

Universidade Federal de Juiz de Fora  
Faculdade de Engenharia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Tamiris Gomes Moreira**

**Uma Nova Metodologia para Detecção e Identificação de Erros Grosseiros  
em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Unidades de  
Medição Fasorial Sincronizada**

Juiz de Fora

2016

**Tamiris Gomes Moreira**

**Uma Nova Metodologia para Detecção e Identificação de Erros Grosseiros  
em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Unidades de  
Medição Fasorial Sincronizada**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Professor José Luiz Rezende Pereira

Juiz de Fora

2016

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Moreira, Tamiris.

Uma Nova Metodologia para Detecção e Identificação de Erros Grosseiros em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Unidades de Medição Fasorial Sincronizada / Tamiris Gomes Moreira. – 2016.

157 f. : il.

Orientador: Professor José Luiz Rezende Pereira

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.

1. Erros Grosseiros. 2. Estimação de Estados. 3. Unidade de Medição Fasorial (PMU). 4. Sistemas de Distribuição. I. Pereira, José Luiz Rezende, orient. II. Título.

Tamiris Gomes Moreira

**Uma Nova Metodologia para Detecção e Identificação de Erros Grosseiros em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Unidades de Medição Fasorial Sincronizada**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 10/03/2016

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Professor José Luiz Rezende Pereira  
Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza  
Universidade Federal Fluminense

---

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Dr. Paulo Augusto Nepomuceno Garcia  
Universidade Federal de Juiz de Fora

## AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Aparecida, e a minha avó, Neuza, por me acolherem sempre de braços abertos quando o caminho aparentava-se tortuoso e por me incentivarem imensamente nesta etapa. Tenham a certeza: se cheguei até aqui a conquista também é de vocês!

Aos meus tios, Cláudio Gomes e Maria do Perpétuo, pelo carinho e pelos conselhos.

Aos verdadeiros mestres e excelentes profissionais que compartilharam seus conhecimentos e experiências, contribuindo para a minha formação, não somente como profissional, mas também como ser humano. Em especial, ao professor José Luiz Rezende Pereira, pela orientação neste trabalho, pela confiança em minha capacidade e pelo total incentivo e, aos demais mestres, Ivo Chaves da Silva Junior, Leonardo Willer de Oliveira e Edimar José de Oliveira.

Aos amigos Igor Delgado, Frederico Tassi, Ricardo Viol e Camile Aredes, pelo companheirismo.

Aos meus amigos, que sonharam junto comigo e entendiam quando os compromissos da Pós-Graduação tornavam-se uma prioridade. Obrigada pela paciência!

Ao colega de Pós-Graduação Bráulio de Oliveira, por disponibilizar o programa de estimação de estados necessário para a aplicação da metodologia proposta nessa dissertação.

Ao LABSPOT - Laboratório de Sistemas de Potência, pelo suporte técnico.

À CAPES e ao PPEE pelo apoio financeiro para o desenvolvimento desta pesquisa.

*"Eu tentei noventa e nove vezes e falhei, mas na centésima tentativa eu consegui. Nunca desista de seus objetivos mesmo que esses pareçam impossíveis, a próxima tentativa pode ser a vitoriosa."*

Albert Einstein

## RESUMO

Esta dissertação apresenta uma nova metodologia para detecção e identificação de erros grosseiros no processo de estimação de estados para sistemas de distribuição de energia elétrica com topologia radial, usando Unidades de Medição Fasorial, conhecidas como PMUs (*Phasor Measurement Units*). O algoritmo de estimação de estados considera todas as correntes passantes nas linhas do sistema, expressas em coordenadas retangulares, como estados a serem estimados. Os valores medidos serão fasores de tensão e corrente adquiridos pelas PMUs. A fim de restaurar a observabilidade do sistema com poucas unidades de medição serão considerados dados históricos de potência ativa/reactiva demandada para as barras não monitoradas por PMUs, disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica. Esses valores serão considerados como restrições de desigualdade variando entre limites mínimos e máximos em um problema de otimização não linear cujo objetivo é minimizar a soma dos quadrados dos resíduos, sendo esses a diferença entre o valor da grandeza medida pela PMU e o seu correspondente valor estimado, ponderado por suas respectivas covariâncias. Baseado nos valores de corrente estimados, outras grandezas elétricas podem ser calculadas utilizando leis de *Kirchhoff*.

Considerando a topologia radial dos alimentadores de distribuição, a proposta para o processamento de erros grosseiros consiste na divisão da rede elétrica com topologia radial em vários subsistemas, visando reduzir o esforço computacional associado ao processo de estimação de estados. A metodologia apresentada será dividida e abordada em duas etapas. A primeira se refere à detecção de erros grosseiros, sendo avaliada pelo valor da FOB para cada subsistema, onde valores acima de um determinado valor limítrofe preestabelecido para cada uma das FOBs indicam a presença de medidas com erros grosseiros. Já a segunda, baseia-se na identificação da PMU responsável por adquirir medições com erros grosseiros e pauta-se na abordagem por barras fictícias, barras estas em que a potência demandada é nula. Os resultados obtidos são validados através do uso de sistemas testes encontrados na literatura. O problema de otimização é solucionado pelo Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method*).

Palavras-chave: Detecção e Identificação de Erros Grosseiros; Estimação de Estados; Sincrofasores; Sistemas de Distribuição; *Smart Grids*.

## ABSTRACT

This dissertation presents a novel methodology for bad data detection and identification in the State Estimation process for electrical power distribution systems with radial topology, using Phasor Measurement Units (PMUs). The state estimation algorithm considers all branch currents of the system, expressed in rectangular coordinates, as states to be estimated. The measured values will be phasors acquired by the PMUs. In order to make the system fully observable with few measurement units, it will be considered historical data of active/reactive power demand for the non-monitored buses, provided by the electrical utilities. These values will be considered as inequality constraints varying between minimum and maximum limits in a non-linear optimization problem which aims to minimize the sum of the squared of the residuals considering the residual being the difference between the measured values by the PMUs and their corresponding estimated values, weighted by its corresponding covariances. Based on the estimated branch currents values, other electrical quantities can be calculated by Kirchhoff's laws.

Considering the radial topology, the proposed approach for the bad data processing consists on the electrical network partitioning into various subsystems, which aims to reduce the computational effort associated to the states estimation process. The methodology presented in this work for bad data processing will be divided and implemented into two steps. The first part refers to the bad data detection and it is evaluated by the objective function value for each subsystem, in which high values indicate the presence of bad data. The second part relies on the identification of the PMU which is responsible for acquisitioning bad data and it is addressed in two different ways. The first one is addressed for a single subsystem (single feeder) and is based on the creation of fictitious buses, which will be buses with null power demand. The obtained results are validated by using test systems found in the literature. The optimization problem is solved by the Safety Barrier Interior Point Method.

Key-words: Bad Data Detection and Identification; State Estimation; Synchrophasors; Distribution Systems; Smart Grids.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação de um sistema de distribuição radial hipotético de 19 barras. . . . .	26
Figura 2 – Representação de um sistema de distribuição radial hipotético de 19 barras dividido em subsistemas. . . . .	26
Figura 3 – Limites máximos e mínimos para potência demandada(kW). . . . .	32
Figura 4 – Fluxograma da metodologia apresentada para estimação de estados neste trabalho. . . . .	34
Figura 5 – Fluxograma para definição dos valores limítrofes das FOBs. . . . .	38
Figura 6 – Representação de um sistema de distribuição radial hipotético de 12 barras dividido em dois subsistemas. . . . .	40
Figura 7 – Subsistema 1 . . . . .	40
Figura 8 – Subsistema 2 . . . . .	40
Figura 9 – Detecção de subsistemas com erros grosseiros via análise das múltiplas funções objetivo. . . . .	41
Figura 10 – Representação do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado para monitoração de um único trecho. . . . .	44
Figura 11 – Representação de uma PMU na barra $k$ e das barras fictícias que a monitora. . . . .	45
Figura 12 – Fluxograma de identificação de erros grosseiros através do uso de barras fictícias. . . . .	47
Figura 13 – Representação do sistema tutorial de 10 barras. . . . .	50
Figura 14 – Representação do sistema tutorial de 10 barras com inclusão de barras fictícias e divisão em subsistemas. . . . .	51
Figura 15 – Módulo das tensões nodais obtidas para o sistema tutorial de 10 barras equilibrado - Fase $a$ , $b$ e $c$ . . . . .	52
Figura 16 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema tutorial de 10 barras equilibrado - Fase $a$ . . . . .	52
Figura 17 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema tutorial de 10 barras equilibrado - Fase $b$ . . . . .	53
Figura 18 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema tutorial de 10 barras equilibrado - Fase $c$ . . . . .	53
Figura 19 – Potência ativa obtida para o sistema tutorial de 10 barras - Fases $a$ , $b$ e $c$ . . . . .	54
Figura 20 – Potência reativa obtida para o sistema tutorial de 10 barras - Fases $a$ , $b$ e $c$ . . . . .	54
Figura 21 – Teste 1: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras. . . . .	56
Figura 22 – Teste 2: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 - Sistema de 10 barras. . . . .	58

Figura 23 – Teste 3: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras. . . . .	59
Figura 24 – Teste 4: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema de 10 barras. . . . .	60
Figura 25 – Teste 5: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras. . . . .	61
Figura 26 – Teste 6: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras. . . . .	62
Figura 27 – Teste 7: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras. . . . .	63
Figura 28 – Teste 8: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 - Sistema de 10 barras. . . . .	64
Figura 29 – Teste 9: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 - Sistema de 10 barras. . . . .	65
Figura 30 – Teste 10: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema de 10 barras. . . . .	67
Figura 31 – Teste 11: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema de 10 barras. . . . .	68
Figura 32 – Teste 12: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema de 10 barras. . . . .	69
Figura 33 – Teste 13: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 - Sistema de 10 barras. . . . .	70
Figura 34 – Representação do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado. . . . .	71
Figura 35 – Representação do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado com a inclusão de barras fictícias e divisão em subsistemas. . . . .	71
Figura 36 – Representação do subsistema 1 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado. . . . .	72
Figura 37 – Representação do subsistema 2 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado. . . . .	72
Figura 38 – Representação do subsistema 3 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado. . . . .	72
Figura 39 – Representação do subsistema 4 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado. . . . .	72
Figura 40 – Representação do subsistema 5 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado. . . . .	72
Figura 41 – Módulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fase <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> . . . . .	73
Figura 42 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fase <i>a</i> . . . . .	74

Figura 43 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fase <i>b</i> . . . . .	74
Figura 44 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fase <i>c</i> . . . . .	75
Figura 45 – Potência ativa obtida para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> . . . . .	75
Figura 46 – Potência reativa obtida para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> . . . . .	76
Figura 47 – Teste 1: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	79
Figura 48 – Teste 2: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 3 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	81
Figura 49 – Teste 3: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 4 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	84
Figura 50 – Teste 4: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1, 2 e 5 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	86
Figura 51 – Teste 5: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	88
Figura 52 – Teste 6: Detecção de erros grosseiros no subsistema 3 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	90
Figura 53 – Teste 7: Detecção de erros grosseiros no subsistema 4 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	92
Figura 54 – Teste 8: Detecção de erros grosseiros no subsistema 5 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	94
Figura 55 – Teste 9: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 4 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	95
Figura 56 – Teste 10: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1, 2 e 5 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	96
Figura 57 – Teste 11: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1, 3 e 4 - Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	98
Figura 58 – Representação do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	99
Figura 59 – Representação do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado dividido em subsistemas. . . . .	100
Figura 60 – Representação do subsistema 1 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	100
Figura 61 – Representação do subsistema 2 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	100
Figura 62 – Representação do subsistema 3 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	101

Figura 63 – Representação do subsistema 4 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	101
Figura 64 – Representação do subsistema 5 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	101
Figura 65 – Representação do subsistema 6 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	101
Figura 66 – Representação do subsistema 7 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	101
Figura 67 – Representação do subsistema 8 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	102
Figura 68 – Representação do subsistema 9 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	102
Figura 69 – Representação do subsistema 10 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	102
Figura 70 – Representação do subsistema 11 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado. . . . .	102
Figura 71 – Módulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fase <i>a, b e c</i> . . . . .	103
Figura 72 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fase <i>a</i> . . . . .	104
Figura 73 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fase <i>b</i> . . . . .	104
Figura 74 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fase <i>c</i> . . . . .	105
Figura 75 – Potência ativa obtida para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fases <i>a, b e c</i> . . . . .	105
Figura 76 – Potência reativa obtida para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fases <i>a, b e c</i> . . . . .	106
Figura 77 – Teste 1: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	108
Figura 78 – Teste 2: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 5 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	109
Figura 79 – Teste 3: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 6 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	111
Figura 80 – Teste 4: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1, 2 e 7 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	112
Figura 81 – Teste 5: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 2 e 8 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	113

Figura 82 – Teste 6: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 2, 3 e 9 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	114
Figura 83 – Teste 7: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 3 e 10 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	115
Figura 84 – Teste 8: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 3 e 4 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	116
Figura 85 – Teste 9: Detecção de erros grosseiros no subsistema 4 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	117
Figura 86 – Teste 10: Detecção de erros grosseiros no subsistema 5 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	118
Figura 87 – Teste 11: Detecção de erros grosseiros no subsistema 6 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	119
Figura 88 – Teste 12: Detecção de erros grosseiros no subsistema 7 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	120
Figura 89 – Teste 13: Detecção de erros grosseiros no subsistema 8 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	121
Figura 90 – Teste 14: Detecção de erros grosseiros no subsistema 9 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	122
Figura 91 – Teste 15: Detecção de erros grosseiros no subsistema 7 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	123
Figura 92 – Teste 16: Detecção de erros grosseiros no subsistema 6 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	124
Figura 93 – Teste 17: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2, 8 e 10 - Sistema IEEE 70 barras modificado. . . . .	125
Figura 94 – Primeiro protótipo de uma PMU construída pelo Laboratory at Virginia Tech. . . . .	135
Figura 95 – Estrutura da estimação de estado de um SEP. . . . .	138

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2 – Barras Fictícias Associadas a cada PMU para o Sistema de 10 Barras.	51
Tabela 3 – Valores Limítrofes para as FOBs sem Erros Grosseiros - Sistema Tutorial de 10 Barras. . . . .	55
Tabela 4 – Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema Tutorial de 10 Barras. . . . .	55
Tabela 5 – Teste 1: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	57
Tabela 6 – Teste 2: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	58
Tabela 7 – Teste 3: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	59
Tabela 8 – Teste 4: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	60
Tabela 9 – Teste 5: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	61
Tabela 10 – Teste 6: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	62
Tabela 11 – Teste 6: Erros Quadráticos das Parcelas de Tensão nas Barras com PMU - Sistema de 10 Barras. . . . .	63
Tabela 12 – Teste 7: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	64
Tabela 13 – Teste 8: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	65
Tabela 14 – Teste 9: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	66
Tabela 15 – Teste 9: Erros Quadráticos das Parcelas de Tensão nas Barras com PMU - Sistema de 10 Barras. . . . .	66
Tabela 16 – Teste 10: Erros Quadráticos das Parcelas de Correntes Injetadas nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	67
Tabela 17 – Teste 11: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	68
Tabela 18 – Teste 12: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	69
Tabela 19 – Teste 12: Erros Quadráticos das Parcelas de Tensão nas Barras com PMU - Sistema de 10 Barras. . . . .	69
Tabela 20 – Teste 13: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras. . . . .	70

