estimada (57 Barras)

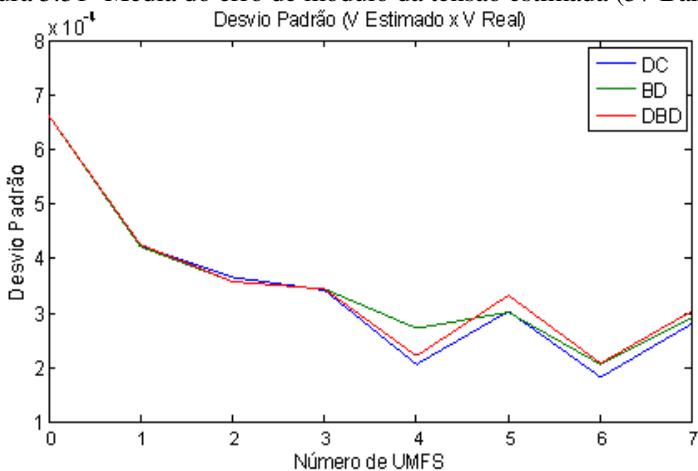


Figura 5.32- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (57 Barras)

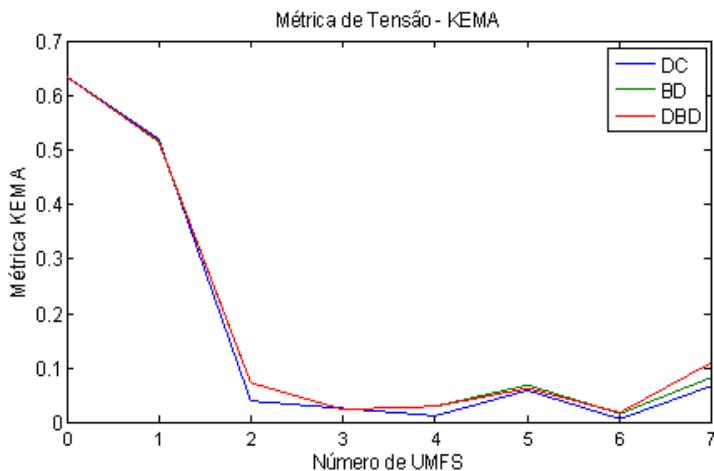


Figura 5.33- Métrica de Tensão - KEMA (57 Barras)

Tabela 5.10 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 57 Etapa 1.

SISTEMA IEEE 57 BARRAS			
N° BARRAS	UMFS		
	BD	DC	DBD
0	0,63260209	0,63260209	0,63260209
1	0,51440272	0,51934517	0,51594033
2	0,07215769	0,04019208	0,07237924
3	0,02417073	0,02566471	0,02473726
4	0,03078835	0,01323923	0,02956068
5	0,06843415	0,05855647	0,06330184
6	0,01583664	0,00693271	0,01846151
7	0,08197186	0,06624098	0,10923747

5.6.4.2 RESULTADOS – VARIAÇÃO DE PRECISÃO (UMF)

A seguir são apresentados os resultados referentes ao impacto da variação da precisão das UMFS na métrica de tensão considerando-se o sistema teste de 57 barras do IEEE.

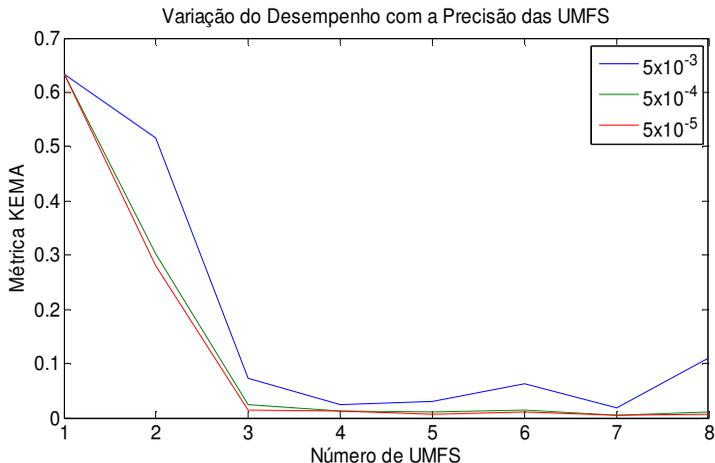


Figura 5.34- Métrica de Tensão - KEMA (57 Barras) – Precisão UMFS

5.6.4.3 COMENTÁRIOS

Nesta etapa da simulação é importante destacar que os resultados obtidos para ambas as abordagens não apresentaram desvios significativos, mantendo valores estimados muito próximos, considerando-se os indicadores adotados. A característica do sistema favorece este resultado, considerando-se o percentual de barras de geração (onde são alocadas as UMFS) muito baixo quando comparado ao número total de barras. Esta relação faz com que o número de medidas de corrente seja reduzido para as simulações realizadas nesta etapa, sendo portanto mitigado o impacto das abordagens distintas de ponderação dos resíduos de medição.

A análise da variação da precisão dos fasores estimados, apresentada apenas para este sistema-teste, traduz-se em resultados interessantes. Observa-se que mesmo uma variação significativa na qualidade das MFS processadas – 10 vezes – não produz o mesmo impacto na qualidade das variáveis estimadas.

5.7 SISTEMA DE 118 BARRAS (IEEE)

5.7.1 DIAGRAMA UNIFILAR

O sistema teste IEEE de 118 barras contém 180 linhas de transmissão e 42 unidades geradoras.

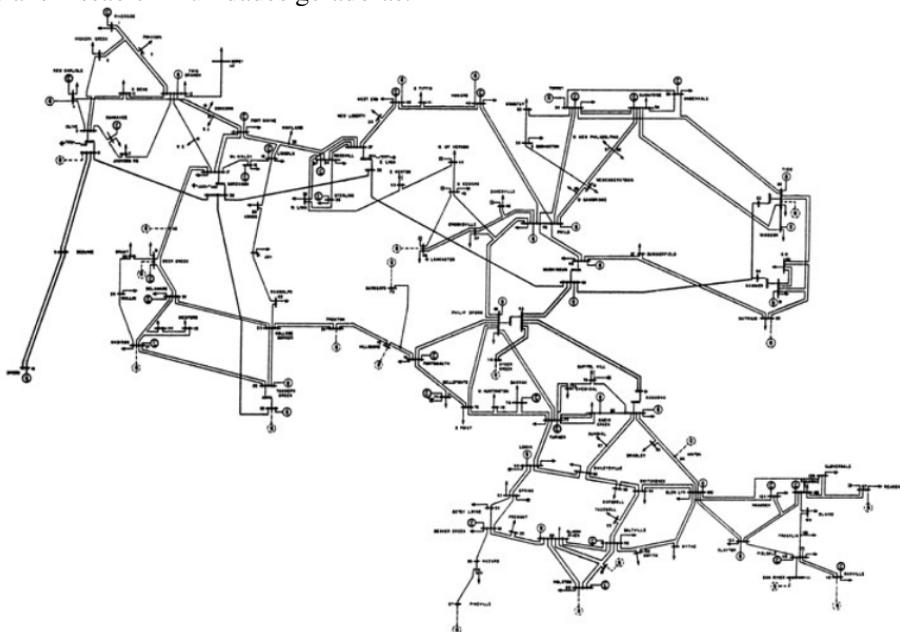


Figura 5.35 – Diagrama unifilar sistema IEEE 118 barras.

LT	Medidas			LT	Medidas			LT	Medidas			LT	Medidas		
	ta	ua	P		ta	ua	P		ta	ua	P		ta	ua	P
17				62	X		X	107				152			
18	X		X	63				108	X		X	153			
19				64	X		X	109	X		X	154	X		X
20	X		X	65				110	X		X	155			
21	X		X	66	X		X	111				156	X		X
22				67				112	X		X	157			
23	X		X	68	X		X	113				158			X
24	X		X	69				114	X		X	159	X		X
25	X		X	70				115	X		X	160	X		X
26	X		X	71				116	X		X	161	X		X
27				72	X		X	117	X		X	162			
28				73				118	X		X	163			
29	X		X	74				119				164			
30				75	X		X	120	X		X	165	X		X
31	X		X	76	X		X	121	X		X	166	X		X
32	X		X	77	X		X	122	X		X	167	X		X
33	X		X	78	X		X	123				168	X		X
34				79				124	X		X	169			
35				80	X		X	125	X		X	170	X		X

Ao plano apresentado acima, soma-se uma medida de módulo da tensão associada à barra 1, totalizando 235 medidas constituindo um plano mínimo de medição.

5.7.3 ETAPA 1 – INSERÇÃO DAS MEDIDAS DE CORRENTE

5.7.3.1 RESULTADOS

As Figuras 5.36 e 5.37 apresentam a variação da média e do desvio-padrão dos erros nas estimativas de fase de tensão com o aumento no número de MFS de corrente no sistema. As Figuras 5.38 e 5.39 mostram gráficos semelhantes relativos às estimativas de magnitude de tensão. Finalmente, a evolução do valor da métrica de tensão com o incremento de MFS de corrente é apresentada na Fig. 5.40.