Tabela 21 – Barras Fictícias Associada a cada PMU para o Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	73
Tabela 22 – Valores Limítrofes para as FOBs sem Erros Grosseiros - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	76
Tabela 23 – Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	77
Tabela 24 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase <i>a</i> . . . . .	78
Tabela 25 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase <i>b</i> . . . . .	78
Tabela 26 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase <i>c</i> . . . . .	78
Tabela 27 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase <i>a</i> . . . . .	78
Tabela 28 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase <i>b</i> . . . . .	78
Tabela 29 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase <i>c</i> . . . . .	78
Tabela 30 – Teste 1: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	79
Tabela 31 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase <i>a</i> . . . . .	80
Tabela 32 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase <i>b</i> . . . . .	80
Tabela 33 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase <i>c</i> . . . . .	80
Tabela 34 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase <i>a</i> . . . . .	80
Tabela 35 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase <i>b</i> . . . . .	80
Tabela 36 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase <i>c</i> . . . . .	80
Tabela 37 – Teste 2: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	82
Tabela 38 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase <i>a</i> . . . . .	82
Tabela 39 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase <i>b</i> . . . . .	82
Tabela 40 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase <i>c</i> . . . . .	83
Tabela 41 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase <i>a</i> . . . . .	83
Tabela 42 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase <i>b</i> . . . . .	83
Tabela 43 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase <i>c</i> . . . . .	83
Tabela 44 – Teste 3: Erros Quadráticos das Parcelas de Correntes Injetadas nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	84
Tabela 45 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase <i>a</i> . . . . .	84
Tabela 46 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase <i>b</i> . . . . .	85
Tabela 47 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase <i>c</i> . . . . .	85
Tabela 48 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase <i>a</i> . . . . .	85
Tabela 49 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase <i>b</i> . . . . .	85
Tabela 50 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase <i>c</i> . . . . .	85
Tabela 51 – Teste 4: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	86
Tabela 52 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase <i>a</i> . . . . .	87

Tabela 53 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase <i>b</i> . . . . .	87
Tabela 54 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase <i>c</i> . . . . .	87
Tabela 55 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase <i>a</i> . . . . .	87
Tabela 56 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase <i>b</i> . . . . .	87
Tabela 57 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase <i>c</i> . . . . .	88
Tabela 58 – Teste 5: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	88
Tabela 59 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase <i>a</i> . . . . .	89
Tabela 60 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase <i>b</i> . . . . .	89
Tabela 61 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase <i>c</i> . . . . .	89
Tabela 62 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase <i>a</i> . . . . .	89
Tabela 63 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase <i>b</i> . . . . .	89
Tabela 64 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase <i>c</i> . . . . .	90
Tabela 65 – Teste 6: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	90
Tabela 66 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase <i>a</i> . . . . .	91
Tabela 67 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase <i>b</i> . . . . .	91
Tabela 68 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase <i>c</i> . . . . .	91
Tabela 69 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase <i>a</i> . . . . .	91
Tabela 70 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase <i>b</i> . . . . .	91
Tabela 71 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase <i>c</i> . . . . .	92
Tabela 72 – Teste 7: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	92
Tabela 73 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase <i>a</i> . . . . .	93
Tabela 74 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase <i>b</i> . . . . .	93
Tabela 75 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase <i>c</i> . . . . .	93
Tabela 76 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase <i>a</i> . . . . .	93
Tabela 77 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase <i>b</i> . . . . .	93
Tabela 78 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase <i>c</i> . . . . .	94
Tabela 79 – Teste 8: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	95
Tabela 80 – Teste 9: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	96
Tabela 81 – Teste 10: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	97
Tabela 82 – Teste 13: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado. . . . .	98
Tabela 83 – Barras Fictícias Associadas a cada PMU para o Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	103



Tabela 84 – Valores Limítrofes para as FOBs sem Erros Grosseiros - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	106
Tabela 85 – Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias e Barras de Passagem - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	107
Tabela 86 – Teste 1: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	109
Tabela 87 – Teste 2: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	110
Tabela 88 – Teste 3: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	111
Tabela 89 – Teste 4: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	112
Tabela 90 – Teste 5: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	113
Tabela 91 – Teste 6: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	114
Tabela 92 – Teste 7: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	115
Tabela 93 – Teste 8: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	116
Tabela 94 – Teste 9: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	117
Tabela 95 – Teste 10: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	118
Tabela 96 – Teste 11: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	119
Tabela 97 – Teste 12: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	120
Tabela 98 – Teste 13: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	121
Tabela 99 – Teste 14: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	122
Tabela 100 – Teste 15: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	123
Tabela 101 – Teste 16: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	124
Tabela 102 – Teste 16: Erros Quadráticos das Parcelas de Tensão nas Barras com PMU - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	125

Tabela 103–Teste 17: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado. . . . .	126
Tabela 104–Tempo Computacional (Segundos) . . . . .	126
Tabela 105–Testes Realizados . . . . .	146
Tabela 106–Dados de Barra do Sistema Tutorial 10 Barras . . . . .	148
Tabela 107–Dados de Impedância Própria do Sistema Tutorial de 10 Barras . . . .	148
Tabela 108–Dados de Barra do Sistema IEEE 33 Barras Modificado . . . . .	149
Tabela 109–Dados de Impedância Própria do Sistema IEEE 33 Barras Modificado .	150
Tabela 110–Dados de Impedância Mútua do Sistema IEEE 33 Barras Modificado .	151
Tabela 111–Dados de Barra do Sistema IEEE 70 Barras Modificado . . . . .	152
Tabela 112–Dados de Impedância Própria do Sistema IEEE 70 Barras Modificado .	154
Tabela 113–Dados de Impedância Mútua do Sistema IEEE 70 Barras Modificado .	156

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BDS	<i>Bad Data Suppression</i>
COS	Centros de Operação do Sistema
EE	Estimador de Estados
FOB	Função Objetivo
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MPI	Método de Pontos Interiores
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PNL	Programação Não Linear
PPEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
RNA	Rede Neural Artificial
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisitions</i>
SEE	Sistemas Elétricos de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFTB-IPM	<i>Safety Barrier Interior Point Method</i>
SPMS	<i>Synchronized Phasor Measurement Systems</i>
TVE	<i>Total Vector Error</i>
UTRs	Unidades Terminais Remotas

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>12</b>
1.1	Caracterização do Trabalho . . . . .	12
1.2	Motivação e Objetivos do Trabalho . . . . .	15
1.3	Publicações Decorrentes . . . . .	17
1.4	Estruturação do Trabalho . . . . .	17
1.5	Conclusões Parciais . . . . .	18
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA . . . . .</b>	<b>19</b>
2.1	Detecção e Identificação de Erros Grosseiros nos Sistemas de Transmissão de Energia . . . . .	19
2.2	Detecção e Identificação de Erros Grosseiros nos Sistemas de Distribuição de Energia . . . . .	22
2.3	Conclusões Parciais . . . . .	24
<b>3</b>	<b>O ESTIMADOR DE ESTADOS UTILIZADO . . . . .</b>	<b>25</b>
3.1	Estratégia para Alocação das PMUs . . . . .	25
3.2	Descentralização do Sistema . . . . .	26
3.3	Vetor de Estados do Sistema . . . . .	27
3.4	Vetor de Medidas . . . . .	28
3.5	Valores Calculados em Função dos Estados Estimados . . . . .	29
3.6	Função Objetivo . . . . .	31
3.7	Restrições de Desigualdade . . . . .	32
3.8	Fluxograma da Metodologia Adotada para a Estimação de Es- tados . . . . .	33
3.9	Conclusões Parciais . . . . .	35
<b>4</b>	<b>DETECÇÃO DE ERROS GROSSEIROS POR ANÁLISE DAS MÚLTIPLAS FUNÇÕES OBJETIVO . . . . .</b>	<b>36</b>
4.1	Detecção de Erros Grosseiros . . . . .	36
4.1.1	Cálculo do Valor Limítrofe da FOB . . . . .	36
4.2	Presença de Erros Grosseiros pelo Método Proposto . . . . .	39
4.3	Fluxograma da Metodologia de Detecção de Erros Grosseiros .	41
4.4	Conclusões Parciais . . . . .	42
<b>5</b>	<b>IDENTIFICAÇÃO DE ERROS GROSSEIROS POR BARRAS FICTÍCIAS . . . . .</b>	<b>43</b>
5.1	Modo de inserção de barras fictícias . . . . .	43

5.2	Definição do Valor Limite $\alpha_{Lim}$ . . . . .	44
5.3	Identificação de Erros Grosseiros por Barras Fictícias . . . . .	45
5.4	Fluxograma de Identificação de Erros Grosseiros por Barras Fictícias . . . . .	46
5.5	Conclusões Parciais . . . . .	47
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASOS . . . . .</b>	<b>49</b>
6.1	Sistema Tutorial de 10 barras . . . . .	50
6.1.1	Validação do Estimador de Estados para o Sistema Tutorial de 10 barras e Estabelecimento dos Valores Limites . . . . .	50
6.1.2	Detecção e Identificação de Erros Grosseiros para o Sistema Tutorial de 10 barras . . . . .	55
6.1.2.1	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 1 . . . . .	56
6.1.2.2	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 3 . . . . .	57
6.1.2.3	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 5 . . . . .	58
6.1.2.4	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 9 . . . . .	59
6.1.2.5	Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente do Ramo 1–11, PMU da Barra 1 . . . . .	60
6.1.2.6	Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão Aquisitadas pela PMU na Barra 1 . . . . .	61
6.1.2.7	Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente no Ramo 2–3, PMU da Barra 3 . . . . .	63
6.1.2.8	Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente nos Ramos 3 – 13 e 3 – 16, PMU da Barra 3 . . . . .	64
6.1.2.9	Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão Aquisitadas pela PMU na Barra 3 . . . . .	65
6.1.2.10	Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente no Ramo 17 – 9, PMU da Barra 9 . . . . .	66
6.1.2.11	Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente no Ramo 9 – 18, PMU da Barra 9 . . . . .	67
6.1.2.12	Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão da PMU na Barra 9 . . . . .	68
6.1.2.13	Erros Grosseiros nas Medidas Aquisitadas pelas PMUs Alocadas na Barra 1 e Barra 9 . . . . .	69
6.2	Sistema IEEE 33 Barras Modificado . . . . .	70
6.2.1	Validação do Estimador de Estados para o Sistema IEEE 33 Barras Modificado e Estabelecimento dos Valores Limites . . . . .	71

6.2.2	Detecção e Identificação de Erros Grosseiros para o Sistema IEEE 33 Barras Modificado . . . . .	77
6.2.2.1	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 33 . . . . .	77
6.2.2.2	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 1 . . . . .	79
6.2.2.3	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 2 . . . . .	82
6.2.2.4	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 5 . . . . .	84
6.2.2.5	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 16 . . . . .	87
6.2.2.6	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 20 . . . . .	89
6.2.2.7	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 23 . . . . .	91
6.2.2.8	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 31 . . . . .	93
6.2.2.9	Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente no Ramo 2–36 e 2–44, PMU da Barra 2 . . . . .	95
6.2.2.10	Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão da PMU na Barra 5 . . . . .	96
6.2.2.11	Erros Grosseiros nas Medidas Aquisitadas pelas PMUs Alocadas na Barra 1 e Barra 23 . . . . .	97
6.3	Sistema IEEE 70 Barras Modificado . . . . .	98
6.3.1	Validação do Estimador de Estados para o Sistema IEEE 70 Barras Modificado e Estabelecimento dos Valores Limites . . . . .	99
6.3.2	Detecção e Identificação de Erros Grosseiros para o Sistema IEEE 70 Barras Modificado . . . . .	108
6.3.2.1	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 1 . . . . .	108
6.3.2.2	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 3 . . . . .	109
6.3.2.3	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 4 . . . . .	110
6.3.2.4	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 5 . . . . .	111
6.3.2.5	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 9 . . . . .	112

6.3.2.6	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 10 . . . . .	113
6.3.2.7	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 12 . . . . .	114
6.3.2.8	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 13 . . . . .	115
6.3.2.9	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 27 . . . . .	117
6.3.2.10	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 35 . . . . .	118
6.3.2.11	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 46 . . . . .	119
6.3.2.12	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 50 . . . . .	120
6.3.2.13	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 52 . . . . .	121
6.3.2.14	Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 65 . . . . .	121
6.3.2.15	Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente que Entram na PMU da Barra 50 . . . . .	122
6.3.2.16	Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão da PMU na Barra 46 . . . . .	123
6.3.2.17	Erros Grosseiros nas Medidas Aquisitadas pelas PMUs Alocadas na Barra 9 e Barra 67 . . . . .	125
6.4	Tempo Computacional . . . . .	126
6.5	Considerações Parciais . . . . .	126
<b>7</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>128</b>
7.1	Conclusão . . . . .	128
7.2	Trabalhos Futuros . . . . .	129
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>130</b>
	<b>APÊNDICE A – MÉTODOS CLÁSSICOS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS, DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE ERROS GROSSEIROS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA . . . . .</b>	<b>134</b>
A.1	Aspectos Gerais sobre Estimação de Estados . . . . .	134
A.2	Etapas do Processo de Estimação de Estados . . . . .	136
A.3	Método dos Mínimos Quadrados Ponderados . . . . .	137

A.3.1	Função de Densidade de Probabilidade Gaussiana (Normal Pa- drão) . . . . .	138
A.3.2	Função de Verossimilhança . . . . .	139
A.3.3	Função Objetivo do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados	140
A.4	Metodologias Clássicas para Detecção e Identificação de Erros Grosseiros . . . . .	141
A.5	Testes para Detecção de Erros Grosseiros . . . . .	142
A.6	Testes para Identificação de Erros Grosseiros . . . . .	143
APÊNDICE B – JUSTIFICATIVA PARA ALOCAÇÃO DAS PMUs . . . . .		146
APÊNDICE C – SISTEMA TUTORIAL DE 10 BARRAS . . .		148
APÊNDICE D – SISTEMA IEEE 33 BARRAS MODIFICADO		149
APÊNDICE E – SISTEMA IEEE 70 BARRAS MODIFICADO		152



# 1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta uma breve contextualização do problema de detecção e identificação de erros grosseiros no processo de estimação de estados em sistemas de distribuição de energia. Também são explicitados os motivos pelos quais o uso da tecnologia das Unidades de Medição Fasorial vem sendo investigado nos últimos anos para a aplicação de melhorias no monitoramento e controle em tempo real dos sistemas de energia.

Serão apresentadas as motivações e os principais objetivos da metodologia proposta, publicações e/ou submissões decorrentes e a estruturação desta dissertação. Finalmente, as conclusões parciais deste capítulo são apresentadas.

## 1.1 Caracterização do Trabalho

Nas últimas décadas, o aumento crescente pela demanda de energia elétrica resultou na rápida expansão dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE). Ao mesmo tempo, a escassez dos investimentos em infraestruturas e reforços têm contribuído para que os sistemas operem cada vez mais próximos dos limites físicos e operacionais, culminando em sistemas mais complexos de serem geridos [1].

O desempenho das redes de energia elétrica em condições de regime permanente senoidal é de fundamental importância no processamento de informações em tempo real do sistema, visando garantir a operação de forma eficaz, segura, com alta confiabilidade de fornecimento e qualidade para os consumidores de energia. Os avanços tecnológicos obtidos nos últimos anos tornam-se um grande aliado no investimento em ferramentas analíticas e novas metodologias para análise dos sistemas.

A elevada complexidade das redes elétricas associada à característica dinâmica do sistema, por exemplo, erros grosseiros nas medidas elétricas provenientes de falhas em equipamentos, saída inesperada de operação de determinado componente, comportamentos atípicos das cargas, dentre outros, faz com que se eleve a atenção para que o monitoramento e controle da rede não se restrinjam apenas aos sistemas de transmissão de energia, mas concomitantemente às redes de distribuição.

As mudanças inseridas no setor elétrico, tais como, o incentivo à inserção de plantas de geração distribuída através de fontes alternativas de energia ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), o novo modelo de regulação, os riscos operacionais, o crescente nível de exigência dos consumidores pelos serviços oferecidos pelas distribuidoras de energia elétrica, levam as concessionárias de distribuição a desenvolverem uma preocupação em realizar investimentos na automatização das redes, bem como efetuar uma monitoração confiável e mais próxima da realidade da operação do sistema.