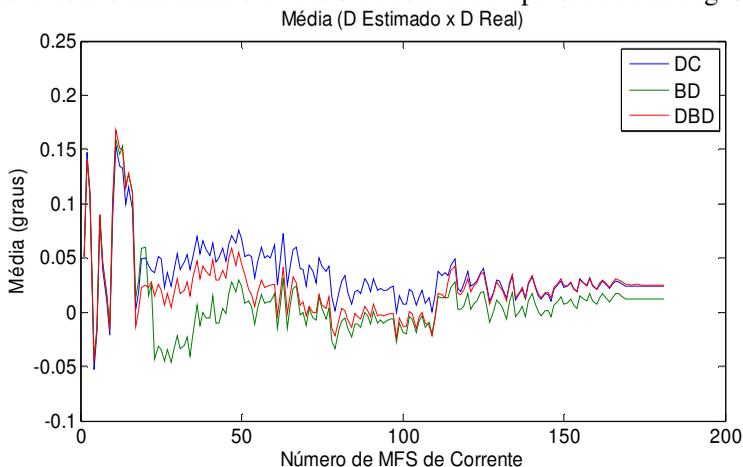


Figura 5.36 - Média do erro de ângulo de fase estimado (118 Barras)

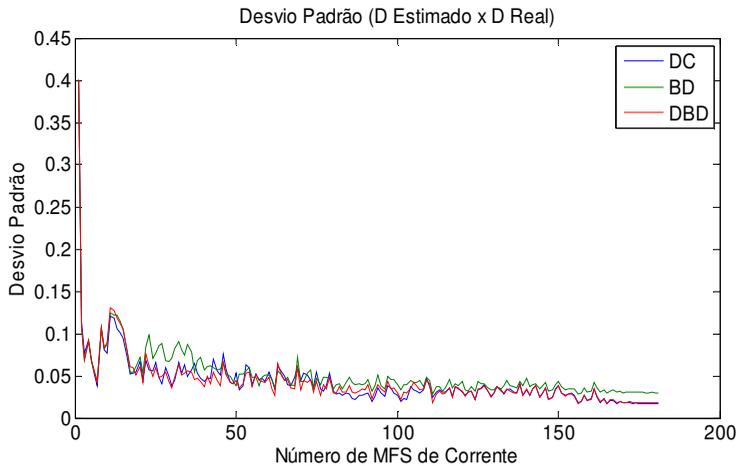


Figura 5.37- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (118 Barras)

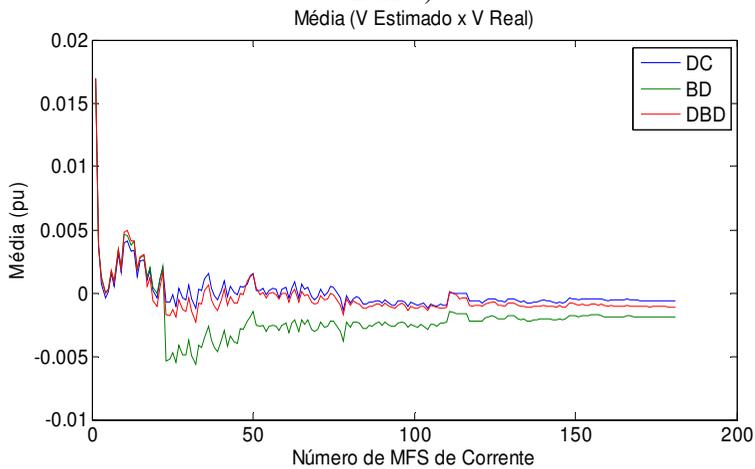


Figura 5.38- Média do erro de módulo da tensão estimada (118 Barras)

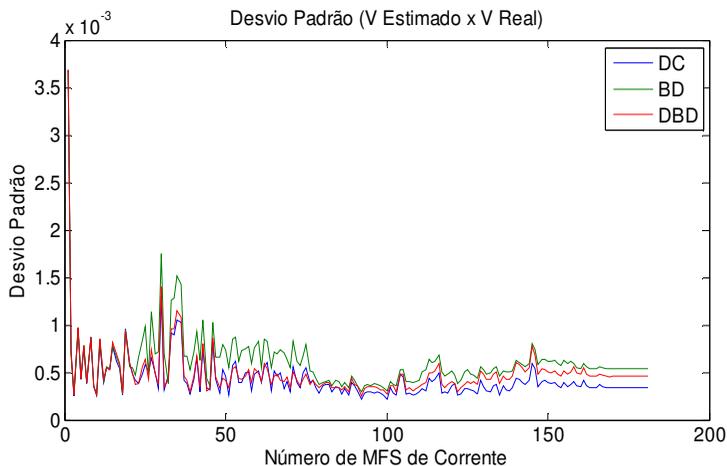


Figura 5.39- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (118 Barras)

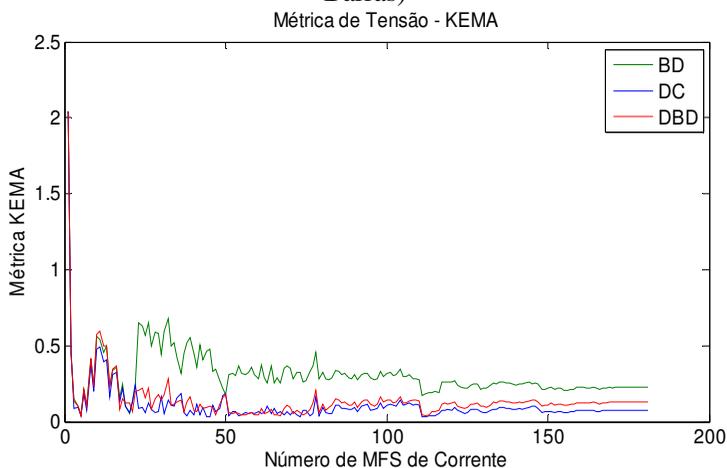


Figura 5.40- Métrica de Tensão - KEMA (118 Barras)

Em função do volume de dados associado a esta etapa da simulação, os dados tabelados para os valores obtidos pelo cálculo da métrica de tensão (KEMA) serão omitidos para o sistema de 118 barras.

5.7.3.2 COMENTÁRIOS

Os planos de medição utilizados na avaliação de desempenho do estimador de estados foram simulados pela superposição de ruídos aleatórios consistentes com a precisão dos medidores sobre valores

“exatos” das quantidades medidas obtidos de estudos de Fluxo de Potência. Neste contexto, é importante destacar que não foram incluídos erros grosseiros nas medidas simuladas, já que os erros mantiveram-se dentro da faixa limite de $\pm 3\sigma$.

Nesta etapa das simulações, foi observado que a inserção da MFS de corrente associada à LT número 22 (dados no anexo 1), apresentou impacto significativo na qualidade dos valores estimados para a abordagem BD. Embora não se constituindo um erro grosseiro, esta medida se caracteriza por apresentar erro simulado próximo à faixa limite estabelecida, além de ocorrer em região do sistema de baixa redundância do plano de medição.

Este fato observado no curso das simulações fornece indícios de que a adoção do método de ponderação BD pode comprometer a qualidade das variáveis estimadas quando da presença de erros de medição elevados e baixa redundância do plano de medição. Deve ser entretanto ressaltado que o comportamento acima mencionado não se verificou nas demais simulações realizadas, apontando para a necessidade de uma análise mais detalhada desta constatação no que tange à presença de erros grosseiros em medidas fasoriais sincronizadas de corrente.

Aumentando-se o porte do sistema, observa-se que com poucas MFS alocadas têm-se um impacto significativo na qualidade das variáveis de estados estimadas, o que reforça o potencial de utilização das MFS na estimação de estados, mesmo nas fases iniciais de implantação onde poucas medidas estarão disponíveis.

5.7.4 ETAPA 2 – INSERÇÃO DE UMF

5.7.4.1 RESULTADOS

As Figuras 5.41 e 5.42 apresentam a variação da média e do desvio-padrão dos erros nas estimativas de fase de tensão com o aumento no número de UMFS no sistema. As Figuras 5.43 e 5.44 mostram gráficos semelhantes relativos às estimativas de magnitude de tensão. Finalmente, a evolução do valor da métrica de tensão com o incremento de UMFS é apresentada na Fig. 5.45.

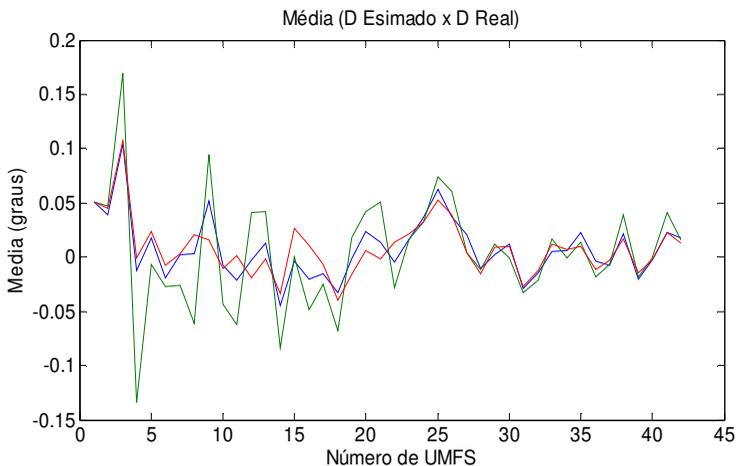


Figura 5.41- Média do erro de ângulo de fase estimado (118 Barras)

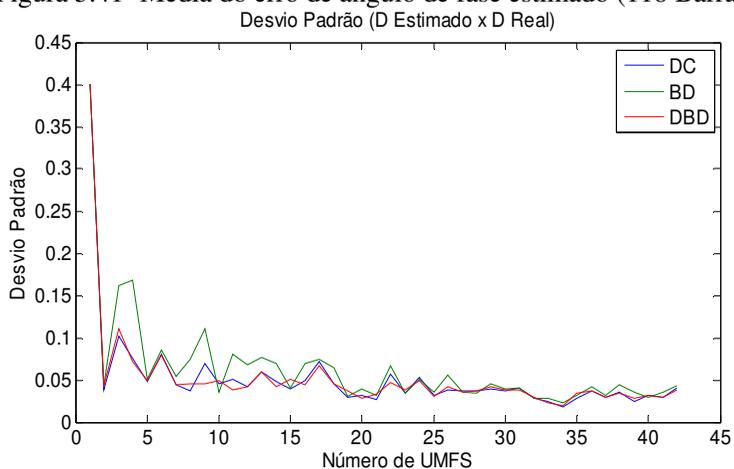


Figura 5.42- Desvio padrão do erro de ângulo de fase estimado (118 Barras)

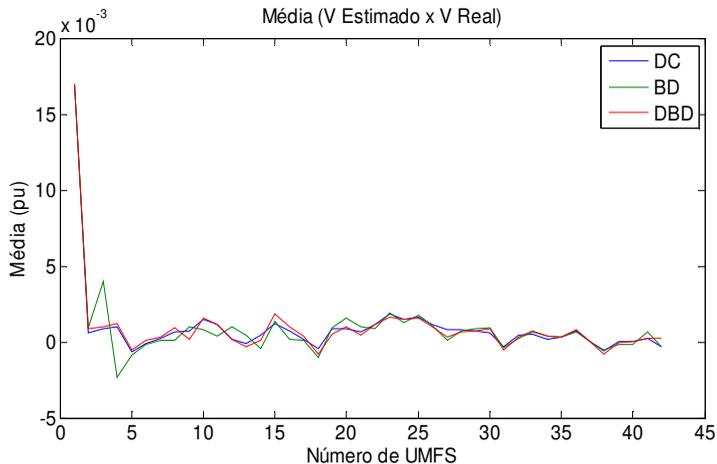


Figura 5.43- Média do erro de módulo da tensão estimada (118 Barras)