Os Centros de Operação do Sistema (COS) representam de forma sintetizada o

sistema de aquisição de dados e a interface de comunicação utilizada pelos operadores do sistema. Nos COS são realizadas rotinas de controle de geração, controle supervisório e operação em tempo real [2]. O sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) possibilita que as informações sobre o estado atual da rede, como fluxos e tensões nas barras, sejam coletadas em Unidades Terminais Remotas (UTRs) e transmitidas aos operadores, permitindo aos mesmos obterem uma visão geral da rede elétrica e tomarem decisões. Assim, destaca-se a notória importância do sistema SCADA para operação e controle das redes.

Mediante as informações obtidas na etapa de controle supervisório torna-se viável a operação em tempo real, que constitui em ações que visam garantir a segurança do sistema através da execução de programas de fluxo de potência, análise de contingências, estimação de estados, etc.

No ano de 1970 foram publicados os primeiros artigos [3], [4] e [5] referentes à estimação de estados em tempo real em sistemas de transmissão de energia elétrica. O estimador de estados (EE) visa determinar por um modelo matemático os estados mais completos e prováveis do sistema em tempo quase real, a partir da aquisição de dados provenientes de equipamentos disponíveis instalados em determinados pontos da rede elétrica. A função de um estimador é fornecer uma base de dados de confiança para operações de monitoramento, avaliação de segurança e controle, de forma precisa e eficiente.

A capacidade de realizar uma estimação de estados coerente encontra-se fortemente atrelada a viabilidade de se ter uma rede observável, isto é, quantidade de medidas suficientes que permitam prever o comportamento do sistema. As melhorias já adquiridas nos sistemas de controle e monitoramento nas redes de transmissão permitem que se tenha acesso a um elevado número de medidas em tempo real, o que garante uma redundância de informações fundamental para o correto funcionamento dos algoritmos de estimação de estados, mesmo na presença de erros de medições.

A distribuição de energia elétrica apresenta características destoantes em relação à transmissão, dentre as quais se podem citar: desequilíbrio de fases, radialidade, variações no consumo de energia elétrica diária, baixo número de equipamentos de medições instalados ao longo da rede, dentre outros. Normalmente, as redes de distribuição apresentam um reduzido nível de monitoramento, contribuindo para a baixa aquisição de medidas em tempo real necessárias para garantir uma estimação de estados tão precisa quanto nos sistemas de transmissão. Desta forma, o aperfeiçoamento de técnicas para estimação de estados nas redes de distribuição é um assunto recente, porém desperta o interesse de muitos pesquisadores.

Grande parte dos estudos desenvolvidos para a estimação de estados utilizam técnicas de probabilidade e estatística, sendo o método dos Mínimos Quadrados Ponderados

(MQP) uma metodologia clássica, cujo objetivo consiste em minimizar os resíduos entre as medições e os valores estimados, obtendo uma função de distribuição de probabilidades com base nos parâmetros desconhecidos [3], [4] e [5].

Os estados do sistema só podem ser obtidos pelo estimador de estados caso a quantidade de grandezas medidas seja suficiente para que se tenha um sistema observável, isto é, caso haja redundância no conjunto de valores medidos. A baixa aquisição de dados pode fazer com que o sistema seja classificado como parcialmente observável, característica esta predominante em sistemas de distribuição. Nesse caso, a ausência de informações é contornada pelo uso de pseudomedidas, que equivalem a valores calculados que não são obtidos por meio da aquisição direta por equipamentos de medição. Duas características de extrema importância a um EE referem-se à capacidade de processar erros grosseiros e determinar o estado de barras não supervisionadas [2].

Levando em consideração a necessidade do aprimoramento na aquisição de dados, os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS – *Synchronized Phasor Measurement Systems*) por apresentarem alta taxa de amostragem e elevada precisão nas medições vem ganhando destaque no meio acadêmico [6], [7], [8] e [9], e nas empresas do setor elétrico, apontando para melhorias na estimação de estados, bem como na operação em tempo real, controle e proteção do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Em detrimento ao sistema SCADA, o SPMS permite monitorar fenômenos dinâmicos da rede [10], acentuando sua vantagem sobre o primeiro.

Um SPMS é composto basicamente por um sistema de sincronização, PMU, PDC (*Phasor Data Concentrator*) e canais de comunicação. São instalados em subestações e as medidas coletadas são sincronizadas no tempo [10].

A PMU é um equipamento que permite a aquisição dos fasores de tensão e de corrente sincronizados com outras unidades, geograficamente distantes, presentes na rede elétrica. O sincronismo é garantido por sinal emitido por GPS (*Global Positioning System*). As unidades de medição são alocadas em pontos estratégicos dos SEE, uma vez que ainda representam uma tecnologia de custo relativamente elevada se comparada com outros equipamentos instalados na rede.

A função de sincronismo das PMUs representa um benefício para a monitoração, operação e controle, sobretudo na área de distribuição, uma vez que, nos dias atuais não existe um monitoramento dessa parte do SEP tão solidificado quanto nos sistemas de transmissão de energia. O sincronismo alcançado com essa tecnologia possibilita uma análise dinâmica e a obtenção de medidas mais confiáveis e exatas. Pode-se afirmar, por exemplo, que as PMUs aumentam consideravelmente a eficiência das metodologias para detecção e identificação de erros grosseiros [11].

Todos os equipamentos elétricos presentes nos sistemas de energia possuem certo

grau de incerteza associado às grandezas medidas, entretanto, além da precisão inerente aos próprios instrumentos, esses estão sujeitos a mau funcionamento ou avarias. Uma medida errônea proveniente de um equipamento defeituoso, se não corrigida ou eliminada, pode levar a uma estimação equivocada do estado do sistema. Ante o exposto, faz-se necessário a inclusão da detecção e identificação de erros grosseiros no processo de estimação de estados.

As grandezas elétricas podem ser afetadas por quatro tipos de erros: erros aleatórios, erros grosseiros, erros topológicos e erros de parâmetros.

O presente trabalho utiliza uma nova abordagem para detecção e identificação de erros grosseiros em sistemas de distribuição, valendo-se de uma técnica de estimação de estados trifásica proposta e integralmente descrita em [12]. Assim, a presente dissertação almeja realizar a depuração dos dados grosseiros através de uma metodologia de análise dos valores das múltiplas funções objetivo e da inserção do conceito de barras fictícias. Na primeira, valendo-se da descentralização do sistema efetuada a partir da divisão da rede em vários subsistemas, as múltiplas funções objetivo (FOBs) serão analisadas parcialmente e de maneira holística contextualizando-as dentro de um padrão preestabelecido de monitoramento da rede. Já na segunda, através da criação de barras fictícias, a identificação dos erros será efetuada a partir do maior desvio da premissa adotada: a de que essas barras possuem injeção de correntes/potência nulas. As duas abordagens citadas serão melhor explicadas e detalhadas em suas respectivas sessões desta dissertação.

## 1.2 Motivação e Objetivos do Trabalho

A estimação de estados em uma rede de distribuição não é uma tarefa trivial visto a ausência de grande quantidade de dados disponíveis em tempo real. Normalmente, dispõem-se apenas de amperímetros na saída de média tensão das subestações, não havendo equipamentos de medição alocados na maioria dos alimentadores. Portanto, a aplicação de metodologias clássicas para a estimação de estados podem ser insuficientes para uma correta estimação dos estados do sistema [13].

Associado ao problema anteriormente mencionado, a presença de erros grosseiros nas grandezas medidas pode resultar em uma estimação totalmente incoerente a realidade operativa do sistema. No contexto apresentado, tal problema tem despertado o interesse de especialistas em todo o mundo, estimulando o desenvolvimento de novas metodologias e tecnologias que permitam melhorias no que tange o monitoramento em tempo real dos sistemas de distribuição.

A utilização da tecnologia das PMUs no processo de estimação de estados representa um grande passo nesta área de pesquisa, uma vez que tais equipamentos possibilitam a aquisição de medidas fasoriais de corrente e tensão, garantindo uma redundância de

informações, quando usados em uma quantidade adequada que garanta a observabilidade do sistema. Pesquisas recentes [9] e [14] indicam que o uso das PMUs é capaz de proporcionar melhorias na robustez e desempenho dos estimadores.

Ante ao exposto, esta dissertação concentra dois objetivos. O primeiro refere-se à fase de detecção de erros grosseiros, enquanto o segundo concerne em identificar a localidade do mesmo em um sistema de distribuição de energia elétrica.

Considerando a divisão da rede em vários subsistemas, a fase de detecção de erros determina, através da análise das múltiplas FOBs, se há presença de erros grosseiros proveniente de aquisição errônea realizada por alguma PMU ao comparar os valores obtidos pelas PMUs com valores limítrofes estabelecidos por processo de busca exaustiva. Em um segundo momento, se a etapa descrita anteriormente for positiva, parte-se para a fase de identificação. A lógica desenvolvida nesta última análise determina em qual unidade de medição encontram-se os erros, valendo-se do conceito de barras fictícias.

A metodologia de identificação consiste na inserção de barras fictícias no sistema em pontos considerados estratégicos, isto é, ao entorno de cada PMU, objetivando verificar qual o equipamento responsável por inserir erros grosseiros na rede elétrica. O conceito de barra fictícia, no presente contexto, refere-se a uma barra sem carregamento, ou seja, uma barra cujas potências ativa e reativa são nulas e, conseqüentemente, a injeção de corrente também apresenta valor nulo na ausência de erros grosseiros. Com base na veracidade dessa afirmação, barras fictícias com valores acima dos valores limites estipulados via busca exaustiva para as parcelas de erros quadráticos de injeção de corrente indicam a ocorrência de erros grosseiros no trecho considerado.

A importância desta proposta encontra-se no fato de permitir a monitoração de apenas uma parte do sistema que envolva cargas prioritárias ou críticas, tais como: hospitais, delegacias, centros de telecomunicação, dentre outros.

Convencionou-se alocar as PMUs em pontos de ramificação, bem como no início e fim de cada ramal.

Almejando validar as metodologias desenvolvidas serão apresentadas e discutidas as simulações realizadas em três sistemas teste: Sistema tutorial de 10 barras, IEEE – 33 barras modificado e IEEE – 70 barras modificado.

Destaca-se que para este trabalho a monitoração de todo o sistema é garantida com o uso poucas unidades de medição alocadas em pontos considerados estratégicos, todavia, avaliando o custo, até o presente momento relativamente alto dessa tecnologia, permite-se que apenas determinadas áreas contenham tais equipamentos instalados na rede. Por fim, vale ressaltar que a metodologia desenvolvida não considera erros topológicos, tampouco erros de parâmetros.

### 1.3 Publicações Decorrentes

Nesta seção são disponibilizadas as publicações decorrentes desse trabalho.

1. MELO, I.D.; PEREIRA, J.L.R.; VARIZ, A.M.; MOREIRA, T.G. *Estimação de Componentes Harmônicos em Sistemas Radiais de Distribuição usando Medição Fasorial Sincronizada*. SBAI-Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2015, Rio Grande do Norte, Natal.
2. GUILHERME O. ALVES; J.L.R. PEREIRA; PAULO A.N. GARCIA, TAMIRIS MOREIRA, NASCIMENTO, P. S. C.; SANDOVAL CARNEIRO JUNIOR. *Distribution System State Estimation Using Phasor Measurement Units*. CPE - POWERENG, 2016, Bydgoszcz, Polônia.

### 1.4 Estruturação do Trabalho

O presente trabalho é estruturalmente dividido em seis capítulos.

Neste capítulo introdutório são abordadas as considerações iniciais a cerca do problema de detecção e identificação de erros grosseiros nos sistemas de distribuição, bem como a contextualização do uso de estimadores de estados e da tecnologia das PMUs.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão da literatura sobre a detecção e identificação de erros grosseiros nos sistemas de transmissão e nos sistemas de distribuição de energia.

O Capítulo 3 aborda a metodologia de estimação de estados trifásica desenvolvida por uma das referências citadas nesta dissertação.

O Capítulo 4 descreve a nova metodologia proposta para detecção de erros grosseiros através da análise das funções objetivo dos subsistemas.

Já o Capítulo 5, versa a identificação de erros grosseiros com enfoque para a metodologia que se vale do uso de barras fictícias, priorizando a monitoração de um único alimentador.

Com o objetivo de validar a metodologia proposta, o Capítulo 6 expõe os resultados obtidos através de simulações em sistemas radiais de distribuição implementadas computacionalmente no *software* MATLAB (*MATrix LABORatory*).

O Capítulo 7 é dedicado às principais conclusões a cerca do tema desenvolvido, contribuições e sugestões de trabalhos futuros.

Posteriormente, são enumeradas as principais referências bibliográficas que contribuíram para o aprendizado e serviram de base para a elaboração do trabalho.

Os métodos clássicos de estimação de estados, detecção e identificação de erros grosseiros em sistemas de potência são apresentados no Apêndice A.

A justificativa para a escolha dos nós considerados estratégicos para a alocação das PMUs é abordada do Apêndice B.

Por fim, os dados com informações de potência ativa/reactiva das barras, impedâncias próprias do sistema e impedâncias mútuas são expostos nos Apêndices C, D e E, respectivamente para o Sistema Tutorial de 10 barras, Sistema IEEE 33 barras modificado e Sistema IEEE 70 barras modificado.

## 1.5 Conclusões Parciais

Este primeiro capítulo apresentou uma introdução aos conceitos de detecção e identificação de erros grosseiros em sistemas de distribuição de energia, contextualizados pela importância do desenvolvimento de ferramentas que auxiliem em melhorias para o monitoramento desses sistemas, tais como, a utilização de PMUs. Também foram apresentados o problema de processamento de erros grosseiros, os objetivos desta dissertação e as metodologias desenvolvidas para análise.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

No presente capítulo será apresentada uma revisão bibliográfica das metodologias referentes ao processo de detecção e identificação de erros grosseiros nos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, visando ampliar os conhecimentos necessários para a realização deste trabalho.

### 2.1 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros nos Sistemas de Transmissão de Energia

Ao realizar uma busca no banco de publicações do IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) observa-se que os primeiros conceitos referentes à detecção e identificação de medidas com erros grosseiros datam de 1970 [3], [4] e [5]. A abordagem clássica adota uma metodologia indireta e estatística. Utiliza-se um teste, pós-estimativa, da soma ponderada do quadrado dos resíduos -  $J(\hat{x})$ , visando detectar a presença de uma medida com erro grosseiro, seguido por uma etapa de avaliação dos resíduos normalizados, a fim de identificar a grandeza afetada pelo erro.

O uso do algoritmo de Supressão de Erros Grosseiros (BDS – *Bad Data Suppression*) baseia-se em uma formulação não quadrática para a função objetivo, a fim de melhorar os estimadores de estados na presença de erros grosseiros, formulados com o método dos MQP. Evidencia-se que o estimador de estado estático convencional torna-se extremamente sensível na presença de tais erros, podendo resultar em estimações pouco precisas. Contrário ao MQP, o BDS aponta excelentes resultados na presença de medidas com erros grosseiros, com o mesmo tempo computacional e sem nenhuma complexidade superior ao MQP [15].

Em [16] os autores discorrem sobre vários métodos para detecção e identificação de medidas com erros grosseiros e estruturais. O estudo engloba as metodologias de soma do quadrado dos resíduos, resíduos ponderados e normalizados e critério não quadrático. Além da abordagem realizada são apresentados novos resultados no que se refere a probabilidade de detecção de erros grosseiros e de falsos alarmes, bem como os efeitos que os autores conceituam como “espalhamento – não espalhamento” de erros e “redundância local”.

O escaneamento das grandezas medidas na rede dá-se continuamente em intervalos curtos, entretanto não é possível realizar o processo completo de estimação de estados para cada conjunto de amostras de dados disponível. Assim, uma nova estimação é realizada somente quando há uma alteração substancial no estado da rede ou após um período de tempo especificado, conforme exposto em [17]. Nesse contexto, os autores utilizam uma previsão de séries temporais baseada em um modelo de suavização exponencial de carga (*exponential smoothing*), além de considerar um desacoplamento das parcelas referentes à parte ativa e reativa das medidas. Uma pré-avaliação dos dados de entrada é realizada, a fim de detectar e identificar medidas com erros grosseiros e tratá-las com atenção especial.



A etapa de rejeição de dados grosseiros alcança bons resultados, entretanto falhas no processo de estimação são observadas quando há interação entre múltiplos erros grosseiros em nós com baixa redundância local, mostrando a necessidade de aperfeiçoamento para tal desafio.

Em [18] é proposto uma nova abordagem que representa significativas melhorias no desempenho de estimadores estáticos de estados de sistemas de energia. A metodologia se baseia no uso completo das informações redundantes de resíduos para o problema de detecção e identificação de múltiplos erros grosseiros, sendo de fundamental importância o uso da matriz de sensibilidade de resíduos para a formulação proposta. Testes realizados ilustram o uso confiável do trabalho desenvolvido, bem como evidenciam a facilidade em se programar e a rapidez da simulação computacional adquirida.

Com o intuito de aumentar a confiabilidade do estimador estático de estados na presença de erros grosseiros, em [19] os autores abordam um método simples e alternativo baseado na análise direta da matriz de sensibilidade. O trabalho busca avaliar a coerência entre a medida associada ao maior resíduo normalizado e o restante do conjunto de medições. Para tanto, o novo modelo compara o valor medido da variável que apresenta o maior resíduo normalizado com o valor estimado para a mesma variável, porém já desconsiderando a medida suspeita de erro. O trabalho proposto simboliza um avanço ao superar as deficiências encontradas na metodologia original do teste  $J(\hat{x})$  para problemas de detecção e identificação de erros grosseiros.

A detecção e identificação de múltiplos erros grosseiros presentes nos sistemas elétricos é abordada em [20]. O trabalho apresenta uma interpretação geométrica do familiar teste de resíduos normalizados generalizado para múltiplas medições com erros. Através da abordagem de matrizes de projeção são realizadas análises para se determinar quais os conjuntos de hipóteses são realmente testáveis.

A referência [21] apresenta uma etapa de pré-estimação de estados para detecção e identificação de medições com erros grosseiros. É proposta a utilização de uma técnica de modelagem autoregressiva, denominado filtro Autoregressivo (AR), cuja função é comparar o valor real, medido de uma variável do sistema, com o valor previsto pelo filtro AR. Se a diferença entre tais valores for superior a um valor limite pré-determinado, o valor medido é descartado em detrimento ao valor previsto, garantindo a permanência da observabilidade do sistema. Através do prévio processamento de todas as medidas pelo filtro AR, o trabalho resulta em uma melhoria de velocidade para a identificação de dados grosseiros em relação à metodologia que utiliza soma do quadrado dos resíduos e resíduos normalizados.

Com o advento do uso de PMUs em subestações [22] propõe a alocação de poucas unidades de medição fasorial em determinados pontos das redes de transmissão visando proporcionar melhorias significativas na detecção e identificação de erros grosseiros. Tal tecnologia é capaz de incorporar medidas redundantes no processo de estimação de

estados e solucionar o problema de vulnerabilidade na presença de medidas com erros grosseiros e/ou durante a perda de medidas críticas, resultando em sistemas não observáveis. Mais especificamente, a metodologia proposta consiste na resolução de um problema de otimização, cujo objetivo é minimizar o número de PMUs alocadas, ao passo que, as mesmas devam ser instaladas estrategicamente no sistema a fim de garantir que medidas críticas sejam convertidas em medidas redundantes.

Um estimador de estados não linear utilizando o método dos MQP com abordagem retangular e polar das medições fasoriais é desenvolvido em [23], sendo a aquisição de dados adquirida tanto pelo sistema SCADA, quanto pelas PMUs. A amplificação do erro durante a transformação dos fasores de corrente de coordenadas polares para coordenadas retangulares é investigada, assim como, a presença de eventuais erros grosseiros. O trabalho identifica a dificuldade em utilizar medidas de corrente em coordenadas retangulares, pois segundo a formulação apresentada torna-se evidente que na representação de uma linha curta ou de um transformador as derivadas parciais da matriz Jacobiana tornam-se indefinidas. Para contornar tal obstáculo a metodologia faz uso de coordenadas retangulares apenas na primeira iteração. Simulações realizadas comprovam o bom desempenho do algoritmo e a eficiência no processo de eliminação de dados com erros grosseiros.

A injeção de erros grosseiros é um dos mais perigosos ataques às redes inteligentes, podendo induzir erros nos centros de controle e ocasionar roubo de energia pela modificação na leitura dos medidores inteligentes (*smart meters*), levando a grandes prejuízos financeiros para as concessionárias. O tema é abordado em [24] que propõe uma metodologia que consiste na divisão do sistema em vários subsistemas, a fim de melhorar a sensibilidade no teste do Chi-quadrado durante a detecção de ataques com injeção de erros grosseiros nas redes. Posteriormente, após a fase de detecção, o método busca localizar o ponto com erro. A divisão do sistema em pequenas áreas mostra-se capaz de detectar ataques que, muitas vezes, passam despercebidos durante uma análise do sistema completo. Esse trabalho é apresentado para detecção e identificação de *cyber attacks* em sistemas de transmissão, assumindo que o sistema é completamente observável, característica que não se verifica em sistemas de distribuição de energia e portanto, o uso do teste do Chi-quadrado pode tornar-se falho.

Buscando analisar a detecção, identificação e correção de erros de parâmetros série e *shunt* nas linhas de transmissão com a presença simultânea de erros grosseiros, os autores [25] apresentam uma metodologia *off-line*, que consiste no processamento de um considerável número de amostras de medidas isentas de erros topológicos. Assim sendo, o trabalho desenvolvido permite distinguir erros de parâmetros e erros grosseiros através da análise de novos índices para identificação dos ramos suspeitos com erros de parâmetros.

## 2.2 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros nos Sistemas de Distribuição de Energia

Em [26] é apresentado um algoritmo de estimação de estados trifásico utilizando técnicas *forward* e *backward* para estimar fluxos nas linhas, bem como a tensão e a carga em cada nó em redes de distribuição radial, estendendo-se tal aplicação para análise de observabilidade e processamento de erros grosseiros. Na etapa de processamento de erros é realizada a detecção dos mesmos e, posteriormente, identificadas as medidas fora do padrão, substituindo-as por pseudomedidas. Esse processamento de erros grosseiros é considerado extremamente frágil, uma vez que não se garante a observabilidade em sistemas de distribuição.

Com o crescimento do número de plantas de geração distribuída e conseqüentemente com o aumento do número das *smart meters* torna-se necessário que os estimadores de estados convencionais para as redes de distribuição passem por novas mudanças a fim de se adaptarem a *smart grid* [27]. Neste contexto, uma nova metodologia para estimação de estados é proposta, através da inserção de variáveis inteiras para detectar e excluir medidas com erros grosseiros. Uma teoria complementar para transformar um problema da natureza da Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) em um de Programação Não Linear (PNL) é utilizada. O problema é solucionado com o uso do Método de Pontos Interiores (MPI). Testes realizados com a presença de erros grosseiros mostram-se eficientes na detecção de tais medidas, entretanto, em algumas simulações, determinadas barras são falsamente acusadas de conterem medidas com erros grosseiros. Os autores concluem que o uso de variáveis binárias é válido apenas se o sistema for completamente observável, o que não é verificado em redes de distribuição.

O processo de identificação e restauração das medidas imprecisas e anormais de potência é tratado em [28] e visa melhorar a previsão de carga em subestações na presença de medidas com erros grosseiros. A metodologia se divide em dois estágios: na primeira fase são detectadas medições imprecisas e anormais através do uso da desigualdade de Chebyshev, enquanto a segunda etapa consiste na decomposição no domínio da frequência dos dados históricos e na recuperação do ciclo diário e semanal da demanda de energia. Testes realizados comprovam a adequação do uso da desigualdade de Chebyshev em medições com alta porcentagem de imprecisão, uma vez que, tais medidas não obedecem ao comportamento de distribuição normal. A segunda etapa também se mostra robusta, podendo efetivamente proporcionar uma detecção precisa e melhorar a previsão de potência ativa em subestações, entretanto, com a suposição de distribuição normal nessa fase, somente subestações com grande quantidade de unidades de carga podem ser avaliadas.

O trabalho [29] versa sobre o problema da detecção e identificação de erros grosseiros na estimação de estados em sistemas de distribuição de energia através do uso da metodologia de Rede Neural Artificial (RNA). O treinamento da rede neural dá-se através

do uso de medidas que descrevem o real comportamento da rede, considerando variações de carga em diferentes dias e estações do ano. O algoritmo proposto compara o valor da medida na saída com a medida na entrada. Se o valor de saída excede um limite pré-definido esse é tomado como incorreto, sendo a detecção e identificação realizadas em um único passo. Simulações mostram que a identificação de falhas por RNAs é adequada para erros em medidas de tensão e de potência, enquanto que medidas de corrente não podem ser processadas corretamente, apresentando um percentual assertivo baixo. A metodologia não contempla mudanças de topologia e sabe-se que o treinamento feito por RNA deveria considerar múltiplas situações. Além disso, o artigo não cita o tempo computacional necessário para o treinamento da rede e nem considera evolução da carga ao longo do dia e em períodos de finais de semana.

As inserções de geração distribuída em redes de distribuição de baixa tensão aumentam a preocupação dos operadores do sistema em manter níveis adequados de tensão, uma vez que fenômenos de sobretensão são observados. O problema de estimação de estado linear em redes de baixa tensão a partir de dados fornecidos por medidores inteligentes é levantado em [30], considerando-se a presença de erros grosseiros e análise de observabilidade. A partir de simulações em um sistema real o algoritmo proposto mostra-se promissor na análise de erros grosseiros presentes em medidas de tensão, entretanto, a presença dos mesmos erros em medidas de corrente não apresenta resultados confiáveis, fazendo-se necessário uma melhor investigação do problema. Os autores consideram que há redundância de medidas e observabilidade completa, entretanto em sistemas de distribuição tais informações não estão disponíveis e o Teste de Hipótese  $\chi^2$  não poderia ser utilizado na aplicação de detecção/identificação de erros grosseiros.

A melhoria na qualidade de acompanhamento e controle de *smart grid* pode ser obtida através da combinação do uso de medidores fasoriais com métodos que utilizam etapas de filtragem, buscando obter um estado estimado mais robusto e preciso [31]. Esse artigo apresenta uma abordagem comparativa entre o uso de um novo método do filtro de Kalman adaptativo com as mais populares técnicas de filtro de Kalman em aplicações de estimação de estado dinâmica sob condições sub-ótimas do sistema, tais como, injeção de medidas com erros grosseiros. A metodologia propõe o ajuste dinâmico da covariância através de análises de medidas de inovação e medidas residuais, mostrando-se um caminho promissor na estimação de estado dinâmica em condições adversas dos sistemas. Entretanto, a redundância do sistema de medição e a observabilidade do sistema é um pré-requisito da modelagem e o sistema teste considerado é malhado, não contemplando a aplicação para sistemas de distribuição radiais proposta nesta dissertação.

### 2.3 Conclusões Parciais

Neste capítulo foram apresentados os avanços metodológicos adquiridos ao longo dos anos no tocante ao processamento de medidas com erros grosseiros, procedimento este fundamental para a correta estimação de estado dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Evidencia-se o estado consolidado da estimação de estados nas redes de transmissão, com os primeiros estudos realizados na década de 70 e com melhorias constantes apresentadas até os últimos anos.

A nova arquitetura de distribuição de energia por meio do incentivo às tecnologias de *smart grid* vem impulsionando estudos referentes à estimação de estado e, consequentemente, ao tratamento de erros grosseiros para as redes de distribuição. Vale ressaltar que, as poucas publicações encontradas na literatura especializada para detecção e identificação de erros grosseiros em sistemas de distribuição são recentes e tratam as particularidades de tais redes a fim de adequá-las aos processos de estimação de estados já existentes. Muitas características ainda necessitam de atenção especial até se atingir o mesmo estágio de aperfeiçoamento dos estimadores de estados empregados em sistemas de transmissão, propiciando assim um amplo campo de investigação no âmbito da pesquisa apresentada.

### 3 O ESTIMADOR DE ESTADOS UTILIZADO

A presente dissertação utiliza-se de um algoritmo de estimação de estados trifásico com uma formulação descentralizada, conforme apresentado em [12]. O banco de dados utilizado como entrada para o EE é composto de medições advindas de um fluxo de potência trifásico, simulando as medições realizadas pelas PMUs supostamente alocadas em pontos estratégicos do sistema, sendo cada equipamento responsável por medir sinais de tensões nodais e correntes passantes nas linhas de um sistema, expressas em coordenadas retangulares. Considera-se como estados a serem estimados,  $\hat{x}$ , todas as correntes nos ramos, em sua forma real e imaginária, para as três fases ( $a$ ,  $b$  e  $c$ ) de um sistema elétrico.

O grande desafio em se estimar os estados da rede de distribuição está na obtenção dessas estimativas valendo-se de poucas unidades de medição. O problema de se usar um pequeno número de medidores está na observabilidade do sistema ser incompleta. A fim de evitar este problema e restaurar a observabilidade da rede, dados históricos de potência ativa/reactiva demandada em cada barramento serão utilizados, podendo excursioná-los entre valores mínimos e máximos, definindo as restrições de desigualdade. O problema é então dito como de otimização não linear com restrições.

O algoritmo de estimação em si, seus equacionamentos, a estratégia de alocação de medidores, assim como, a etapa de divisão da rede em subsistemas e a forma de resolução do problema de otimização serão explicitadas nesta seção.

A clássica metodologia de estimação de estados que utiliza o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados e que serviu de base para o desenvolvimento do EE proposto é detalhada no Apêndice A desta dissertação.

#### 3.1 Estratégia para Alocação das PMUs

As PMUs foram consideradas instaladas no início e no fim de cada ramal do alimentador (penúltima barra de cada ramal), assim como ilustrado na Figura 1. A escolha do penúltimo nó para inserção da unidade de medição é justificada pela possibilidade de adquirir a corrente que deixa a barra na qual encontra-se alocado o equipamento, tornando os resultados mais confiáveis. Além disso, essa abordagem permite a estimação de todas as correntes nos ramos da rede. Salienta-se que o uso de pelo menos duas PMUs é necessário para monitorar a densidade de carga ao longo de um ramal do alimentador. Por exemplo, no ramo conectando a barra 2 até a barra 19 há uma PMU instalada na barra 2 e outra na barra 18, as quais monitoram o comportamento da carga neste ramal. A escolha dessa alternativa viabiliza conhecer o perfil de tensão ao longo de um alimentador. Ao alocar a PMU no início de cada ramal tem-se a referência angular para cada subsistema, permitindo que o problema de otimização seja dividido em subproblemas sem nenhum prejuízo.

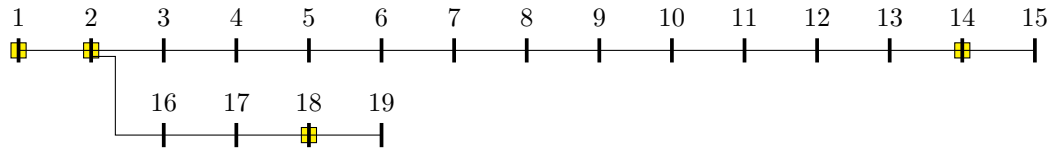


Figura 1 – Representação de um sistema de distribuição radial hipotético de 19 barras.

Observa-se pela Figura 1 que a PMU instalada no nó 2 medirá a corrente passante nos ramos 1-2, 2-3 e 2-16, além da tensão na própria barra em que se encontra alocada. Esse procedimento de alocação pode ser estendido para outros sistemas de distribuição, tais como, os sistemas IEEE 33 barras modificado e IEEE 70 barras modificado, conforme será apresentado em capítulo posterior.

A proposta apresentada trata da alocação de um número mínimo de PMUs para a estimação de estados, entretanto, dependendo da dimensão do ramal e da existência de equipamentos de controle, tais como, reguladores de tensão, geração distribuída e/ou transformadores do tipo LTC poderá ser necessário instalar PMUs adicionais.