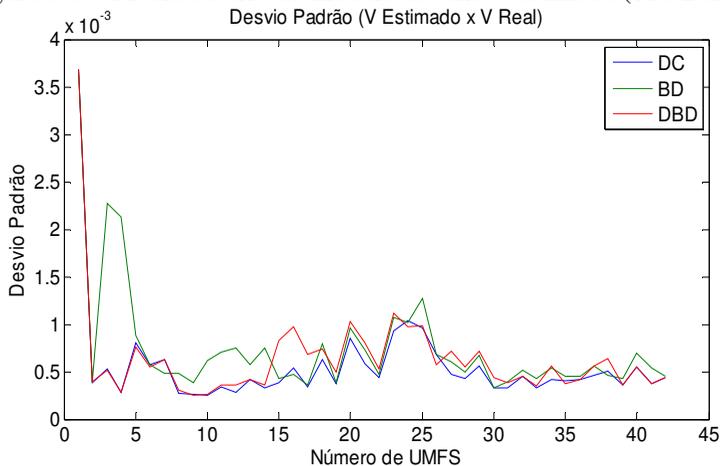


Figura 5.44- Desvio Padrão do erro de módulo da tensão estimada (118 Barras)

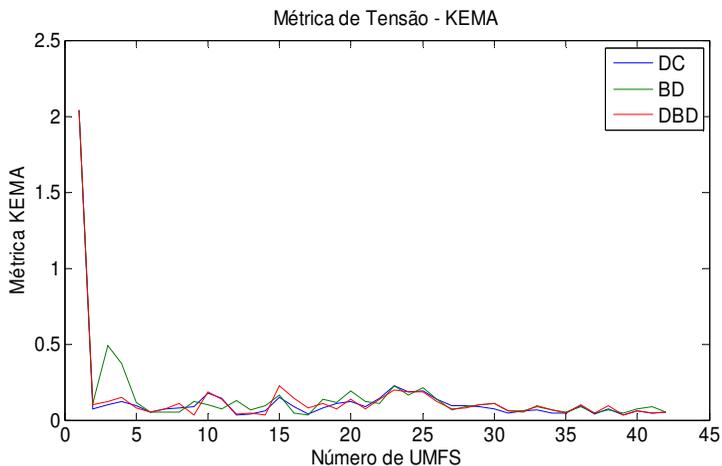


Figura 5.45- Métrica de Tensão - KEMA (118 Barras)

Tabela 5.12 – Métrica de tensão KEMA (dados tabelados) – Sistema IEEE 118 Etapa 2.

SISTEMA IEEE 118 BARRAS			
N° BARRAS	UMFS		
	BD	DC	DBD
0	2,0411384	2,0411384	2,0411384
1	0,11020495	0,06985082	0,10241385
2	0,49286872	0,10293723	0,11948604
3	0,3695486	0,1248398	0,1458509
4	0,11560645	0,09440872	0,08254681
5	0,0543811	0,04867483	0,04976551
6	0,05198105	0,07187161	0,07550422
7	0,05007738	0,08255641	0,10871133
8	0,12139728	0,0884173	0,03024664
9	0,10324795	0,17648686	0,18592666
10	0,07296023	0,14106654	0,13611795
11	0,12653526	0,03350591	0,03942843
12	0,06856678	0,03528161	0,04660633
13	0,09486037	0,0591181	0,03108078
14	0,16094746	0,14714859	0,22234825
15	0,04437764	0,08873543	0,1413777
16	0,03250211	0,03562695	0,07707088

SISTEMA IEEE 118 BARRAS			
N° BARRAS	UMFS		
	BD	DC	DBD
17	0,1321665	0,07740774	0,10802275
18	0,11767327	0,10808325	0,07281297
19	0,19097428	0,12058227	0,13616414
20	0,1235749	0,0847657	0,07333525
21	0,10938221	0,14109034	0,13517103
22	0,22721559	0,22376786	0,19622336
23	0,16234747	0,18518739	0,18670554
24	0,21030198	0,19242175	0,18608101
25	0,13205009	0,13598537	0,11848503
26	0,06292288	0,09311892	0,07583527
27	0,08694218	0,09429812	0,08263191
28	0,1039168	0,08988226	0,10233642
29	0,11013688	0,07149381	0,1057195
30	0,05693221	0,04326229	0,0624024
31	0,05765162	0,06063108	0,05381884
32	0,08749117	0,06780943	0,09375866
33	0,06547906	0,04462365	0,06774183
34	0,0513779	0,04474414	0,04492673
35	0,08508624	0,09470483	0,09779153
36	0,04651718	0,03738127	0,04233247
37	0,0643397	0,07209451	0,09590704
38	0,04426804	0,03367711	0,03453179
39	0,07602777	0,05798921	0,05798921
40	0,0852712	0,04171018	0,04171018
41	0,05248647	0,04912663	0,05069916

5.7.4.2 COMENTÁRIOS

Novamente, a execução da etapa 2 mostra que, para planos de medição compostos por um percentual reduzido de medidas de corrente, associadas às medidas de tensão das UMFS, os resultados, considerando-se as métricas de desempenho utilizadas, obtidos para ambas as abordagens adotadas apresentaram valores semelhantes.

Neste aspecto, duas constatações são importantes: a) as metodologias adotadas, incluindo o estimador de estados apresentado, são robustas para o processamento conjunto das medidas oriundas de UMFS e do sistema SCADA; b) em situações onde o número percentual de medidas de corrente for elevado, situação característica quando da adoção da estimação de estados linear, a metodologia DBD pode ser uma alternativa para melhorar a qualidade das variáveis estimadas e agregar valor à estimação de estados.

Similarmente aos resultados obtidos na seção anterior, observa-se que um número reduzido de UMFS alocadas nas barras de geração do sistema-teste de 118 barras produziu significativo impacto na qualidade da estimação de estados, garantindo resultados próximos aos obtidos com um número elevado de MFS disponíveis. Esta constatação reforça o potencial de utilização destas medidas na EE.

5.8 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos contemplam dois aspectos importantes a serem considerados a respeito do estimador desenvolvido:

- Impacto das abordagens distintas para ponderação dos resíduos das medidas fasoriais de corrente, que são processadas no algoritmo proposto sob a forma de coordenadas retangulares;
- Impacto da inserção de MFS na estimação de estados.

5.8.1 PONDERAÇÃO DOS RESÍDUOS DE MEDIDAS FASORIAIS DE CORRENTE

A abordagem convencional para ponderação dos resíduos na função-objetivo da Estimação de Estados é baseada no uso da inversa da matriz de covariância dos erros de medição. Adicionalmente, é usualmente adotada a hipótese de que os erros de medição são estatisticamente independentes, implicando em que a matriz de covariância R (e consequentemente R^{-1}) torna-se uma matriz diagonal [1] – [3]. Como se trata de metodologia consolidada, os resultados obtidos para esta abordagem foram considerados como referência para comparar o desempenho da modelagem bloco-diagonal analisada neste trabalho.

Verificou-se neste trabalho que, quando da utilização de blocos matriciais 2×2 para modelar as covariâncias das partes real e imaginária

das medidas de corrente (ver equação (107)), erros relativamente elevados nas medidas de corrente, mesmo que não excedam o limite para detecção como erro grosseiro, tem impacto intensificado sobre a qualidade dos resultados da estimação. Em função da metodologia adotada, os elementos fora da diagonal principal assumem valores elevados em relação aos pesos associados às medidas SCADA. Esta é a causa da distorção verificada nos resultados estimados.

O efeito acima mencionado fica evidenciado pelo desempenho desta abordagem nas simulações da Etapa 1. Os resultados obtidos foram inferiores aos resultados adotados como referência (diagonal convencional), destacando-se os resultados apresentados na figura 5.40 para o sistema de 118 barras, onde a inclusão de uma MFS de corrente (LT 22) degradou o resultado da estimação de estados para a abordagem Bloco Diagonal.

Observa-se que as outras abordagens também apresentaram elevação no valor da métrica de tensão para a inclusão desta medida, no entanto este impacto não foi tão acentuado quando na abordagem Bloco Diagonal.

Neste sentido, os melhores resultados são da abordagem que considera a formulação descrita na Equação (111), na qual as variâncias das partes reais e imaginária das correntes são calculadas rigorosamente, de acordo com a teoria descrita na Seção 4.6.2, porém são desconsiderados os elementos fora da diagonal principal (abordagem referida como “DBD”). Na abordagem DBD, os pesos atribuídos às MFS de corrente são maiores que os pesos atribuídos na abordagem convencional, porém a ausência dos elementos fora da diagonal principal evita que o impacto de medidas errôneas seja amplificado, como ocorre no caso da abordagem Bloco Diagonal.

A realização da etapa 2, com a inclusão das UMFS associadas às barras de geração, mostra que o impacto da utilização de estratégias distintas de ponderação dos resíduos será significativo apenas nos casos em que o número de MFS de corrente seja elevado. Ou seja, sempre que as UMFS estejam conectadas a barramentos que possuam vários ramos incidentes. Em caso contrário, como as considerações para tratamento das MFS de tensão são as mesmas nas 3 abordagens, não haverá impacto significativo na qualidade das variáveis de estado estimadas.

Outro fato relevante, apontado pelos valores calculados de desvios-padrão das soluções, indica que há pouca dispersão dos erros de estimação em relação aos valores médios de erro estimados, ou seja, não se verifica grande espalhamento dos erros em relação às médias estimadas. Em função das simulações partirem de um plano de medição

mínimo, sem redundância, e evoluírem através da alocação distribuída de medidas por toda a rede, os erros tendem a propagar-se afetando a solução de forma generalizada, reduzindo a dispersão dos resultados. Destaca-se mais uma vez que não foram incluídas medidas com erros grosseiros nos planos de medição, e portanto os erros referidos são balizados pela faixa de precisão dos medidores utilizados.

5.8.2 IMPACTO DA MFS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

A Etapa 2 das simulações considerou a alocação de UMFS distribuídas nas barras de geração dos sistemas-teste utilizados. Foram realizados dois estudos distintos. NO primeiro deles foram alocadas UMFSs em todos os sistemas-teste, com desvio padrão de 5×10^{-3} tanto para módulo quanto para ângulo de fase de tensão e corrente. No segundo caso, foram alterados os valores de precisão das MFS para 5×10^{-4} e 5×10^{-5} e comparados os resultados obtidos.

Os resultados mostram que um pequeno número de UMFS alocadas em um sistema de energia elétrica tem elevado impacto na qualidade das variáveis de estado estimadas. Nos sistemas utilizados nas simulações observa-se que os benefícios obtidos pela alocação de UMFS na proporção de 5 a 10% do número de barras supervisionadas que compõe o plano de medição aproximam-se dos obtidos com alocação de um número maior de UMFS.

Considerando as MFS oriundas das UMFS uma ordem de grandeza mais precisa que as medidas oriundas do sistema SCADA (5×10^{-3} para MFS e 1×10^{-2} para medidas do SCADA), a qualidade da estimação de estados é elevada. A análise dos resultados obtidos através do cálculo das métricas de tensão propostas pela KEMA mostra que a inclusão de poucas UMFS tem potencial para reduzir consideravelmente os erros associados às variáveis de estado estimadas.

A Figura 5.34 representa a melhoria na qualidade da Estimação de Estados como função da precisão das medidas fasoriais. Verifica-se que os impactos desta variação não são tão notáveis quando comparados aos resultados obtidos para o caso em que o desvio-padrão das medidas é de 5×10^{-3} , garantindo que os benefícios das UMFS passam a ser notados mesmo que os fasores calculados não atinjam valores elevados de precisão.

5.9 CONCLUSÕES

Os resultados obtidos para as abordagens distintas de modelagem dos erros associados às MFS de corrente atestam a qualidade e robustez dos métodos propostos, incluindo planos de medição baseados na inserção de MFS de corrente em todas as linhas de transmissão do sistema analisado. Neste sentido, destaca-se o método que utiliza apenas a diagonal da matriz de variâncias bloco-diagonal dos componentes das medidas de corrente proposta na Seção 4.6.2.

A adoção destas metodologias de ponderação dos resíduos apresentará influência nos resultados à medida que mais medições de corrente forem inseridas, ou seja, conforme as UMFS forem sendo incorporadas a subestações que possuam várias linhas de transmissão conectadas.

Considerando a precisão elevada das MFS oriundas das UMFS, a inserção destas unidades nos sistemas analisados mostrou-se eficiente no sentido de agregar qualidade aos resultados da estimação de estados. A variação da precisão dos fasores estimados pelas UMFS tem impacto na qualidade das variáveis de estado estimadas. No entanto, desde que as MFS tenham um nível de precisão superior à precisão das atuais medidas SCADA, resultados positivos da inserção destas medidas já serão alcançados.

Como as análises partiram da inclusão das MFS em planos de medição mínimos, sem redundância, os resultados comprovam também a capacidade das UMFS – quando da utilização da abordagem conjunta (SCADA + UMFS) – de melhorar a observabilidade do sistema e garantir melhoria da qualidade da estimação em regiões críticas do sistema de supervisão. É importante ressaltar entretanto que não foram exploradas neste trabalho metodologias para alocação das MFS visando especificamente a melhora da observabilidade dos planos de medição.

Para nenhuma das condições apresentadas foram verificados problemas de convergência numérica, o que garante que as alterações efetuadas, além de melhorarem a precisão dos resultados estimados e a observabilidade de planos de medição contendo medidas ou conjuntos críticos, não alteram a robustez numérica característica dos estimadores baseados em métodos ortogonais.

Em resumo, conclui-se que o estimador de estados é beneficiado com a inclusão das UMFS através da melhora na precisão das variáveis de estado estimadas e da melhoria nas condições de observabilidade, do

sistema sem com isso incorrer em degradação na robustez numérica da ferramenta.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O objetivo principal desta dissertação é a inclusão das Medições Fasoriais Sincronizadas de tensão e corrente oriundas das UMF em um estimador de estados ortogonal baseado nas rotações de Givens, visando a análise dos impactos destas medidas na qualidade das variáveis estimadas. A motivação para empreender o estudo está associada a relatos encontrados na literatura quanto aos benefícios da inclusão deste tipo de medida em planos de medição para modelagem de sistemas de potência em tempo real, considerando ser sua precisão superior à precisão das medidas oriundas dos sistemas SCADA.

Neste sentido, apresenta-se neste trabalho uma análise detalhada dos erros que incidem sobre as UMF, contemplando o canal de instrumentação, as fontes de sincronismo, o hardware utilizado e os canais de comunicação. Ficou constatado que sob condições corretas de utilização e instrumentação, estes erros podem ser determinados e corrigidos, de forma que os fasores estimados pelas UMF atendam aos requisitos de precisão definidos pelo padrão IEEE C37.118.

No sentido de determinar a forma como estas medidas devem ser inseridas no estimador de estados em questão, foram analisadas abordagens alternativas propostas na literatura, sendo consideradas 3 opções: estimação linear baseada exclusivamente em medidas oriundas de UMFs, pós-processamento e processamento conjunto, estas últimas considerando tanto medidas geradas pelo sistema SCADA quanto por UMFs. Para cada uma destas abordagens foram analisados os impactos positivos e negativos de sua utilização, optando-se pelo processamento conjunto das medidas (SCADA + UMF).

Determinada a qualidade dos fasores estimados e selecionado o método de inclusão das medições, foram introduzidas alterações em um estimador de estados baseado em rotações ortogonais de Givens originalmente concebido para processar apenas medidas oriundas de sistemas SCADA (módulo da tensão, fluxos de potência ativa e reativa e injeção de potência ativa e reativa). As alterações realizadas tornaram este estimador apto a processar medidas de corrente oriundas do sistema SCADA e medidas fasoriais de tensão e corrente oriundas de UMF.

A exemplo do que ocorre com medidas convencionais de fluxos e injeções de potência, a modelagem de medidas fasoriais de corrente em coordenadas retangulares propicia significativa redução dos custos computacionais envolvidos na solução da estimação de estados, já que, desta forma, se evita a necessidade de cálculo de derivadas parciais de funções trigonométricas.

No entanto, a opção pela representação de medidas fasoriais de corrente em coordenadas retangulares traz consigo a necessidade de ajustes no modelo matemático de modo a expressar a propagação dos erros de módulo e ângulo de fase do fasor corrente para as partes reais e imaginárias utilizadas na solução do problema.

Considerações baseadas no comportamento estatístico dos erros aleatórios associados às medidas de ângulo e fase levaram ao desenvolvimento de um modelo que considera a propagação destes erros para as partes real e imaginária das mesmas grandezas fasoriais. Segundo este modelo, a matriz de ponderação da soma dos quadrados dos resíduos - R^{-1} - que originalmente é suposta diagonal, passa a ser bloco-diagonal, onde os blocos associados às partes real e imaginária das correntes são matrizes 2×2 cujos elementos são todos não-nulos.

Neste sentido, foram analisadas três alternativas distintas para consideração da propagação dos erros. A primeira delas baseia-se na abordagem convencional, de acordo com a qual os erros associados aos componentes retangulares da corrente são supostos independentes e suas variâncias são aproximadas por valores obtidos das variâncias das medidas de módulo e ângulo de fase do fasor corrente. Esta abordagem, por sua similaridade com procedimentos convencionalmente utilizados na literatura de estimação de estados, foi considerada como referência para os estudos.

A segunda abordagem utiliza a modelagem bloco-diagonal proposta. Finalmente, a terceira abordagem considera apenas a diagonal principal da matriz bloco-diagonal calculada.

Quanto às medidas fasoriais das tensões nodais, as alterações feitas no código computacional restringem-se apenas à inclusão das mesmas no vetor de medidas e de termos correspondentes na matriz Jacobiana. Isto decorre da opção feita por se manter a representação em coordenadas polares para as tensões nodais, em função da trivialidade em se obter as derivadas parciais correspondentes quando a representação polar é a utilizada.

Concluída a etapa de desenvolvimento e implantação das metodologias propostas nos estimador de estados utilizado, foram

realizadas simulações para verificar o impacto das MFS oriundas das UMF na estimação de estados, com atenção especial ao impacto das modelagens distintas associadas à propagação dos erros nas medidas de corrente.

Foram utilizados quatro sistemas teste do IEEE com dimensões distintas, 14, 30, 57 e 118 barras, para realização das simulações. Para cada um dos sistemas foi desenvolvido um plano de medição mínimo, baseado em medidas de fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e uma medida de módulo de tensão na barra 1.

Partindo dos planos mínimos propostos, foram inseridas medidas fasoriais de tensão e corrente e duas etapas distintas para verificação dos impactos na estimação de estados.

Na primeira etapa foram incluídas MFS de corrente em todas as linhas de transmissão dos sistemas considerados e verificados os impactos na estimação para cada uma das três abordagens propostas para a modelagem estatística dos erros de medição. Na segunda foram inseridas UMF com capacidade para medir o fasor de tensão e os fasores de corrente associados a todas as linhas de transmissão conectadas a barramentos em que há UMF instaladas. Em seguida, foram analisados os efeitos de valores distintos de precisão das MFS, no caso do sistema de 57 barras.

Os resultados obtidos contemplaram dois aspectos principais:

- Impacto das abordagens distintas para tratamento dos erros associados às MFS de corrente;
- Impacto da inserção de MFS na estimação de estados.

Baseando-se nos valores obtidos nas simulações da etapa 1, e considerando os valores obtidos pela modelagem convencional como sendo valores de referência, conclui-se que a abordagem contemplando a diagonal da matriz bloco diagonal desenvolvida foi a que apresentou os melhores resultados. Para a maior parte dos casos simulados, os resultados obtidos através das métricas de avaliação utilizadas mostraram-se melhores para os casos em que se considerou esta abordagem. Destaca-se que não houve melhoras dramaticamente significativas na qualidade da estimação, sendo a opção por esta abordagem passível ainda de análise quando ao impacto da presença de erros grosseiros nas medidas fasoriais de corrente.

A abordagem bloco-diagonal mostrou-se mais suscetível a erros associados às medidas fasoriais de corrente, enquanto as abordagens alternativas apresentavam pequenas variações na qualidade dos valores estimados. Em alguns casos, a abordagem bloco-diagonal apresentou deterioração mais acentuada na qualidade da estimação.

Na segunda etapa das análises, verificou-se o impacto da utilização dos valores medidos pelas UMF na estimação de estados, em conjunto com medidas geradas pelo sistema SCADA. Neste contexto, foi considerada a inserção de UMF nas barras de geração dos sistemas teste utilizados.

Considerando que os fasores medidos tenham precisão apenas 2 vezes mais elevadas que as medidas oriundas do sistema SCADA, as simulações mostraram que as medidas fasoriais impactam diretamente a qualidade da estimação de estados, reduzindo os erros associados às variáveis de estado estimadas.

Um número reduzido de UMF – 5 a 10% do número de subestações que compõe a rede de supervisão – é suficiente para melhorar a qualidade dos resultados obtidos, sem reduções significativas de precisão quando comparadas a situações em que um número maior de unidades são alocadas.

Outro fato importante está associado à forma como as medidas fasoriais são agregadas à estimação de estados, isto é, de forma conjunta com as medidas do sistema SCADA. Ao contrário das outras formas alternativas de processamento, esta é capaz de agregar os benefícios das UMF a sistemas que possuam baixa redundância, ou até mesmo regiões não-observáveis. Verificou-se que mesmo partindo-se de um plano mínimo, onde todas as medidas eram críticas, as UMF melhoraram a qualidade das variáveis estimadas e a redundância do sistema utilizado.