O uso de um número menor de PMUs foi testado verificando-se que não se pode garantir resultados de estimação em conformidade com a norma especializada. Tal análise é mostrada no Apêndice B deste documento.

### 3.2 Descentralização do Sistema

A metodologia se baseia na descentralização da rede por meio da partição da mesma em áreas menores.

A alternativa de alocação das PMUs auxilia na lógica de divisão do sistema em subsistemas. Considera-se incluir em cada subsistema uma PMU no início e outra no fim, sendo que os nós de entroncamento são comuns a pelo menos dois subsistemas. Quando houver uma concentração sucessiva de PMUs estas podem ser agrupadas em um único subsistema, conforme Figura 2.

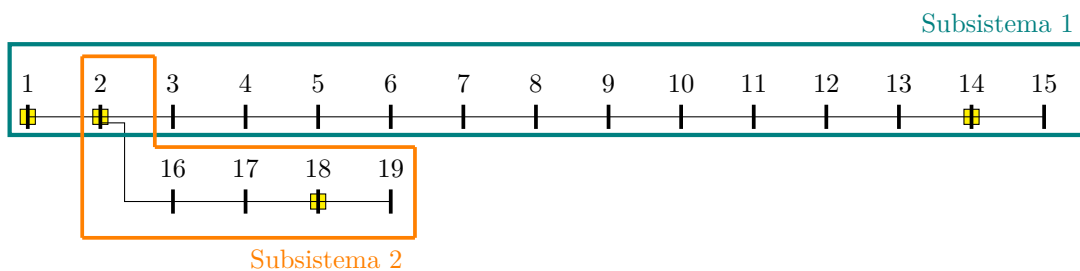


Figura 2 – Representação de um sistema de distribuição radial hipotético de 19 barras dividido em subsistemas.

Para cada subsistema o nó de referência é alterado, isto é, para o subsistema 2 o nó 2 passa a ser visto como a barra de referência para aquele ramal, sendo seu valor de tensão advindo da medição realizada pela PMU.

A divisão do sistema em subsistemas permite que a FOB seja analisada pelas parcelas que a constitui, dando origem a uma quantidade de funções objetivo iguais ao número de subsistemas. Em outras palavras, o subsistema 1 é representado pela função objetivo  $J_1$ , constituída pelos erros quadráticos das medições aferidas pelas PMUs e medidas estimadas, englobando apenas as medições realizadas nos nós 1, 2 e 14. Já o subsistema 2, cuja FOB é representada por  $J_2$  é composta pelo erro quadrático entre medidas reais e estimadas provenientes de medições realizadas pelas PMUs alocadas nos nós 2 e 18.

A descentralização em subsistemas torna o processo de estimação de estados mais rápido, visto que sistemas menores podem ser resolvidos mais rapidamente no que se refere a tempo computacional, havendo também a alternativa do uso de processamento paralelo. Uma outra vantagem da divisão em subsistemas refere-se a viabilidade do monitoramento de áreas de interesse, tais como áreas com alta densidade de carga e/ou regiões de cargas prioritárias que englobam hospitais, delegacias, centrais de telecomunicações, indústrias, etc., possibilitando uma redução nos custos de investimento na instalação das unidades de medição.

### 3.3 Vetor de Estados do Sistema

A metodologia para estimação de estados considera como vetor de estados a serem estimados,  $\hat{x}$ , a parte real,  $I_{km,r}$  e imaginária,  $I_{km,m}$  da corrente em todos os ramos do sistema e em todas as fases ( $a$ ,  $b$  e  $c$ ). Portanto, o vetor de estados  $\hat{x}$ , apresentado a seguir, com dimensão  $2 \times 3 \times n_r$ , onde  $n_r$  equivale ao número de ramos do subsistema em estudo, contempla as partes reais e imaginárias das três fases.

$$\hat{x} = \begin{bmatrix} I_{km,r}^a \\ I_{km,m}^a \\ I_{km,r}^b \\ I_{km,m}^b \\ I_{km,r}^c \\ I_{km,m}^c \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

onde:



- $I_{km,r}^a$  Parte real da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$  referente à fase  $a$ ;  
 $I_{km,m}^a$  Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$  referente à fase  $a$ ;  
 $I_{km,r}^b$  Parte real da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$  referente à fase  $b$ ;  
 $I_{km,m}^b$  Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$  referente à fase  $b$ ;  
 $I_{km,r}^c$  Parte real da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$  referente à fase  $c$ ;  
 $I_{km,m}^c$  Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras  $k$  e  $m$  referente à fase  $c$ .

Supõe-se que em condições iniciais todas as correntes nos ramos são iguais a zero, pois durante a inicialização as tensões adotadas são iguais a  $1,0/0^\circ$  p.u. para todas as barras do sistema, não havendo, portanto, diferença de potencial entre as barras.

### 3.4 Vetor de Medidas

As PMUs instaladas em determinadas barras são responsáveis por adquirir uma quantidade de sinais medidos, de acordo com a Equação 3.2. Uma PMU instalada em uma determinada barra  $k$  será responsável por obter a tensão nesta barra em que está alocada, assim como as correntes que chegam a ela e que por ela saem. Na proposta deste trabalho, as medidas das PMUs são provenientes de um fluxo de potência trifásico para fins de simulação computacional.

$$n_m = \sum_{i=1}^{n_{pmu}} (n_i + 1) \times n_{fases} \times n_{r,m} \quad (3.2)$$

onde:

- $n_m$  Número total de sinais medidos pelas PMUs;  
 $n_i$  Número de sinais de correntes aferidos por uma PMU. O valor unitário acrescido a esta parcela equivale a medida de tensão;  
 $n_{pmu}$  Número de PMUs;  
 $n_{fases}$  Equivale a 3. Retrata as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  do sistema;  
 $n_{r,m}$  Equivale a 2. Representa as parcelas reais e imaginárias das medições.

As medições *online* (fasores de tensões nas barras e correntes nos ramos),  $\dot{z}_{valorreal,j}$ , fornecidas pelas PMUs presentes nas barras  $k$  do sistema compõem o vetor de valores medidos,  $\dot{Z}_k$ . Matematicamente, as medidas são modeladas segundo a Equação 3.3 em que  $\gamma$  representa um erro aleatório (ruído branco) proveniente da calibração dos instrumentos de medição.

$$\dot{Z}_k = (1 + \gamma) \times \dot{z}_{valorreal,j} \quad (3.3)$$

Os valores adotados para erro aleatório são diferentes para as medidas de corrente e tensão. Para essas grandezas, os erros incidentes sobre elas,  $\gamma$ , são adotados como valores randômicos que seguem uma Distribuição Gaussiana de média zero e desvio padrão associado à precisão do próprio medidor e aos transdutores conectados à ele (transformadores de corrente e transformadores de potencial),  $\gamma \approx (0, \sigma)$ .

Nessa etapa de construção do vetor de medidas também é acrescido um erro grosseiro nas medições, simulando uma PMU defeituosa. Neste trabalho considera-se como erro grosseiro um valor que extrapola os limites aceitáveis de erros incidentes sobre as medidas coletadas pelas PMUs. Este erro,  $\epsilon$ , representado na Equação 3.4 será analisado nessa dissertação a partir de um valor entre  $\pm 10\%$  a  $\pm 100\%$  do valor medido pela PMU, segundo Equação 3.4.

$$\dot{Z}_k = (1 + \epsilon) \times \dot{z}_{valorreal,j} \quad (3.4)$$

Mediante a proposta supracitada permite-se analisar como um erro de tal amplitude afeta o processo de estimação de estados supondo que tal situação estivesse presente no sistema durante sua operação em regime permanente.

Salienta-se que haverá um vetor de medidas  $\dot{Z}_k$  associado a cada subsistema, contemplando todas as medições realizadas pelos medidores localizados na rede.

### 3.5 Valores Calculados em Função dos Estados Estimados

Como foi dito anteriormente, com a subdivisão da rede em subsistemas, haverá múltiplas funções objetivo. As parcelas destas funções contemplam tensões e corrente medidas por PMUs e seus correspondentes valores calculados iterativamente pela metodologia.

Os estados a serem estimados correspondem às correntes nos ramais calculadas iterativamente, e os valores de tensão são obtidos pelas Equações 3.5, 3.6 e 3.7, que se valem do uso de cálculo dos valores por queda de tensão a partir de uma dada barra de referência.

As tensões são calculadas para todas as fases do sistema de forma trivial, uma vez que se conhece a matriz de impedâncias  $Z_{abc}$  para a rede trifásica. Assim, para uma barra  $j$  existe um conjunto de ramos,  $\Omega_r$ , que a conecta ao nó de referência do subsistema  $i$ , cujo subíndice adotado é 0. As tensões são obtidas pelas Equações 3.5, 3.6 e 3.7.

$$V_j^{calc,a} = V_0^{a,i} - \left( \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{aa} \cdot I_{km}^a + \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{ab} \cdot I_{km}^b + \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{ac} \cdot I_{km}^c \right) \quad (3.5)$$

$$V_j^{calc,b} = V_0^{b,i} - \left( \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{ab} \cdot I_{km}^a + \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{bb} \cdot I_{km}^b + \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{bc} \cdot I_{km}^c \right) \quad (3.6)$$

$$V_j^{calc,c} = V_0^{c,i} - \left( \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{ca} \cdot I_{km}^a + \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{cb} \cdot I_{km}^b + \sum_{km \in \Omega_r} Z_{km}^{cc} \cdot I_{km}^c \right) \quad (3.7)$$

onde:

- $V_j^{calc,a}$  Tensão fasorial calculada na barra  $j$  para a fase  $a$ ;
- $V_j^{calc,b}$  Tensão fasorial calculada na barra  $j$  para a fase  $b$ ;
- $V_j^{calc,c}$  Tensão fasorial calculada na barra  $j$  para a fase  $c$ ;
- $V_0^{a,i}$  Tensão fasorial do nó de referência do subsistema  $i$  da fase  $a$ ;
- $V_0^{b,i}$  Tensão fasorial do nó de referência do subsistema  $i$  da fase  $b$ ;
- $V_0^{c,i}$  Tensão fasorial do nó de referência do subsistema  $i$  da fase  $c$ ;
- $Z_{km}$  Componentes da matriz de impedância  $Z_{abc}$ ;
- $I_{km}^a$  Corrente fasorial no ramo compreendido entre as barras  $k$  e  $m$  da fase  $a$ ;
- $I_{km}^b$  Corrente fasorial no ramo compreendido entre as barras  $k$  e  $m$  da fase  $b$ ;
- $I_{km}^c$  Corrente fasorial no ramo compreendido entre as barras  $k$  e  $m$  da fase  $c$ ;
- $\Omega_r$  Conjunto de ramos ( $km$ ) entre o nó  $j$  e o nó de referência,  $V_0$ .

As barras de referência serão diferentes para cada subsistema. Desta forma,  $V_0$  será a tensão de referência adotada como a medida aferida pela PMU localizada em um dado barramento tomado como barra de referência para o subsistema em análise. Por exemplo, na Figura 1, a barra de referência para o subsistema 1 é a barra de número 1, e para o subsistema 2 é a barra de número 2.

As correntes fasoriais injetadas nas barras do sistema,  $I_{inj,j}^{calc}$ , são obtidas pela primeira Lei de *Kirchhoff*, onde o somatório de correntes que chegam a um nó é igual ao somatório de correntes que por ele partem. Os vetores  $I_{km}^{calc,a}$ ,  $I_{km}^{calc,b}$  e  $I_{km}^{calc,c}$  são calculados a cada iteração e comparados com os valores medidos pelas PMUs.

A fim de calcular as potências aparentes em cada uma das barras não monitoradas,  $m$ , para as três fases, vale-se das Equações de (3.8) a (3.10).

$$S_m^{calc,a} = V_m^{calc,a} \times I_{inj,m}^{*calc,a} \quad (3.8)$$

$$S_m^{calc,b} = V_m^{calc,b} \times I_{inj,m}^{*calc,b} \quad (3.9)$$

$$S_m^{calc,c} = V_m^{calc,c} \times I_{inj,m}^{* calc,c} \quad (3.10)$$

onde:

$S_m^{calc,a}$	Potência aparente na barra não monitorada $m$ para a fase $a$ ;
$S_m^{calc,b}$	Potência aparente na barra não monitorada $m$ para a fase $b$ ;
$S_m^{calc,c}$	Potência aparente na barra não monitorada $m$ para a fase $c$ ;
$V_m^{calc,a}$	Tensão fasorial na barra não monitorada $m$ para a fase $a$ ;
$V_m^{calc,b}$	Tensão fasorial na barra não monitorada $m$ para a fase $b$ ;
$V_m^{calc,c}$	Tensão fasorial na barra não monitorada $m$ para a fase $c$ ;
$I_{inj,m}^{* calc,a}$	Corrente conjugada injetada na barra não monitorada $m$ para a fase $a$ ;
$I_{inj,m}^{* calc,b}$	Corrente conjugada injetada na barra não monitorada $m$ para a fase $b$ ;
$I_{inj,m}^{* calc,c}$	Corrente conjugada injetada na barra não monitorada $m$ para a fase $c$ .

### 3.6 Função Objetivo

O problema de estimação de estados fundamenta-se essencialmente nas relações matemáticas existentes entre as variáveis de estados e as medições efetuadas. As injeções de correntes das barras sem carga demandada são também inseridas na função objetivo como medições virtuais, ou seja, como injeções nulas de corrente. Na modelagem proposta para estimação de estados, essas medidas serão incorporadas à função objetivo em 3.11.

Cada subsistema encontra-se vinculado a uma função objetivo composta pela soma quadrática dos resíduos entre as medidas reais e as medidas estimadas, ponderados por suas respectivas covariâncias. Assim, a função objetivo recebe o subíndice  $l$ , representando cada um dos subsistemas simulados. A formulação do problema de otimização baseia-se no método dos MQP, segundo Equação 3.11 e visa minimizar a função  $J_l$ .

$$Min \quad J_l = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{2m_l} \sum_{s=1}^3 \left( \frac{\dot{Z}_k^s - h_k^s(\hat{x})}{\sigma_k^s} \right)^2 + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{2n_l} \sum_{s=1}^3 \left( \frac{0 - I_{inj}^s}{\sigma_j^s} \right)^2 \quad (3.11)$$

onde:

$m_l$	Número de sinais medidos pelas PMUs para o subsistema $l$ ;
$n_l$	Número total de barras de passagem e/ou barras fictícias presente no subsistema $l$ ;
$\sigma_k$	Covariância associada a cada medida;
$\sigma_j$	Covariância associada as medidas virtuais das barras de passagem e/ou barras fictícias;
$s$	Fases $a$ , $b$ e $c$ ;

- $I_{inj}$  Corrente injetada nas barras fictícias;  
 $\dot{Z}_k$  Parte real e imaginária das medidas de tensão e correntes nos ramos, obtida pela PMU alocada na barra  $k$ , com dimensão  $(2m \times 1)$ ;  
 $h_k(\hat{x})$  Função associada a cada medida  $\dot{Z}_k$ .

### 3.7 Restrições de Desigualdade

As concessionárias de energia elétrica por meio do conhecimento da demanda de energia presente nas faturas das unidades consumidoras estimam a média histórica para cada ramal ou alimentador de sistemas radiais de distribuição. Sabendo que o consumo de energia apresenta variações de curva de carga ao longo do tempo é permitida uma liberdade de excursionamento em torno de um valor médio de potência compreendido entre um limite mínimo e máximo de consumo,  $\pm p\%$ , onde  $p$  é o fator de carga, como ilustrado na Figura 3. Assim sendo, torna-se possível analisar a rede não somente no caso de demanda média, mas sobretudo em condições de variações de carga.