Foram ainda analisados os impactos da alteração na precisão dos fasores estimados. Os resultados mostraram que a melhora na precisão das UMF acarreta em impacto imediato na qualidade dos estados estimados. No entanto, partindo-se de uma condição mínima de qualidade esperada para as MFS e variando-se a condições de precisão dos valores medidos, os ganhos são baixos. Ou seja, mesmo que as UMF permaneçam próximas aos limites de erro estabelecidos pelo padrão vigente, seu impacto ainda será muito favorável à estimação de estados.

Em nenhuma das simulações realizadas foram verificados problemas de convergência para metodologias consideradas, mostrando que as alterações não representam impactos à robustez já comprovada dos estimadores baseados em métodos ortogonais.

Em resumo, conclui-se do acima exposto que:

- 1) As MFS oriundas das UMF, estando de acordo com os padrões estabelecidos (IEEE C37.118) têm impacto significativo na qualidade dos resultados da estimação

- de estados, melhorando condições de observabilidade sem prejudicar a robustez dos métodos já propostos;
- 2) O processamento conjunto das medidas oriundas do sistema SCADA e das medidas oriundas das UMF agrega valor às atuais redes de supervisão disponíveis, sendo possível a redução no número de áreas críticas e a solução de problemas de observabilidade em zonas pouco monitoradas do sistema sob supervisão;
 - 3) A metodologia proposta para a abordagem dos erros, desconsiderando-se os elementos fora da diagonal principal da matriz bloco diagonal desenvolvida, apresenta resultados melhores que os obtidos pela metodologia clássica, na ausência de erros grosseiros;
 - 4) A alocação de poucas UMF – 5 a 10% das subestações do sistema – já apresenta potencial elevado de agregar qualidade ao estimador de estados, o que, nesta etapa inicial de desenvolvimento, justifica a alteração dos estimadores de estados atualmente disponíveis para contemplar estas medidas, cabendo ao operador responsável optar pela abordagem com pós-processamento ou com processamento conjunto;
 - 5) A qualidade dos fasores medidos depende da capacidade de correção dos erros associados ao processo de medição e cálculo dos fasores. Neste sentido trabalhos publicados [69, 72] apontam metodologias para tratamento dos erros, bem como para correção dos instrumentos de medição (TP e TC) associados. Como resultado, testes realizados recentemente comprovam que as MFS são mais precisas que as medidas oriundas dos sistemas SCADA;
 - 6) Nesta etapa de desenvolvimento não há como serem desprezadas as medidas do sistema SCADA, sendo ainda inviável a adoção da estimação de estados linear, senão através do pós-processamento, tendo em vista o número reduzido de UMF disponíveis nos sistemas de supervisão.

6.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

A literatura aborda três aspectos a serem considerados quando da inclusão de MFS na estimação de estados: a adoção de uma referência angular, o processamento de erros grosseiros e a alocação ótima de UMF.

Neste trabalho, em função da forma como as medidas do plano de medição foram concebidas, a barra de referência angular (isto é, cujo ângulo de fase da tensão é arbitrado como igual a 0 graus), é definida como a barra 1 do sistema sob análise. No entanto, na presença de MFS de tensão, faz-se necessária a adoção de uma “referência medida”.

Em relação à observabilidade, foi estabelecido um plano mínimo de medição para garantir que o sistema sob análise é observável, e as medidas foram sendo inseridas sem adoção de critérios para melhoria de observabilidade. Neste contexto, faz-se necessária a adoção de critérios para inserção das UMF de forma a apresentar impacto maior na qualidade da estimação de estados.

O processamento de erros grosseiros também não foi considerado neste trabalho, não tendo sido simuladas medidas cujas magnitudes de erro excedessem três desvios-padrão da respectiva medida. Na presença de MFSs, é importante que seja investigado o processamento de erros grosseiros, principalmente no caso de medidas adotadas como referência angular.

Resumidamente, portanto, as seguintes sugestões são oferecidas para trabalhos futuros:

- Analisar as opções de adoção de referência angular baseada nos valores medidos pelas UMF;
- Adoção de metodologias de alocação ótima de UMF visando a melhoria na qualidade da estimação de estados considerando as demais aplicações desta tecnologia, a destacar esquemas de proteção e análise de desempenho dinâmico do sistema;
- Adoção de metodologias para processamento de erros grosseiros em MFS incluindo nas medidas adotadas como referência angular;
- Analisar a evolução do processo de inclusão das UMF e seus impactos na adoção de procedimentos não-iterativos de Estimação de Estados (Estimação Linear).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] SCHEPPE, F.C.; WILDES, J.; Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-89. p. 120-125, Jan. 1970.

[2] SCHEPPE, F.C.; RON, D. B.; Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-89. p. 125-130, Jan. 1970.

[3] SCHEPPE, F.C.; Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-89. p. 130-135, Jan. 1970.

[4] DO COUTO FILHO, M. B.; LEITE DA SILVA, A. M.; FALCÃO, D. M.; Bibliography on Power System State Estimation (1968 – 1989). *IEEE Transactions on Power System*, v. 5, No. 3, p. 950 – 955, Ago. 1990.

[5] DOPAZO, J. F.; KLITIN, O. A.; STAGG, G. W. et al. State Calculation of Power Systems From Line Flow Measurements. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, v. PAS-89, No 7, p.1698 – 1708, Set. / Ago. 1970.

[6] DOPAZO, J. F.; KLITIN, O. A.; VANSLYCK, L. S.; State Calculation of Power Systems From Line Flow Measurements PART II. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, v. PAS-91, p.145 – 151, Jan. / Fev. 1972.

[7] MORVEN GENTLEMAN, W.; Least Squares Computations by Givens Transformations Without Square Roots. *Inst. Maths Applics*, Waterloo, CA, v. 12, p. 329 – 336, Abr. 1973.

[8] DOPAZO, J. F.; HERMANN, S. T.; KITLIN, O. A. et al. Implementation of the AEP Real-time Monitoring System. *Power Apparatus and Systems*, *IEEE Transactions on*, New York, v. 95, Part I, p. 1618 – 1629, Set. 1976.

[9] GEISLER, K. I.; Ampere Magnitude Line Measurements for Power System State Estimation. *IEEE Transaction on Power Apparatus and System*, Minneapolis, USA, v. PAS 103, No. 8, Ago. 1984.

[10] ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G.; Detecting Multiple Solutions in State Estimation in the Presence of Current Magnitude Measurements. *IEEE Transactions on Power System*, v. 12, No. 1, Fev. 1997.

[11] ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G.; Observability and Bad Data Identification When Using Ampere Measurements in State Estimation In: Circuits and Systems in IEEE International Symposium on, p. 2668 – 2671, Mai. 1993.

[12] ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G.; Bad Data Identification When Using Ampere Measurements. IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, No. 2, Mai. 1997.

[13] SIMÕES COSTA, A.; QUINTANA, V. H.; An Orthogonal Row Processing Algorithm for Power System Sequential State Estimation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS – 100, No. 8, p. 3791 – 3799, Ago. 1981.

[14] QUINTANA, V. H.; SIMÕES COSTA, A.; Bad Data Detection and Identification Techniques Using Estimation Orthogonal Methods. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS – 101, No. 8, p. 3356 – 3364, Set. 1982.

[15] MONTICELLI, A.; WU, F. F.; Network Observability: Theory. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS – 104, No. 5, p. 1042 – 1048, Mai. 1985.

[16] MONTICELLI, A.; WU, F. F.; Network Observability: Identification of Observable Islands e Measurement Placement. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS – 104, No. 5, p. 1035 – 1041, Mai. 1985.

[17] GARCIA, A.; MONTICELLI, A.; ABREU, P.; Fast Decoupled State Estimation and Bad Data Processing. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS – 98, No. 5, p. 1645 – 1651, Set./Out. 1979.

[18] ABUR, A.; A Bad Data Identification Method for Linear Programming State Estimation. IEEE Transactions on Power Systems, v. 5, No. 3, p. 894 – 900, Ago. 1990.

[19] EXPÓSITO, A. G.; ABUR, A.; Generalized Observability Analysis and Measurement Classification. IEEE Transactions on Power Systems, v. 13, No. 3, p. 1090 – 1095, Ago. 1998.

[20] ZHONG, S.; ABUR, A.; Implementation of a Modified State Estimator for Topology Error Identification. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003, v. 2, p. 13 – 17, Jul. 2003.

[21] MONTICELLI, A.; GARCIA, A.; Fast Decoupled State Estimators. IEEE Transactions on Power Systems, v. 5, No. 2, p. 556 – 564, Mai. 1990.

[22] SILVA GOUVÊA, J. P.; SIMÕES COSTA, A.; Estimador de Estados Ortogonal com Restrições de Igualdade. SBA Controle e Automação, v. 9, No. 3, p. 141 – 148, Set. / Dez. 1998.

- [23] MONTICELLI, A.; “State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach”, Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [24] ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G.; “Power System State Estimation: Theory and Implementation”, Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [25] MONTICELLI, A.; Electric Power System State Estimation. Proceedings of the IEEE, v. 88, No. 2, p.262 – 282, Fev. 2000.
- [26] PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; KARIMI, K. J.; State Estimation with Phasor Measurements. IEEE Transactions on Power Systems, v. PWRS – 1, No. 1, p. 233 – 238, Fev. 1986.
- [27] THORP, J. S.; PHADKE, A. G.; KARIMI, K. J.; Real-time Voltage-phasor Measurements for Static State Estimation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS – 104, No. 11, p. 3098 – 3106, Nov, 1985.
- [28] BALDWIN, T. L.; MILI, L.; BOISEM JR, M. B. et al. Power System Observability with Minimal Phasor Measurement Placement. IEEE Transactions on Power Systems, v. 8, No. 2, p. 707 – 715, Mai, 1993.
- [29] PHADKE, A. G.; Synchronized Phasor Measurements in Power Systems. IEEE Computer Applications in Power Systems, v. 6, p. 10 – 15, Abr. 1993.
- [30] SLUTSKER, I. W.; MOKHTARI, S.; JAQUES, L. A. et al. Implementation of Phasor Measurements in State Estimator at Sevillana Electricidad. Power Industry Computer Application Conference, 1995, Conference Proceedings, IEEE, p. 423 – 429, Mai. 1991.
- [31] ZIVANOVIC, R.; CAIRNS, C.; Implementation of PMU Technology in State Estimation: An Overview. AFRICON, 1996, IEEE AFRICON 4th, v. 2, p. 1006 – 1011, Set. 1996.
- [32] XU, B.; ABUR, A.; Observability Analysis and Measurement Placement for Systems with PMU. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, v. 2, p. 943 – 946, Out. 2004.
- [33] DONGJIE, X.; RENMU, H.; PENG, W. et al. Comparison of Several PMU Placement Algorithms for State Estimation. Developments in Power System Protection, 2004, Eighth IEE International Conference on, v. 1, p. 32 – 35, Abr. 2004.
- [34] ZHOU, M.; CENTENO, V. A.; THORP, J. S. et al. An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, No. 4, p. 1930 – 1937, Nov. 2006.
- [35] ZHAO, L.; ABUR, A.; Multi-area State Estimation using Synchronized Phasor Measurements. IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, No. 2, p. 611 – 617, Mai. 2005.

[36] JIANG, W.; VITTAL, V.; Optimal Placement of Phasor Measurements for Enhancement of State Estimation. Power System Conference and Exposition, 2006, PSCE'06 2006 IEEE PES, p. 1550 – 1555, Out./Nov. 2006.

[37] CHEN, J.; ABUR, A.; Placement of PMU to Enable Bad Data Detection in State Estimation. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, No. 4, p. 1608 – 1615, Nov. 2006.

[38] ZHAO, H.; A New State Estimation Model of Utilizing PMU Measurements. International Conference on Power System Technology, IEEE 2006, 2006.

[39] WU, H.; GIRI, J.; PMU Impact on State Estimation Reliability for Improved Grid Security. 2006.

[40] ZHU, J.; RICE, M. J.; MELIPOULOS, S.; Enhanced State Estimators. Power Systems Engineering Research Center (PSERC), Final Project Report, PSERC Publication, v. 06-45, Nov. 2006.

[41] ZHU, J.; ABUR, A.; Effect of Phasor Measurements on the Choice of Reference Bus for State Estimation. IEEE Power Engineering Society General Meeting, p. 1 – 5, Jun. 2007.

[42] SIMÕES COSTA, A.; MEYER, B. T.; DECKER, I. C.; Análise dos Benefícios de Medições Fasoriais Sincronizadas Quanto ao Desempenho da Estimação de Estados, XVII Congresso Brasileiro de Automática, Juiz de Fora, MG, setembro de 2008..

[43] XUE, H.; JIA, Q.; WANG, N. et al. A Dynamic State Estimation Method with PMU and SCADA Measurements for Power Systems. Power Engineering Conference, IPEC International, p. 617 – 620, Abr. 2000.

[44] DAMBHARE, S.; DUA, D.; SOMAN, S. A. et al. Optimal Zero Injections Considerations in PMU Placement: An ILP Approach. *Power System Computation Conference – PSCC*, 2008.

[45] CHAKRABARTI, S.; KYRIAKIDES, E.; PMU Measurement Uncertainty Considerations in WLS State Estimation. Power Systems, IEEE Transactions on, v. 24, p. 1062 – 1071, Mai. 2009.

[46] GJELSVIK, A.; AAM, S.; HOLTEN, L.; Hachtel's Augmented Matrix Method – A Rapid Method Improving Numerical Stability In Power System Static State Estimation. *IFAC International Symposium in Power System and Power Plant Control*, Seul, Korea, Ago. 1989.

[47] PHADKE, A. G.; KASZTEBBY, B.; Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 24, No. 1, p. 89 – 95, Jan. 2009.

[48] CHENG, Y.; HU, X.; GOU, B.; A New State Estimation Using Synchronized Phasor Measurements. *Circuits and Systems, 2008 ISCAS 2008 IEEE International Symposium on*, p. 2817 – 2820 , Mai. 2008.

[49] CHEN, F.; HAN, X.; PAN, Z. et al. State Estimation Model and Algorithm Including PMU. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008 Third International Conference on*, p. 1097 – 1102, Abr. 2008.

[50] PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; NUQUI, R. F. et al. Recent Developments in State Estimation with Phasor Measurements. *Power Systems Conference and Exposition IEEE/PES*, p. 1 – 7, Mar. 2009.

[51] HURTGEN, M.; MAUN, J. P.; Advantages of Power System State Estimation Using PMU. *16th PSCC*, Glasgow, Scotland, Jul. 14 – 18, 2008.

[52] BEI, X.; YOON, Y. J.; ABUR, A.; Optimal Placement and Utilization of Phasor Measurements for State Estimation. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004*.

[53] EMAMI, R.; ABUR, A.; GALVAN, F.; Optimal Placement of Phasor Measurements for Enhanced State Estimation: A Case Study. *16th PSCC*, Glasgow, Scotland, Jul. 14 – 18, 2008.

[54] ABUR, A.; ZHU, J.; Bad Data Identification When Using Phasor Measurements. *IEEE Power Tech, Lausanne*, p. 1676 – 1681, Jul. 2007.

[55] JAIN, A.; SHIVAKUMAR, N. R.; Phasor measurements in Dynamic State Estimation of Power Systems. *TENCON 2008 IEEE Region 10 Conference*, p. 1 – 6, Nov. 2008.

[56] KEMA; “Metrics for Determining The Impact of Phasor Measurements on Power System State Estimation”, Mar, 2006.

[57] MANN JR, L.; “Applied Engineering Statistics for Practicing Engineers”, Barnes & Noble Inc, New York, 1970.

[58] IEEE, “Standard for Synchrophasors for Power Systems”, IEEE C37.118. New York, 2005.

[59] MADANI, V.; NOVOSEL, D.; Guidelines for Synchronization Techniques – Accuracy and Availability. North American Synchrophasor Initiative (NASPI), Performance and Standard Task Team (PSTT), http://www.naspi.org/resources/pstt/guidelines_for_synchronization_techniques_12-30-2008.pdf em 15/11/2009.

[60] KOMARNICKI, P.; DZIENIS, C.; STYCZYNSKI, Z. A.; Practical experience with PMU system testing and calibration requirements. *IEEE Power and Energy Society General Meeting –*

Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, p. 1 – 5, Jul. 2008.

[61] SYKES, J.; PREMERLANI, W.; KASZTENNY, B. et al. Synchrophasors: A primer and Practical Applications. Clemson Power Systems Conference, Clemson, SC, Mar. 2007.

[62] DONOLO, M. A.; DENTENO, V. A.; Accuracy limits for Synchrophasor measurement and the IEEE standard. Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 23, p. 504 – 505, Jan. 2008.

[63] MARTIN, K. E.; HAUER, J. F.; FARIS, T. J.; PMU testing and Installation Considerations at Bonneville Power Administration. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, p. 1 – 6, Jun. 2007.

[64] MARTIN, K. E.; HAMAI, D.; ADAMIAK, M. G. et al. Exploring the IEEE standard C37.118 – 2005 Synchrophasors for Power Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 23, No. 4, Out. 2008

[65] MARTIN, K. E.; BENMOUYAL, G.; ADAMIAK, M. G. et al. IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 13, No. 1, Jan. 1998.

[66] HU, Y.; NOVOSEL, D.; Progress in PMU tenting and calibration. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT Third International Conference on, p. 150 – 155, Abr. 2008.

[67] HUANG, Z.; KASZTENNY, B.; MADANI, V. et al. Performance evaluation of Phasor measurement Systems. IEEE Power Engineering Society General Meeting 2008, Pittsburgh, PA, 2008.

[68] A. Papoulis, “Probability, Random Variables, and Stochastic Processes”, McGraw-Hill, 1965.

[69] ZHONG, S.; ABUR, A.; Combined State Estimation and Measurement Calibration. IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, No. 1, Fev. 2005.

[70] EIPP, Performance Requirements Task Team: “Performance requirements: phase angle installation issues”.

[71] WEEKES, M. A.; PMU challenges and performance issues. IEEE Power Engineering Society General Meeting, p. 1 – 4, Jun. 2007.

[72] MELIPOULOS, A. P.; MADANI, V.; NOVOSEL, D. et al. Synchrophasor measurement accuracy characterization, North American Synchrophasor Initiative Performance and Standards Task Team, Ago. 2007.

[73] MEYER, B. T.; “Estudo da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada e seus Impactos no Sistema Elétrico da Eletrosul”, Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSC, Florianópolis, SC, 2006.

[74] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 13.2 – Requisitos de Telecomunicações”, http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_13/Submodulo%2013.2_Rev_1.0.pdf em 15/11/2009.

[75] MARTIN, K. E.; BENMOUYAL, G.; ADAMIAK, M. G. et al. IEEE Standard for Synchrophasor for Power System – Standard 1344. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 13, p. 73 – 77, Jan. 1998.

[76] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.3 – Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos”, http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_2/Submodulo%202.3_Rev_1.0.pdf em 15/11/2009.

[77] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.6 – Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção e de Telecomunicações”, http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_2/Submodulo%202.6_Rev_1.0.pdf em 15/11/2009.

[78] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 12.2 – Instalação do Sistema de Medição para Faturamento”, http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf em 15/11/2009.

[79] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.7 – Requisitos de Telesupervisão para a Operação”, http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_2/Submodulo%202.7_Rev_1.0.pdf em 15/11/2009.

[80] SIMÕES COSTA, A.; “Power System State Estimation: Orthogonal Methods for Estimation and Bad Data Processing, and Techniques for Topological Observability”, Tese apresentada para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica da Waterloo University, Ontário, Canadá, 1981.

[81] JARDIM, J.; ORGANON User Guide. Versão 1.2, p. 1 – 103, Abr. 2006..

[82] ASCHMONEIT, F. C.; PETERSON, N. M.; ADRIAN, A. C.; State Estimation With Equality Constraints. *Proceedings PICA*, p. 427 – 436, 1977.

[83] GOLUB, G. H.; VAN LOAN, C.; Matrix Computation, 2^a Edição, Ed. John Hopkins, Universidade Press. Baltimore.

[84] QUINTANA, V. H.; SCOTT, B. W.; CHIKINANI, A. Y.; Power System State Estimation With Equality Constraints. *IASTED*

Conference on High Technology in the Power Industry, Bozeman, Montana, 1986.

[85] TINNEY, W. F.; WALKER, J. W.; Direct Solution of Sparse Network Equations by Optimally Ordered Triangular Factorization. *Proceedings of the IEEE*, v. 55, p. 1801 – 1809, 1967.

[86] SIMÕES COSTA, A.; SELEME JR, S.; SALGADO, E. R. S.; Equality Constrained State Estimation via Orthogonal Row Processing Techniques. *Proceedings IFAC Electric Energy System Conference*, Rio de Janeiro, Brasil, p. 43 – 49. 1985.