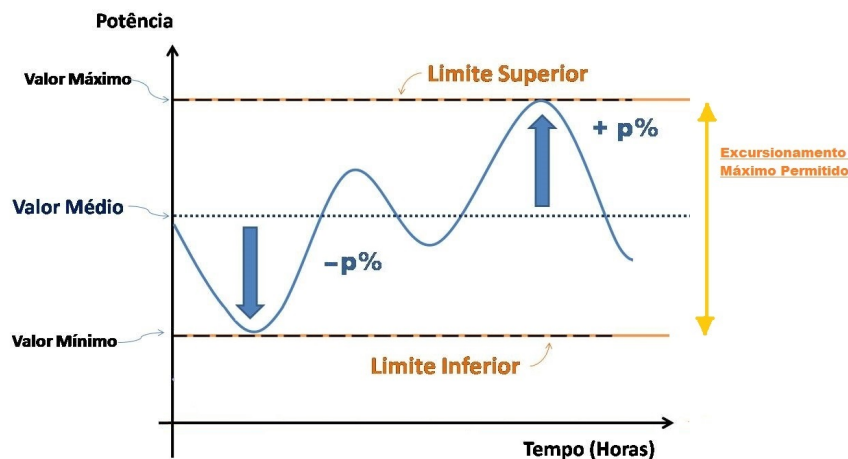


Figura 3 – Limites máximos e mínimos para potência demandada(kW).

A ausência de um número significativo de medições *online* em sistemas radiais de distribuição faz com que a observabilidade seja restaurada através do uso de pseudomedidas, isto é, informações de potência demandada nas barras de carga não monitoradas [32].

As pseudomedidas são modeladas como inequações, com limites superiores e inferiores compreendidos em um intervalo adotado para este trabalho de  $\pm 40\%$  do valor médio de potência ativa e potência reativa demandada para cada barra, englobando uma ampla faixa de variações de carga que possa surgir durante a operação normal do sistema em estudo e possibilitando ao EE adequar-se a tais oscilações que ocorrem ao longo do tempo. As Inequações 3.12, 3.13 e 3.14 representam a modelagem implementada no presente estudo para as três fases.

$$\begin{aligned} (1-p) P_{hist,k}^a &\leq P_k^a \leq (1+p) P_{hist,k}^a \\ (1-p) Q_{hist,k}^a &\leq Q_k^a \leq (1+p) Q_{hist,k}^a \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned} (1-p) P_{hist,k}^b &\leq P_k^b \leq (1+p) P_{hist,k}^b \\ (1-p) Q_{hist,k}^b &\leq Q_k^b \leq (1+p) Q_{hist,k}^b \end{aligned} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} (1-p) P_{hist,k}^c &\leq P_k^c \leq (1+p) P_{hist,k}^c \\ (1-p) Q_{hist,k}^c &\leq Q_k^c \leq (1+p) Q_{hist,k}^c \end{aligned} \quad (3.14)$$

onde:

$P_k^a$	Potência ativa em cada barra não monitorada (barra sem PMU) para a fase $a$ ;
$P_k^b$	Potência ativa em cada barra não monitorada (barra sem PMU) para a fase $b$ ;
$P_k^c$	Potência ativa em cada barra não monitorada (barra sem PMU) para a fase $c$ ;
$Q_k^a$	Potência reativa em cada barra não monitorada (barra sem PMU) para a fase $a$ ;
$Q_k^b$	Potência reativa em cada barra não monitorada (barra sem PMU) para a fase $b$ ;
$Q_k^c$	Potência reativa em cada barra não monitorada (barra sem PMU) para a fase $c$ ;
$P_{hist}^a$	Valor médio de potência ativa para a fase $a$ ;
$P_{hist}^b$	Valor médio de potência reativa para a fase $b$ ;
$P_{hist}^c$	Valor médio de potência reativa para a fase $c$ ;
$Q_{hist}^a$	Valor médio de potência reativa para a fase $a$ ;
$Q_{hist}^b$	Valor médio de potência reativa para a fase $b$ ;
$Q_{hist}^c$	Valor médio de potência reativa para a fase $c$ .

### 3.8 Fluxograma da Metodologia Adotada para a Estimação de Estados

O fluxograma da Figura 4 sintetiza a metodologia adotada para estimação de estados apresentada neste capítulo. Este fluxograma representa a execução do estimador de estados para cada subsistema em análise.

Primeiramente, um programa de fluxo de potência trifásico (1) é executado a fim de simular os fasores de tensões e correntes que, na prática, seriam disponibilizados pelas PMUs instaladas naquele subsistema. Esses dados formarão o vetor de medidas,  $\dot{Z}_k$ , assim como mostrado no bloco (2) do fluxograma. Como foi anteriormente discutido, este vetor contempla parte real e imaginária dos valores de sinais de entrada aferidos pela PMU. Seguindo a modelagem proposta nas Equações 3.3 e 3.4, o bloco (3) do fluxograma representa a etapa de inclusão de erros aleatórios e erros grosseiros nas medidas aquisitadas pelas PMUs para fins de simulação computacional. Vale ressaltar que, em condições reais de operação tais medições já seriam coletadas naturalmente com tais erros.

A partir de um banco de dados, representado pelo bloco (4), previamente disponi-

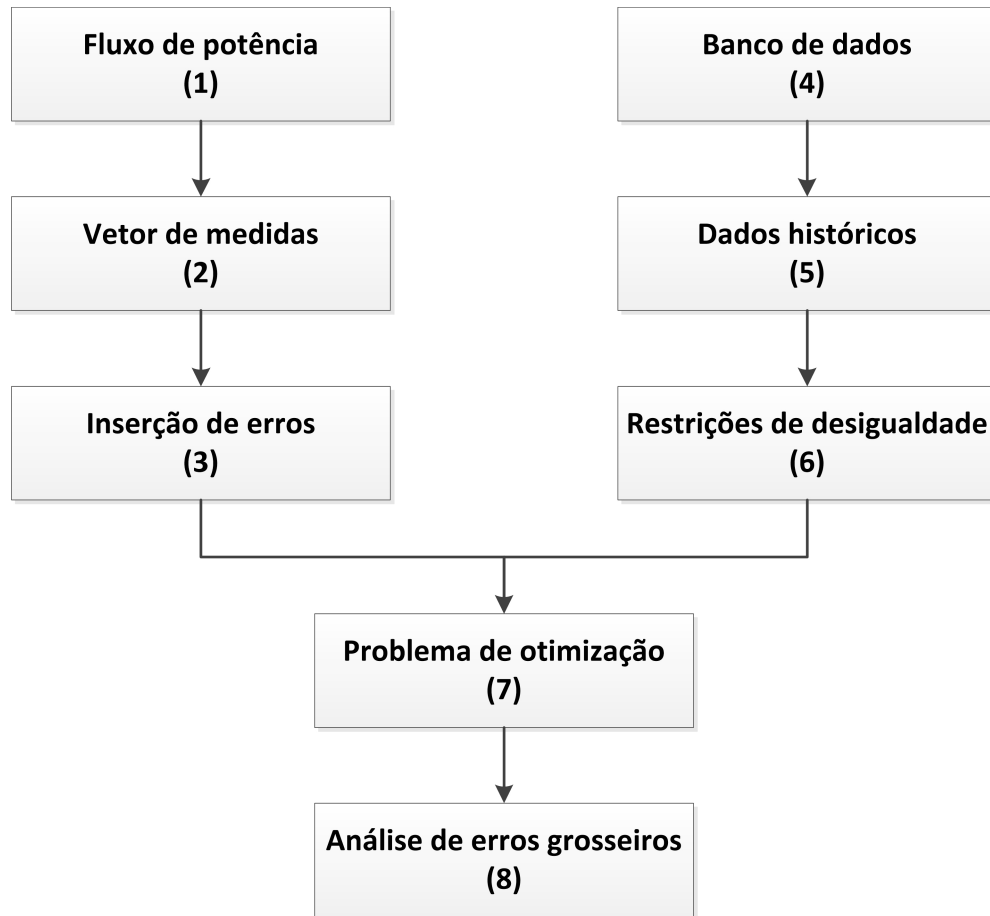


Figura 4 – Fluxograma da metodologia apresentada para estimação de estados neste trabalho.

bilizado pela concessionária, informando dados históricos de potência demandada média, bloco (5), para cada barra do sistema, pode-se definir os valores a serem usados como restrições de desigualdade do problema de otimização (6). Para a modelagem computacional, esses dados históricos são os valores de potência demandada em cada barra, dados esses disponíveis nos Apêndices C, D e E. Nota-se que a partir destes valores, serão definidos limites inferiores e superiores, de acordo com as Inequações 3.12, 3.13 e 3.14, permitindo o excursionamentos na curva de carga ao longo do tempo para cada barra, possibilitando, portanto, a estimação em qualquer instante, e sob diferentes perfis de carga.

Tendo sido formado o vetor de medidas,  $\hat{Z}_k$ , e definidas as restrições, tem-se a formulação completa do problema de otimização representado pelo bloco (7). Nesta etapa, um algoritmo de solução para o problema não linear com restrições também não lineares será necessário. Nesta dissertação, o algoritmo de otimização é solucionado via Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (SFTB - IPM), desenvolvido em [33] e implementado para o EE pela referência [12]. Esse algoritmo apresenta um parâmetro de barreira a fim de eliminar os problemas existentes em soluções próximas à região de fronteira, melhorando o processo de convergência em busca da solução ótima, além de promover a redução do número de iterações e, conseqüentemente, do tempo computacional

gasto ao longo do processo iterativo. Tal ferramenta mostra-se aplicável em tempo real para monitoramento do sistema, que exigem rápidas tomadas de decisões. O algoritmo de otimização utiliza certa tolerância, adotada como  $10^{-6}$ , para a mudança nos vetores de estados.

O bloco (8) representa a etapa de análise de erros grosseiros. A partir de análises probabilísticas, contempladas no próximo capítulo, serão definidos os valores limítrofes das FOBs em condições de ausência de erros grosseiros e os limites para as parcelas correspondentes aos erros quadráticos de correntes injetadas nas barras fictícias. Tais valores são fundamentais para a implementação das etapas de detecção/identificação de erros grosseiros. Caso estes limiares não sejam ultrapassados, isto é, caso os valores das FOBs sejam inferiores em relação aos valores limítrofes estabelecido pela metodologia, não há suspeita de erros grosseiros e o processo de estimação de estados é finalizado. Caso contrário, serão analisados os possíveis erros grosseiros.

### 3.9 Conclusões Parciais

Este Capítulo 3 apresentou a modelagem matemática do problema de estimação de estados trifásico utilizado [12], sendo de fundamental importância para o desenvolvimento das metodologias de detecção e de identificação de erros grosseiros explicitadas nos capítulos posteriores. Um fluxograma também foi apresentado objetivando facilitar o entendimento das etapas necessárias para a solução do problema.



## 4 DETECÇÃO DE ERROS GROSSEIROS POR ANÁLISE DAS MÚLTIPLAS FUNÇÕES OBJETIVO

Neste capítulo será abordado e detalhado um novo método para detecção de erros grosseiros, que se vale da subdivisão da rede em subsistemas, assim como explicado na Seção 3.2 do capítulo anterior.

A técnica desenvolvida é capaz de detectar a presença de erros grosseiros nas medidas efetuadas pelas PMUs ao indicar quais os subsistemas extrapolam os limiares preestabelecidos para as FOBs, facilitando identificar a PMU problemática via barras fictícias.

Ressalta-se que as metodologias clássicas de detecção e identificação de erros grosseiros, tais como, Teste de Hipótese  $\chi^2$  e Maior Resíduo Normalizado não se aplicam ao caso de observabilidade incompleta, ou seja, casos em que o número de medições é inferior ao número de estados a serem estimados.

### 4.1 Detecção de Erros Grosseiros

A etapa de detecção de erros grosseiros é realizada através da análise da função objetivo de cada subsistema,  $J_l$ , dada pela Equação 3.11. A presença de uma medida com erros grosseiros proveniente da aquisição errônea realizada por alguma PMU, seja por avaria do equipamento, falha nos canais de comunicação, erros na transmissão de dados, *cyber attacks*, dentre outros, faz com que a FOB assuma um valor elevado em relação a um valor limítrofe, preestabelecido por simulações de Monte Carlo [34] associadas ao ponto de operação caracterizado pelo excursionamento máximo do valor de demanda histórica ativa/reactiva ( $P_{hist,k}^s$  e  $Q_{hist,k}^s$ , respectivamente) para as cargas não monitoradas.

Sabendo que, a função objetivo visa minimizar a soma ponderada dos resíduos entre a diferença do valor real advindo da PMU e o valor estimado, em condições normais de operação, os resíduos associados ao estimador de estados devem assumir valores próximos a uma pequena ordem de grandeza, ao contrário do que se verifica na presença de um erro grosseiro.

#### 4.1.1 Cálculo do Valor Limítrofe da FOB

A função objetivo é calculada para cada subsistema. Consequentemente, há um valor limítrofe para cada FOB a ser analisada, definindo se há suspeita ou não de erros grosseiros nas medidas efetuadas pelas PMUs.

Os desvios padrões,  $\sigma$ , presentes na Equação 3.11 são valores adotados a partir do conhecimento da classe de precisão dos equipamentos medidores e os transdutores associados a eles. Segundo a norma [35], os valores máximos aceitáveis são definidos a

partir do cálculo de TVE (*Total Vector Error*).

Os valores adotados de  $\sigma$  são diferentes para medidas de corrente e tensão, uma vez que transformadores de potencial e de corrente possuem naturezas diferentes. Este valores devem ser ajustados levando em conta a classe de precisão dos transformadores e outros transdutores que possam ser usados [32].

Valores adotados para a calibração das PMUs devem ser menores que 1% para medidas de tensão e corrente, de acordo com a norma estabelecida IEEE C37.118, discutida na referência [35]. Essa norma ainda estabelece limites para erros nos ângulos de até  $\pm 0,20$  graus.

Os valores dos parâmetros calculados e idealizados para PMUs são comparados através do TVE, definido pela Equação 4.1.

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(t) - X_r)^2 + (X_i(t) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (4.1)$$

Sendo  $X_r(t)$  e  $X_i(t)$  os vetores do sinal estimado (partes real e imaginária, respectivamente) em certo tempo  $t$ ; e  $X_r$  e  $X_i$  os valores idealizados para os sinais das PMUs (partes real e imaginária, respectivamente).

A fim de determinar os valores limítrofes para cada FOB associada ao seu correspondente subsistema, para que não haja suspeita de erros grosseiros, valores randômicos entre  $-1,00\%$  e  $1,00\%$  com distribuição Gaussiana de média zero,  $\gamma(0, 0.01)$ , são inseridos sobre as medidas realizadas pelas PMUs de acordo com a Equação 4.2.

$$\dot{Z}_k = \dot{z}_{valorreal} + \gamma(0, 0.01) \quad (4.2)$$

Como esses valores são randômicos, valores diferentes das FOBs podem ser encontrados a cada vez que o programa é executado. Assim, são feitos testes de maneira exaustiva (considerando um número de 1000 simulações) seguindo o Método de Monte Carlo [34]. Ainda, a fim de definir um valor máximo aceitável,  $J_{l, Lim}^{MAX}(\hat{x})$ , para as múltiplas FOBs para cada um dos subsistema,  $l$ , considera-se o pior caso de operação para o estimador proposto. De acordo com as Inequações 3.12, 3.13 e 3.14, o valor de demanda ativa/reactiva histórica ( $P_{hist,k}^s$  e  $Q_{hist,k}^s$ , respectivamente) para as cargas não monitoradas pode excursionar até um valor limite definido a partir de certa porcentagem,  $p$ . Como é adotado neste trabalho um valor de 40% para  $p$ , o pior caso de operação seria o valor da grandeza de demanda atingir esse limite máximo restritivo. Portanto, a fim de obter um valor crítico e limítrofe para as FOBs, considera-se além do erro expressado na Equação 4.2, o carregamento máximo definido a partir de 4.3, em que  $s$  representa as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ .

$$\begin{aligned} P_k^s &= 1,4 \times P_{hist,k}^s \\ Q_k^s &= 1,4 \times Q_{hist,k}^s \end{aligned} \quad (4.3)$$

A Figura 5 representa o fluxograma responsável por definir os valores limítrofes das FOBs sem que haja suspeita de erros grosseiros.