[87] MONTICELLI, A.; MURARI, C. A. F.; WU, F. F.; A Hybrid State Estimator: Solving Normal Equations by Orthogonal Transformations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS – 104, p. 3460 – 3468, Dez. 1985.

[88] GU, J. W.; CLEMENTS, K. A.; KRUMPHOLZ, G. R. et al. The Solution of Ill-Conditioned Power System State Estimation Problems Via the Method of Peters and Wilkinson. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS – 102, p. 3473 – 3480, Out. 1983.

IEEE 30 BARRAS

Tabela A1.2 – Dados IEEE 30 barras.

Linhas de Transmissão				Barras											
Nf	Nt	R	X	B	N	Ip	Barra	Vesp	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pc	Qc	Shunt
1	2	0.19	5.750	5.28	1	2	Glen Lyn	1.050	260.2	-16	-50.0	50.0	0.0	0.0	00.0
1	3	0.45	16.520	4.08	2	1	Claytor	1.043	40.0	50.0	-40.0	50.0	21.7	12.7	00.0
2	4	0.57	17.370	3.68	3	0	Kurnis	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	1.2	00.0
3	4	0.13	3.790	0.84	4	0	Hancock	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	1.6	00.0
2	5	0.47	19.830	4.18	5	1	Fieldale	1.010	0.0	37.0	-40.0	40.0	94.2	19.0	00.0
2	6	0.58	17.630	3.74	6	0	Roanoke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	00.0
4	6	0.12	4.140	0.90	7	0	Blaine	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8	10.9	00.0
5	7	0.46	11.600	2.04	8	1	Reusens	1.010	0.0	37.3	-10.0	40.0	30.0	30.0	00.0
6	7	0.27	8.200	1.70	9	0	Roanoke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	00.0
6	8	0.12	4.200	0.90	10	0	Roanoke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	2.0	00.0
6	9		20.800		11	1	Roanoke	1.082	0.0	16.2	-6.0	24.0	0.0	0.0	00.0
6	10		55.600		12	0	Hancock	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.2	7.5	00.0
9	11		20.800		13	1	Hancock	1.050	0.0	10.6	-6.0	24.0	0.0	0.0	00.0
9	10		11.000		14	0	Bus 14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2	1.6	00.0
4	12		25.600		15	0	Bus 15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.2	2.5	00.0
12	13		14.000		16	0	Bus 16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	1.8	00.0
12	14	1.23	25.590		17	0	Bus 17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	5.8	00.0
12	15	0.66	13.040		18	0	Bus 18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2	0.9	00.0
12	16	0.94	19.870		19	0	Bus 19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.5	3.4	00.0
14	15	2.21	19.970		20	0	Bus 20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.7	00.0
16	17	0.52	19.230		21	0	Bus 21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.5	11.2	00.0

IEEE 57 BARRAS

Tabela A1.3 – Dados IEEE 57 barras.

Linhas de Transmissão					Barras										
Nf	Nl	R	X	B	N	Tp	Barra	Vesp	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pc	Qc	Shunt
1	2	0.83	2.80	12.90	1	2	Kanawha	1.050	300.9	-16.1	-350.	350.	55.0	17.0	00.0
2	3	2.98	8.50	8.18	2	1	Turner	1.050	0.0	-0.8	-17.	50.	3.0	30.0	00.0
3	4	1.12	3.66	3.80	3	1	Logan	1.050	40.0	-1.0	-10.	60.	41.0	21.0	00.0
4	5	6.25	13.20	2.58	4	0	Sprigg	0.0	0.0	0.0	0.	0.	0.	0.0	00.0
4	6	4.30	14.80	3.48	5	0	Bus 5	0.0	0.0	0.0	0.	0.	13.0	4.0	00.0
6	7	2.00	10.20	2.76	6	1	Beaver Ck	1.050	0.0	0.8	-8.	25.	75.0	2.0	00.0
6	8	3.39	17.30	4.70	7	0	Bus 7	0.0	0.0	0.0	0.	0.	0.	0.0	00.0
8	9	0.99	5.05	5.48	8	1	Cinch Rv	1.050	450.0	62.1	-140.	200.	150.0	22.0	00.0
9	10	3.69	16.79	4.40	9	1	Saltville	1.050	0.0	2.2	-3.	9.	121.0	26.0	00.0
9	11	2.58	8.48	2.18	10	0	Bus 10	0.0	0.0	0.0	0.	0.	5.0	2.0	00.0
9	12	6.48	29.50	7.72	11	0	Tazewell	0.0	0.0	0.0	0.	0.	0.	0.0	00.0
9	13	4.81	15.80	4.06	12	1	Glen Lyn	1.050	310.0	128.5	-150.	155.	377.0	24.0	00.0
13	14	1.32	4.34	1.10	13	0	Bus 13	0.0	0.0	0.0	0.	0.	18.0	2.3	00.0
13	15	2.69	8.69	2.30	14	0	Bus 14	0.0	0.0	0.0	0.	0.	10.5	5.3	00.0
1	15	1.78	9.10	9.88	15	0	Bus 15	0.0	0.0	0.0	0.	0.	22.0	5.0	00.0
1	16	4.54	20.60	5.46	16	0	Bus 16	0.0	0.0	0.0	0.	0.	43.0	3.0	00.0
1	17	2.38	10.80	2.86	17	0	Bus 17	0.0	0.0	0.0	0.	0.	42.0	8.0	00.0
3	15	1.62	5.30	5.44	18	0	Sprigg	0.0	0.0	0.0	0.	0.	27.2	9.8	00.0
4	18	55.50			19	0	Bus 19	0.0	0.0	0.0	0.	0.	3.3	0.6	00.0
4	18	43.00			20	0	Bus 20	0.0	0.0	0.0	0.	0.	2.3	1.0	00.0
5	6	3.02	6.41	1.24	21	0	Bus 21	0.0	0.0	0.0	0.	0.	0.	0.0	00.0

Linhas de Transmissão					Barras										
Nº	Nº	R	X	B	N	Tp	Barra	Yesp	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pg	Qc	Shunt
7	8	1.39	7.12	1.94	22	0	Bus 22	0.0	0.0	0.0	0.	0.	0.		00.0
10	12	2.77	12.62	3.28	23	0	Bus 23	0.0	0.0	0.0	0.	0.	6.3	2.1	00.0
11	13	2.23	7.32	1.88	24	0	Bus 24	0.0	0.0	0.0	0.	0.			00.0
12	13	1.78	5.80	6.04	25	0	Bus 25	0.0	0.0	0.0	0.	0.	6.3	3.2	00.0
12	16	1.80	8.13	2.16	26	0	Bus 26	0.0	0.0	0.0	0.	0.			00.0
12	17	3.97	17.90	4.76	27	0	Bus 27	0.0	0.0	0.0	0.	0.	9.3	0.5	00.0
14	15	1.71	5.47	1.48	28	0	Bus 28	0.0	0.0	0.0	0.	0.	4.6	2.3	00.0
18	19	46.10	68.50		29	0	Bus 29	0.0	0.0	0.0	0.	0.	17.0	2.6	00.0
19	20	28.30	43.40		30	0	Bus 30	0.0	0.0	0.0	0.	0.	3.6	1.8	00.0
21	20		77.67		31	0	Bus 31	0.0	0.0	0.0	0.	0.	5.8	2.9	00.0
21	22	7.36	11.70		32	0	Bus 32	0.0	0.0	0.0	0.	0.	1.6	0.8	00.0
22	23	0.99	1.52		33	0	Bus 33	0.0	0.0	0.0	0.	0.	3.8	-16	00.0
23	24	16.60	25.60	0.84	34	0	Bus 34	0.0	0.0	0.0	0.	0.			00.0
24	25		118.2		35	0	Bus 35	0.0	0.0	0.0	0.	0.	6.0	3.0	00.0
24	26		123.0		36	0	Bus 36	0.0	0.0	0.0	0.	0.			00.0
26	27		4.73		37	0	Bus 37	0.0	0.0	0.0	0.	0.			00.0
27	28	16.50	25.40		38	0	Bus 38	0.0	0.0	0.0	0.	0.	14.0	7.0	00.0
28	29	6.18	9.54		39	0	Bus 39	0.0	0.0	0.0	0.	0.			00.0
7	29	4.18	5.87		40	0	Bus 40	0.0	0.0	0.0	0.	0.			00.0
25	30		6.48		41	0	Tazewell	0.0	0.0	0.0	0.	0.	6.3	3.0	00.0
30	31	13.50	20.20		42	0	Bus 42	0.0	0.0	0.0	0.	0.	7.1	4.0	00.0

IEEE 118 BARRAS

Tabela A1.4 – Dados IEEE 118 barras.

Linhas de Transmissão				Barras											
Nf	Nt	R	X	B	N	Ip	Barra	Vesp	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pc	Qc	Shunt
1	2	1.94	5.917	5.28	1	2	Riversde	0.955		-100.	150.0	51.0	27.0	00.0	00.0
1	2	3.030	9.990	2.540	2	0	Pokagon					20.0	9.0	00.0	00.0
1	3	1.290	4.240	1.082	3	0	Hickry Ck					39.0	10.0	00.0	00.0
4	5	0.176	0.798	0.210	4	1	Nw Carlsl	0.998	-9.0	-300.	300.0	30.0	12.0	00.0	00.0
3	5	2.410	10.800	2.840	5	0	Olive					0.0	0.0	00.0	00.0
5	6	1.190	5.400	1.426	6	1	Kankakee	0.990		-13.0	50.0	52.0	22.0	00.0	00.0
6	7	0.459	2.080	0.550	7	0	Jacksn Rd					19.0	2.0	00.0	00.0
8	9	0.244	3.050	116.2	8	1	Olive	1.015	-28.0	-300.	300.0	0.0	0.0	00.0	00.0
8	5	0.000	2.670		9	0	Bequine					0.0	0.0	00.0	00.0
9	10	0.258	3.220	123.0	10	1	Breed	1.050	450.0	-147.	200.0	0.0	0.0	00.0	00.0
4	11	2.090	6.880	1.748	11	0	South Bnd					70.0	23.0	00.0	00.0
5	11	2.030	6.820	1.738	12	1	Twin Brch	0.990	85.0	-35.0	120.0	47.0	10.0	00.0	00.0
11	12	0.595	1.960	0.502	13	0	Concord					34.0	16.0	00.0	00.0
2	12	1.870	6.160	1.572	14	0	Goshen Jt					14.0	1.0	00.0	00.0
3	12	4.840	16.000	4.060	15	1	Ft Wayne	0.970		-10.0	30.0	90.0	30.0	00.0	00.0
7	12	0.862	3.400	0.874	16	0	N. E.					25.0	10.0	00.0	00.0
11	13	2.225	7.310	1.876	17	0	Sorenson					11.0	3.0	00.0	00.0
12	14	2.150	7.070	1.816	18	1	McKinley	0.973		-16.0	50.0	60.0	34.0	00.0	00.0
13	15	7.440	24.440	6.268	19	1	Lincoln	0.963		-8.0	24.0	45.0	25.0	00.0	00.0
14	15	5.950	19.500	5.020	20	0	Adams					18.0	3.0	00.0	00.0
12	16	2.120	8.340	2.140	21	0	Jav					14.0	8.0	00.0	00.0

Linhas de Transmissão					Barras										
Nf	Nt	R	X	B	N	Tp	Barra	Vesp	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pg	Qc	Shunt
15	17	1.320	4.370	4.440	22	0	Randolph						10.0	5.0	00.0
16	17	4.540	18.010	4.660	23	0	Coil Cmr						7.0	3.0	00.0
17	18	1.230	5.050	1.298	24	1	Trenton	0.992	-13.0	-300.	300.0	0.0	0.0	0.0	00.0
18	19	1.119	4.930	1.142	25	1	Tannrs Ck	1.050	220.0	-47.0	140.0	0.0	0.0	00.0	00.0
19	20	2.520	11.700	2.980	26	1	Tannrs Ck	1.015	314.0	-999.	1000.	0.0	0.0	00.0	00.0
15	19	1.200	3.940	1.010	27	1	Madison	0.968	-9.0	-300.	300.0	62.0	13.0	00.0	00.0
20	21	1.830	8.490	2.160	28	0	Mulin						17.0	7.0	00.0
21	22	2.090	9.700	2.460	29	0	Grant						24.0	4.0	00.0
22	23	3.420	15.900	4.040	30	0	Sorenson						0.0	0.0	00.0
23	24	1.350	4.920	4.980	31	1	Deer Crk	0.967	7.0	-300.	300.0	43.0	27.0	00.0	00.0
23	25	1.560	8.000	8.640	32	1	Delaware	0.964		-14.0	42.0	59.0	23.0	00.0	00.0
26	25	0.000	3.820		33	0	Haviland						23.0	9.0	00.0
25	27	3.180	16.300	17.64	34	1	Rockhill	0.986		-8.0	24.0	59.0	26.0	00.0	00.0
27	28	1.913	8.550	2.160	35	0	West Lima						33.0	9.0	00.0
28	29	2.370	9.430	2.380	36	1	String	0.980		-8.0	24.0	31.0	17.0	00.0	00.0
30	17	0.000	3.880		37	0	East Lima						0.0	0.0	00.0
8	30	0.431	5.040	51.40	38	0	East Lima						0.0	0.0	00.0
26	30	0.799	8.600	90.80	39	0	Nw Liberty						27.0	11.0	00.0
17	31	4.740	15.630	3.990	40	1	West End	0.970	-46.0	-300.	300.0	20.0	23.0	00.0	00.0
29	31	1.080	3.310	0.830	41	0	S. Tiffin						37.0	10.0	00.0
23	32	3.170	11.530	11.73	42	1	Howard	0.985	-59.0	-300.	300.0	37.0	23.0	00.0	00.0

Linhas de Transmissão					Barras										
Nf	Nt	R	X	B	N	Ip	Barra	Vesp	Pg	Qg	Qgmin	Qgmáx	Pc	Qc	Shunt
31	32	2.980	9.850	2.510	43	0	S. Kenton						18.0	7.0	00.0
27	32	2.290	7.550	1.926	44	0	WNVernon						16.0	8.0	00.0
15	33	3.800	12.440	3.194	45	0	N.Newark						53.0	22.0	00.0
19	34	7.520	24.700	6.320	46	1	W. Lanest	1.005	19.0	-100.	100.0		28.0	10.0	00.0
35	36	0.224	1.020	0.268	47	0	Crooksvl						34.0	0.0	00.0
35	37	1.100	4.970	1.318	48	0	Zanesvl						20.0	11.0	00.0
33	37	4.150	14.200	3.660	49	1	Philo	1.025	204.0	-85.0	210.0		87.0	30.0	00.0
34	36	0.871	2.680	0.568	50	0	W Cambrdg						17.0	4.0	00.0
34	37	0.256	0.940	0.984	51	0	Newcmrst						17.0	8.0	00.0
38	37	0.000	3.750		52	0	S Coshoct						18.0	5.0	00.0
37	39	3.210	10.600	2.700	53	0	Wooster						23.0	11.0	00.0
37	40	5.930	16.800	4.200	54	1	Torrey	0.955	48.0	-300.	300.0		113.0	32.0	00.0
30	38	0.464	5.400	4.2.20	55	1	Wagenhis	0.952		-8.0	23.0		63.0	22.0	00.0
39	40	1.840	6.050	1.552	56	1	Sunnysde	0.954		-8.0	15.0		84.0	18.0	00.0
40	41	1.450	4.870	1.222	57	0	WNwPhil1						12.0	3.0	00.0
40	42	5.550	18.300	4.660	58	0	WNwPhil2						12.0	3.0	00.0
41	42	4.100	13.500	3.440	59	1	Tidd	0.985	155.0	-60.0	180.0		277.0	113.0	00.0
43	44	6.080	24.540	6.068	60	0	SWKammer						78.0	3.0	00.0
34	43	4.130	16.810	4.226	61	1	W. Kammer	0.995	160.0	-100.	300.0		0.0	0.0	00.0
44	45	2.240	9.010	2.240	62	1	Natrium	0.998		-20.0	20.0		77.0	14.0	00.0
45	46	4.000	13.560	3.320	63	0	Tidd						0.0	0.0	00.0

Linhas de Transmissão					Barras										
Nf	Nt	R	X	B	N	Tp	Barra	Vesp	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pg	Qc	Shunt
46	47	3.800	12.700	3.160	64	0	Kammer								
46	48	6.010	18.900	4.720	65	1	Muskungum	1.005	391.0	-67.0	200.0	0.0	0.0	0.0	00.0
47	49	1.910	6.250	1.604	66	1	Muskungum	1.050	392.0	-67.0	200.0	39.0	18.0	00.0	
42	49	3.575	16.15	17.20	67	0	Sumnerfl						28.0	7.0	00.0
45	49	6.840	18.600	4.440	68	0	Sporn						0.0	0.0	00.0
48	49	1.790	5.050	1.258	69	1	Sporn	1.035	516.4	-300.	300.0	0.0	0.0	00.0	
49	50	2.670	7.520	1.874	70	1	Portsmth	0.984		-10.0	32.0	66.0	20.0	00.0	
49	51	4.860	13.700	3.420	71	0	NPortsmt						0.0	0.0	00.0
51	52	2.030	5.880	1.396	72	1	Hillsbro	0.980	-12.0	-100.	100.0	0.0	0.0	00.0	
52	53	4.050	16.350	4.058	73	1	Sargents	0.991	-6.0	-100.	100.0	0.0	0.0	00.0	
53	54	2.630	12.200	3.100	74	1	Belleft	0.958		-6.0	9.0	68.0	27.0	00.0	
49	54	3.967	14.50	14.68	75	0	Sth Point						47.0	11.0	00.0
54	55	1.690	7.070	2.020	76	1	Darrah	0.943		-8.0	23.0	68.0	36.0	00.0	
54	56	0.275	0.955	0.732	77	1	Turner	1.006		-20.0	70.0	61.0	28.0	00.0	
55	56	0.488	1.510	0.374	78	0	Chemical						71.0	26.0	00.0
56	57	3.430	9.660	2.420	79	0	Capitl Hl						39.0	32.0	00.0
50	57	4.740	13.400	3.320	80	1	Cahn Crk	1.040	477.0	-165.	280.0	130.0	26.0	00.0	
56	58	3.430	9.660	2.420	81	0	Kanawtha						0.0	0.0	00.0
51	58	2.550	7.190	1.788	82	0	Logan						54.0	27.0	00.0
54	59	5.030	22.930	5.980	83	0	Spring						20.0	10.0	00.0
56	59	4.070	12.24	11.05	84	0	Betsv Lne						11.0	7.0	00.0

Linhas de Transmissão					Barras										
Nf	Nt	R	X	B	N	Ip	Barra	Vesp	Pg	Qg	Qgmin	Qgmax	Pc	Qc	Shunt
55	59	4.739	21.580	5.646	85	1	Beaver Ck	0.985		-8.0	23.0	24.0	15.0	00.0	
59	60	3.170	14.500	3.760	86	0	Hazard					21.0	10.0	00.0	
59	61	3.280	15.000	3.880	87	1	Pineville	1.015	4.0	-100.	1000.	0.0	0.0	00.0	
60	61	0.264	1.350	1.456	88	0	Fremont					48.0	10.0	00.0	
60	62	1.230	5.610	1.468	89	1	Clinch Rv	1.005	607.0	-210.	300.0	0.0	0.0	00.0	
61	62	0.824	3.760	0.980	90	1	Holston	0.985	-85.0	-300.	300.0	78.0	42.0	00.0	
63	59	0.000	3.860		91	1	Holston T	0.980	-10.0	-100.	100.0	0.0	0.0	00.0	
63	64	0.172	2.000	21.60	92	1	Saltville	0.993		-3.0	9.0	65.0	10.0	00.0	
64	61	0.000	2.680		93	0	Tazewell					12.0	7.0	00.0	
38	65	0.901	9.860	104.6	94	0	Switchbk					30.0	16.0	00.0	
64	65	0.269	3.020	38.00	95	0	Caldwell					42.0	31.0	00.0	
49	66	0.900	4.59	4.96	96	0	Baileysv					38.0	15.0	00.0	
62	66	4.820	21.800	5.780	97	0	Sundial					15.0	9.0	00.0	
62	67	2.580	11.700	3.100	98	0	Bradley					34.0	8.0	00.0	
65	66	0.000	3.700		99	1	Hinton	1.010	-42.0	-100.	100.0	0.0	0.0	00.0	
66	67	2.240	10.150	2.682	100	1	Glen Lyn	1.017	252.0	-50.0	155.0	37.0	18.0	00.0	
65	68	0.138	1.600	63.80	101	0	Wythe					22.0	15.0	00.0	
47	69	8.440	27.780	7.092	102	0	Smythe					5.0	3.0	00.0	
49	69	9.850	32.400	8.280	103	1	Claytor	1.001	40.0	-15.0	40.0	23.0	16.0	00.0	
68	69	0.000	3.700		104	1	Hancock	0.971		-8.0	23.0	38.0	25.0	00.0	
69	70	3.000	12.700	12.20	105	1	Roanoke	0.965		-8.0	23.0	31.0	26.0	00.0	