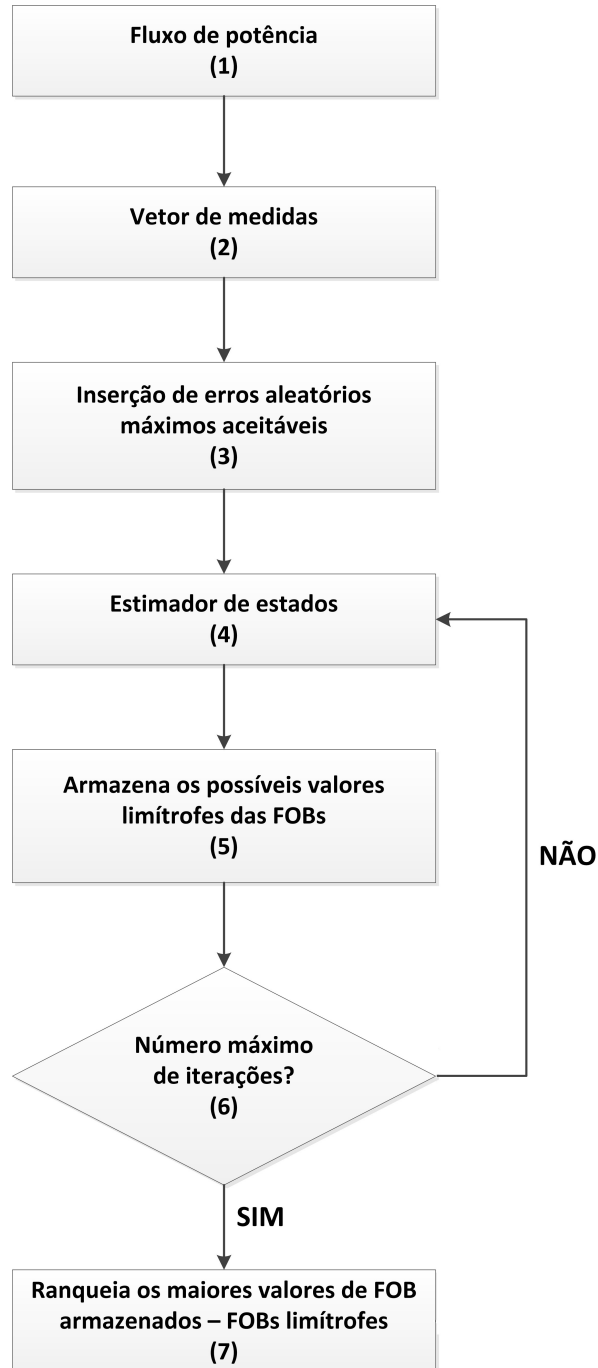


Figura 5 – Fluxograma para definição dos valores limítrofes das FOBs.

O bloco (1) mostra o Fluxo de Potência de onde são retirados fasores de tensões e correntes simulando computacionalmente medições que na prática seriam realizadas pelas

PMUs. Tais fasores formam o vetor de medidas mostrada pelo bloco (2). A próxima etapa é a adição de erros randômicos máximos preestabelecidos no intervalo entre  $-1,00\%$  e  $+1,00\%$  e a consideração de carregamento crítico para o problema, expressado pela Equação 4.3, ilustrada pelo bloco (3). A partir desses valores máximos de erros permitidos, o estimador de estados utilizado, bloco(4), é executado diversas vezes (1000 vezes), bloco(5), em uma busca exaustiva. Os valores das múltiplas FOBs são armazenados, bloco (6). Os valores armazenados são ranqueados e o valor máximo aceitável é escolhido para cada uma das FOBs, considerado ausência de erros grosseiros. Esta etapa define o processo de obtenção do valor limítrofe para cada subsistema,  $J_{l,Lim}(\hat{x})$ , sendo representada pelo bloco (7).

É importante verificar que para cada subsistema  $l$  há valores limítrofes distintos,  $J_{l,Lim}(\hat{x})$ , para as FOBs. Uma vez determinados tais valores, o EE faz o teste de hipóteses: se  $J_l(\hat{x}) \geq J_{l,Lim}$  rejeita-se a hipótese, ou seja, há o indicativo de erros grosseiros e parte-se para a etapa de identificação, que será realizada pela análise das parcelas de erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias. Caso contrário, aceita-se a hipótese, isto é, descarta-se a possibilidade de haver erros grosseiros para as condições preestabelecidas.

Destaca-se que os valores limítrofes das FOBs encontram-se fortemente atrelados à quantidade de unidades de medição presentes em cada subsistema, sendo tanto maior quanto mais PMUs estiverem contidas no mesmo. A justificativa para a escolha do carregamento máximo é considerar os maiores valores aceitáveis para a condição sem erros grosseiros, evitando que na presença de tais erros o algoritmo pudesse não os identificar caso os valores limítrofes fossem menores.

## 4.2 Presença de Erros Grosseiros pelo Método Proposto

Na metodologia proposta neste capítulo pretende-se analisar o sistema por completo, avaliando todos os subsistemas como subproblemas. Assim sendo, para cada subsistema há um valor de FOB associado, representado pela Equação 3.11.

A subdivisão do sistema, assim como explicado anteriormente leva em conta as posições das PMUs alocadas na rede elétrica analisada. Uma vez subdividida a rede, ela conta com diversos subsistemas e o problema é dito descentralizado.

A fim de exemplificar a metodologia supracitada, observando a Figura 6 fica evidente que as PMUs localizadas em nós de ramificação (barras de interseção) pertencem a mais de um subsistema. Em contrapartida, as PMUs alocadas na subestação e ao final de cada ramal encontram-se vinculadas a apenas um subsistema.

O subsistema 1 é composto pelas barras 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8, onde as PMUs são alocadas nas barras 1, 2 e 7, conforme Figura 7. O subsistema 2 é formado pelas barras 2,

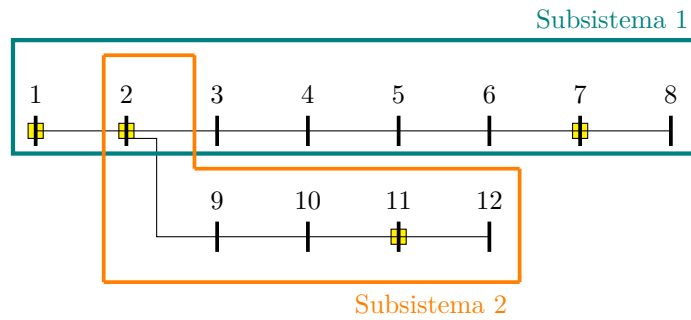


Figura 6 – Representação de um sistema de distribuição radial hipotético de 12 barras dividido em dois subsistemas.

9, 10, 11 e 12, com PMUs nas barras 2 e 11, segundo a Figura 8.

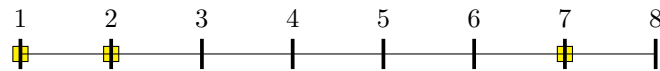


Figura 7 – Subsistema 1

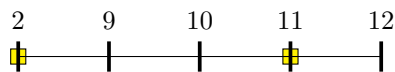


Figura 8 – Subsistema 2

Do modo como a rede foi subdividida, existem três PMUs no subsistema 1 e duas PMUs no subsistema 2. Além disso, é importante notar que a PMU da barra 2 é comum a dois subsistemas, enquanto as demais são pertencentes unicamente a um dos subsistemas. Portanto, a partir desta subdivisão proposta, alguns casos são analisados qualitativamente.

1. Caso haja erros grosseiros no subsistema 1 tem-se  $J_1 > J_{1,Lim}$ ;
2. Caso haja erros grosseiros no subsistema 2 tem-se  $J_2 > J_{2,Lim}$ ;
3. Caso haja erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 têm-se  $J_1 > J_{1,Lim}$  e  $J_2 > J_{2,Lim}$ .

Fica claro que, a metodologia de detecção de erros grosseiros é válida para indicar em qual subsistema existe erros grosseiros e indicar quais PMUs são passíveis de conterem tais erros, merecendo uma segunda análise para identificar o equipamento problemático.

Em função disto, a fim de contemplar todos os casos com garantia de correta identificação da localização da(s) medição(ões) portadora de erros grosseiros, o Capítulo 5 apresenta uma metodologia complementar ao processo de detecção.

### 4.3 Fluxograma da Metodologia de Detecção de Erros Grosseiros

Na figura 9, um fluxograma representa as etapas a serem seguidas pelo algoritmo apresentado neste capítulo.

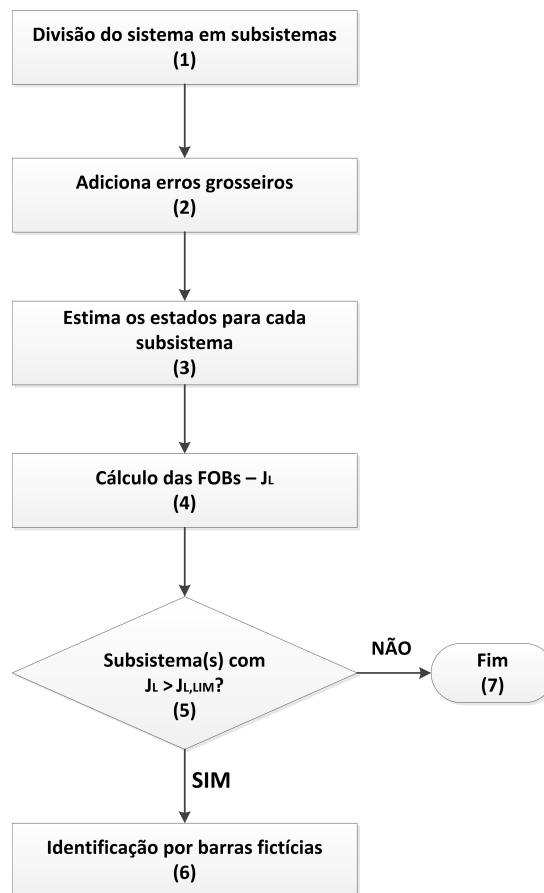


Figura 9 – Detecção de subsistemas com erros grosseiros via análise das múltiplas funções objetivo.

O primeiro passo consiste na subdivisão da rede em vários subsistemas, bloco (1). É importante notar que tal passo é de extrema importância para a metodologia desenvolvida para detecção de erros grosseiros.

Nos fasores trifásicos de tensão e correntes extraídos do fluxo de potência, escolhe-se uma ou mais PMUs em que um erro grosseiro é inserido sobre a(s) medida(s) aquisitada(s) por esta unidade de medição. Esta etapa é descrita no fluxograma pelo bloco (2) e visa simular computacionalmente uma PMU que, na prática, estivesse disponibilizando medida(s) com erro(s) grosseiro(s).

A estimação de estados é processada de maneira contínua para todos os subsistemas, de acordo com o bloco (3), sendo que para cada um deles, haverá uma função objetivo,  $J_l(\hat{x})$ , minimizada pelo estimador, de acordo com o bloco (4), em que as múltiplas FOBs são obtidas.

Os valores limítrofes das FOBs,  $J_{l,Lim}(\hat{x})$ , para cada subsistema  $l$ , seguindo o procedimento explicitado na Subseção 4.1.1 são obtidos. De posse desses valores, o algoritmo é capaz de avaliar se alguma FOB,  $J_l(\hat{x})$ , excede o seu correspondente limite,  $J_{l,Lim}(\hat{x})$ , segundo o bloco (5).

Caso positivo, para aqueles subsistemas que apresentarem seus valores limítrofes ultrapassados, necessita-se do uso de uma segunda metodologia complementar, baseada no uso de barras fictícias, bloco (6), para identificar com precisão sobre qual unidade de medição há erros grosseiros incidentes. Caso contrário, isto é, se nenhum subsistema apresentar valor de FOB acima do seu valor limítrofe, dá-se o processo de estimação de estados por finalizado e descarta-se a possibilidade da presença de erros grosseiros, bloco (7).

#### 4.4 Conclusões Parciais

Este capítulo apresentou uma nova metodologia de detecção de erros grosseiros cuja implementação computacional permite analisar se há indicativo da presença de erros grosseiros por meio da análise conjunta das múltiplas FOBs do sistema.

Os valores limítrofes para decidir se um subsistema contém ou não erros grosseiros foram estabelecidos pela aplicação do Método de Monte Carlo, considerando 1000 casos de simulação computacional executados para cada subsistema em análise.

Para exemplificar e elucidar a abordagem proposta, um sistema hipotético de 12 barras foi apresentado e detalhadamente explicado.

Por fim, um fluxograma foi exibido visando facilitar o entendimento deste capítulo.

## 5 IDENTIFICAÇÃO DE ERROS GROSSEIROS POR BARRAS FICTÍCIAS

Este capítulo visa através do conceito de barramentos fictícios, detalhar o procedimento de identificação de medidores com erros grosseiros. Esta metodologia é complementar àquela apresentada no Capítulo 4, permitindo identificar com clareza qual PMU está aquisitando medições com erros grosseiros.

Sabe-se que os sistemas de distribuição são dotados de certas barras denominadas barras de passagem ou barras de carregamento nulo. Essas barras, como o próprio nome sugere, são aquelas em que as potências ativa/reativa demandadas são iguais a zero. Tais barras coexistem no sistema de distribuição juntamente com as barras de carga.

Na Equação 3.11, as barras de carregamento nulo são contempladas já na expressão da FOB a ser minimizada para cada subsistema, uma vez que é sabido que a corrente injetada nestas barras deve ser nula na ausência de erros grosseiros. A consideração de um valor igual a zero para a corrente injetada nessas barras é considerado um processo de modelagem de medidas virtuais com valor esperado nulo e desvio padrão dez vezes menor àquela adotado para as medições de corrente realizadas para as PMUs.

Uma vez que haja erros grosseiros nas medições que monitoram a rede de distribuição de energia elétrica, os valores de corrente injetadas nestas barras serão estimados incorretamente, sendo ao final do processo diferentes do valor esperado zero. Tal fato é fundamental no processo de identificação de erros grosseiros.

Como as barras de passagem existem em pequeno número nos sistemas de distribuição, serão criadas barras de carregamento nulo fictícias. Essas barras fictícias, então criadas, serão úteis no processo de identificação de erros grosseiros. Tal processo será melhor explicado ao longo deste capítulo.

### 5.1 Modo de inserção de barras fictícias

Como já discutido, o conceito de barra fictícia refere-se a uma barra de carregamento nulo, para a qual, conseqüentemente, a injeção de corrente também apresenta valor nulo. Portanto, barras fictícias com valores diferentes de zero indicam a ocorrência de erros grosseiros de correntes injetadas.

Adotou-se como estratégia para este estudo inserir barras fictícias a montante e a jusante das PMUs, com exceção da PMU localizada na subestação que é supervisionada apenas por uma barra fictícia localizada à sua frente. Insere-se a barra fictícia exatamente no meio da linha de distribuição que conecta uma determinada barra com a PMU, seccionando um trecho em duas partes. Caso exista uma barra de passagem localizada anteriormente e/ou posteriormente a uma determinada unidade de medição não há necessidade da criação



de uma barra fictícia, pois as barras de passagem encontram-se contempladas na função objetivo, assim como as barras fictícias, segundo Equação 3.11.

Como exemplo ao que foi supracitado, apresenta-se na Figura 10, o sistema IEEE 33 barras modificado, que será visto com maiores detalhes no Capítulo 6. Supondo que se tenha interesse em monitorar o subsistema em destaque cinco barras fictícias são criadas, sendo elas: barras 34, 35, 36, 37 e 38.

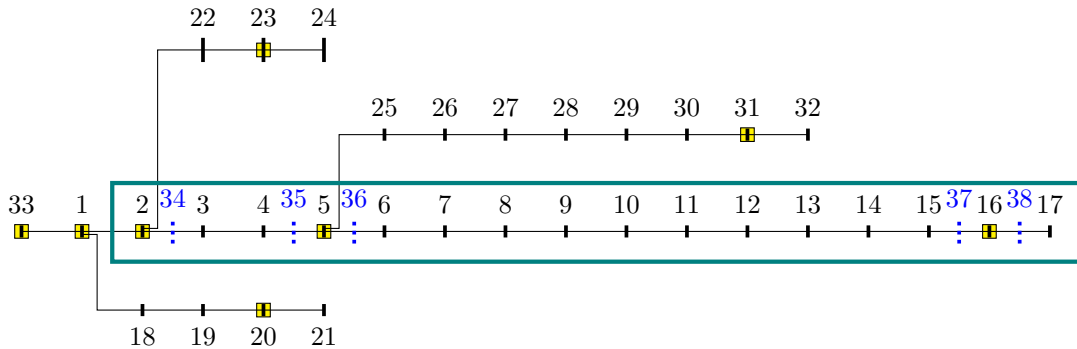


Figura 10 – Representação do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado para monitoração de um único trecho.

Com o exemplo apresentado, torna-se claro que, caso erros grosseiros ocorram na PMU alocada na barra 2, a barra fictícia 34 é sensibilizada pelo aparecimento de corrente injetada diferente de zero, identificando, portanto, a PMU problemática. Tais erros podem sensibilizar a próxima barra fictícia (barra 35) ou uma barra de passagem, caso existisse, localizada no trecho entre a PMU na barra 2 e a PMU na barra 5 devido ao efeito de espalhamento dos erros. Vale ressaltar que as barras fictícias à jusante da barra 5 não sofrerão estes efeitos.

Em uma outra análise, considerando que o erro afete a PMU localizada na barra 5, as correntes injetadas nas barras fictícias 35 e 36 serão altamente sensibilizadas, podendo os erros se espalharem pelas correntes injetadas nas barras 34 e 37, segundo raciocínio análogo ao exposto no parágrafo anterior.

Por fim, caso a PMU da barra 16 seja acometida por erros grosseiros as barra 37 e 38 acusarão resíduos de corrente injetada, podendo tal erro propagar-se para a barra 36. Sabendo que a barra fictícia 38 é responsável por vigiar unicamente a PMU na barra 16, um valor de resíduo de corrente não nulo para essa barra, reafirma a presença de erros grosseiros na PMU alocada na barra 16.

## 5.2 Definição do Valor Limite $\alpha_{Lim}$

O valor  $\alpha_{j,Lim}$  é predefinido para cada barra fictícia e/ou barra de passagem,  $j$ , de cada subsistema. Considerando erros randômicos incidentes sobre as medidas efetuadas

pelas PMUs com amplitudes máximas excursionando entre -1,00% e 1,00% da medida virtual de corrente injetada e a consideração de um ponto de carregamento crítico, assim como expresso na equação 4.3 mostrada no Capítulo 4, realiza-se uma busca exaustiva seguindo o método de Monte Carlo, a fim de estipular um valor limite para os  $\alpha_{j,Lim}^{MAX}$ .

Da mesma forma que no capítulo anterior no qual foram definidos valores limítrofes para as FOBs,  $J_{l,Lim}(\hat{x})$ , são definidos valores limites,  $\alpha_{j,Lim}$ , para as parcelas referentes aos erros quadráticos de correntes injetadas nas barras fictícias e/ou barras de passagem.

### 5.3 Identificação de Erros Grosseiros por Barras Fictícias

A identificação de erro(s) grosseiro(s) é avaliada pela presença de corrente injetada nas barras fictícias e/ou barras de passagem associadas à PMU responsável por realizar medições erradas. No algoritmo, é realizada a avaliação individual das parcelas da função objetivo (parte real e imaginária) associadas aos erros de corrente injetada para cada uma das barras de carregamento nulo. Caso essa parcela apresente valor acima do valor  $\alpha_{Lim}$  preestabelecido, conclui-se haver um erro de medição na PMU supervisionada por tais barras.

Visando elucidar a ideia proposta a Figura 11 auxilia nas análises abordadas a seguir.

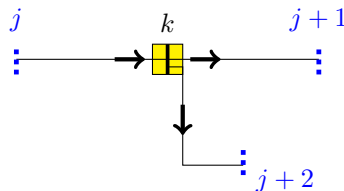


Figura 11 – Representação de uma PMU na barra  $k$  e das barras fictícias que a monitora.

- Há erros grosseiros na PMU da barra  $k$  se:  $\left(\frac{0-I_{in,j}^j}{\sigma_j}\right)^2 > \alpha_{j,Lim}$  ou  $\left(\frac{0-I_{in,j}^{j+1}}{\sigma_{j+1}}\right)^2 > \alpha_{j+1,Lim}$  ou  $\left(\frac{0-I_{in,j}^{j+2}}{\sigma_{j+2}}\right)^2 > \alpha_{j+2,Lim}$ ;
- Não há erros grosseiros na PMU da barra  $k$  se:  $\left(\frac{0-I_{in,j}^j}{\sigma_j}\right)^2 \leq \alpha_{j,Lim}$  e  $\left(\frac{0-I_{in,j}^{j+1}}{\sigma_{j+1}}\right)^2 \leq \alpha_{j+1,Lim}$  e  $\left(\frac{0-I_{in,j}^{j+2}}{\sigma_{j+2}}\right)^2 \leq \alpha_{j+2,Lim}$ .

Sabe-se que na ausência de erros grosseiros, o valor esperado das parcelas de erros quadráticos de correntes injetadas serão próximos a zero. Na presença de erros grosseiros, tal parcela irá exceder um valor limite,  $\alpha_{Lim}$ , associado a cada barra fictícia e/ou barra de passagem pertencente a cada subsistema.

Como anteriormente discutido, no caso de um subsistema apresentar mais de uma barra fictícia e/ou barra de passagem pode ocorrer de mais de uma das parcelas apresentar valor acima dos limites preestabelecidos. Isso ocorre devido a interação do erro com as demais medidas. Entretanto, as barras de carregamento nulo que cercam a PMU responsável por adquirir erros grosseiros apresentarão os maiores valores de erros quadráticos ponderados para as parcelas de corrente injetada.

Esta abordagem, na prática, pode avaliar apenas uma parte do sistema, isto é, áreas com alta densidade de carga e/ou que possuam cargas prioritárias, uma vez que tal situação é passível de interesse em se tratando de monitoração.

#### 5.4 Fluxograma de Identificação de Erros Grosseiros por Barras Fictícias

A Figura 12 apresenta o fluxograma referente à metodologia de identificação de erros grosseiros através da criação de barras fictícias, que foram modeladas como medidas virtuais com valor esperado nulo e desvio padrão dez vezes menor ao valor adotado para as medições de corrente realizadas para as PMUs.

De acordo com o bloco (1), criam-se barras fictícias que são inseridas no sistema elétrico juntamente aos dados de linha e dados de barra dos sistemas. Posteriormente, no bloco (2), adiciona-se erros grosseiros às medições feitas por determinada PMU, afim de simular erros grosseiros que seriam adquiridos pela mesma, etapa esta já descrita no capítulo anterior.

O bloco (3) representa a etapa de detecção dos erros grosseiros em cada um dos subsistemas, realizada via análise das múltiplas funções objetivo e as informações referentes aos subsistemas com FOB ultrapassando os valores limítrofes são armazenadas, bloco(4) e posteriormente utilizada na etapa de identificação da(s) unidade(s) de medição problemática(s).

Caso o valor da FOB exceda o valor limítrofe preestabelecido, o bloco (5) representa a ação a ser tomada: analisa-se as parcelas referentes aos erros quadráticos das medidas virtuais de injeção de corrente nas barras fictícias e/ou barras de passagem pertencentes ao(s) subsistema(s) que extrapola(m) os valores limítrofes preestabelecidos. Então, são avaliadas quais dessas parcelas apresentam resultados excedendo aos valores limites pre-determinados,  $\alpha_{j, Lim}$ , para uma barra de carregamento nulo,  $j$ , e identifica-se como PMU responsável pela inclusão de erros grosseiros junto ao sistemas aquela cujos erros quadráticos refere-se aos maiores resíduos de corrente injetada nas barras fictícias que a monitora. Caso o contrário, isto é, se o valor da FOB não exceder o valor limítrofe preestabelecido para nenhum subsistema, o processo se encerra e os estados estimados são considerados isentos de erros grosseiros, bloco (6), levando ao fim do processo de estimação de estados.

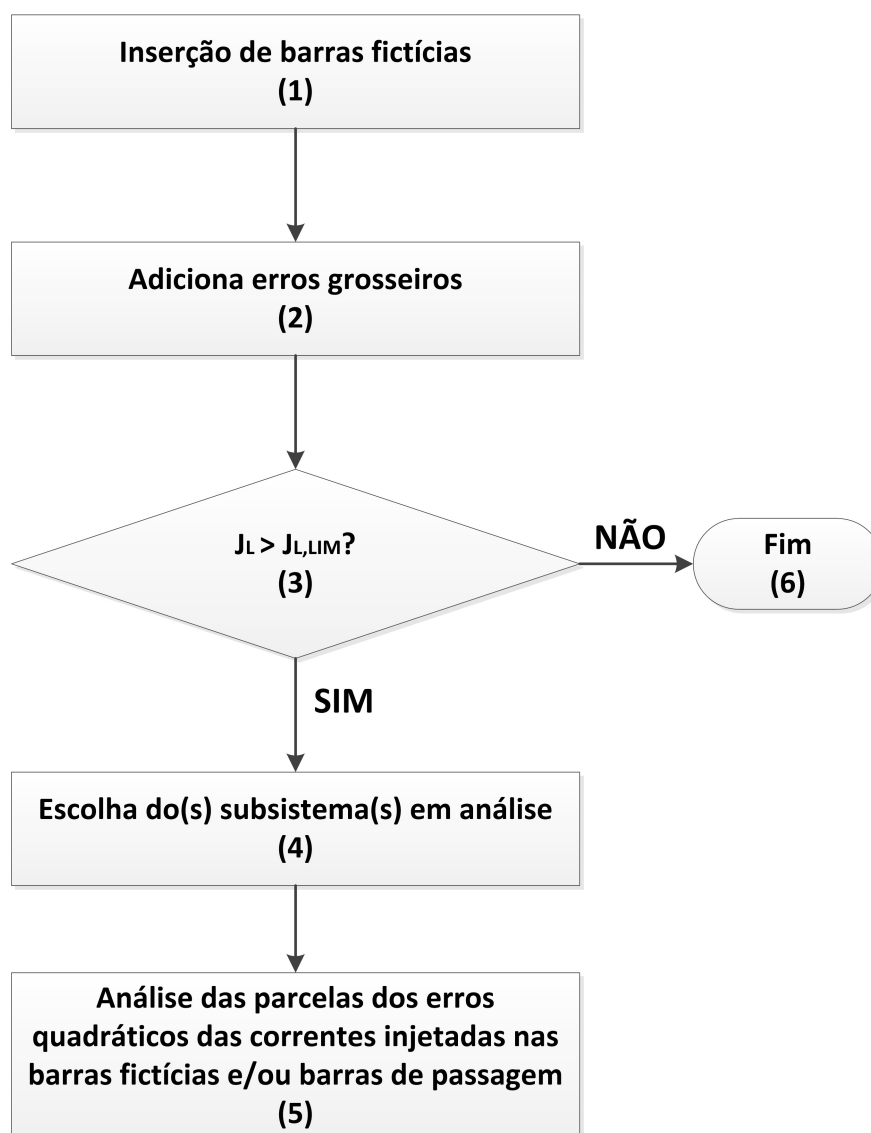


Figura 12 – Fluxograma de identificação de erros grosseiros através do uso de barras fictícias.

Valendo-se da descentralização da rede esta metodologia pode ser aplicada a quaisquer subsistemas e inclusive para todo o sistema em estudo. No entanto, quando aplicada para o sistema completo e se tratando de sistemas de grande porte o número de barras fictícias pode se tornar excessivo, aumentando, assim, o esforço computacional.

### 5.5 Conclusões Parciais

Este capítulo abordou a metodologia de identificação de erros grosseiros através da análise de barras de carregamento nulo. Como no sistema existe a presença de erros randômicos inerentes ao sistema de medição fasorial, tornou-se necessário determinar os valores limites para cada uma das correntes injetadas nestas barras fictícias para que se possa fazer a identificação de erros grosseiros. Assim como na etapa de detecção, os limites das parcelas referentes aos erros quadráticos de correntes injetadas nas barras de carregamento

nulo são obtidos por técnica de busca exaustiva.

Para exemplificar a modelagem proposta, o sistema IEEE 33 barras modificado foi elucidado. Cabe ressaltar que, embora mais de uma barra fictícia apresente erros quadráticos de correntes injetadas acima de seu limiar, a metodologia não é prejudicada, pois os maiores valores estarão relacionados às barras fictícias responsáveis por monitorar a PMU problemática.

## 6 ESTUDO DE CASOS

Este capítulo objetiva apresentar os resultados da estimação de estados considerando erros grosseiros inseridos nos dados de medidas adquiridos pela(s) PMU(s) a fim de validar a metodologia de detecção e identificação de erros grosseiros descrita nos Capítulos 4 e 5, respectivamente. São realizados testes contemplando a inserção de erros grosseiros unicamente nas medidas de tensão, apenas em medidas de corrente e em todas as medidas, sendo este o pior caso de operação e ao qual será dado maior enfoque. Os valores limítrofes para as múltiplas FOBs, sendo esses fundamentais para a etapa de detecção de erros grosseiros também serão explicitados, bem como os valores limites das parcelas de erros quadráticos da corrente injetada nas barras fictícias. Os sistemas testes utilizados serão solucionados por meio de implementação do método SFTB - IPM.

Os seguintes sistemas testes são considerados para fins de simulação computacional:

- Sistema tutorial de 10 barras com dados no Apêndice C;
- Sistema IEEE 33 barras modificado com dados no Apêndice D;
- Sistema IEEE 70 barras modificado com dados no Apêndice E.

Os dados dos sistemas 33 barras e 70 barras, originalmente monofásicos, foram modificados para testar a formulação trifásica.

A tensão na subestação dos sistemas originais serão consideradas iguais a 1,00 p.u. Nas simulações individuais dos subsistemas as novas barras de referência, para cada trecho, assumem o valor de tensão medida pela sua respectiva PMU. O fator de variação da carga,  $p$ , para as barras não monitoradas, adotado para todos os subsistemas será igual a 40%, permitindo que a carga varie ao longo do dia entre 60% a 140% da média histórica, conforme restrições já apresentadas nas Inequações 3.12, 3.13 e 3.14. As variâncias adotadas para as medidas serão de 0,40% para as tensões (partes real e imaginária), 0,80% para as correntes nas linhas (partes real e imaginária) e 0,08% para as correntes injetadas nas barras fictícias e/ou barras de passagem (partes real e imaginária).

Erros aleatórios serão adotados, correspondendo a valores randômicos em um intervalo de  $-0,40\%$  a  $0,40\%$  para medidas de tensão e de  $-0,80\%$  a  $0,80\%$  para medidas de corrente, exceto para a obtenção dos valores limítrofes das FOBs e das parcelas dos limiares de erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias, onde convencionou-se utilizar valores randômicos compreendidos no intervalo de  $-1,00\%$  a  $1,00\%$ , valores máximos previstos pela norma IEEE C37.118, conforme descrito na Subseção 4.1.1.

A fim de validar as metodologias propostas modificações serão inseridas ao sistema, tais como: inserção de barras fictícias, divisão do sistema em subsistemas e inclusão de

desequilíbrio nas fases da rede. Assim, as seguintes simulações serão realizadas e seus resultados apresentados nas subseções posteriores:

1. Validação do estimador de estados trifásico para o caso base (sistema em equilíbrio) e obtenção dos valores limítrofes para as FOBs,  $J_{I,Lim}$ , e para as parcelas associadas aos erros quadráticos das correntes injetadas,  $\alpha_{Lim}^{MAX}$ , de cada barra fictícia e/ou barra de passagem. Tais simulações são realizadas considerando-se erros aleatórios e a ausência de erros grosseiros. Para a obtenção dos valores limites é suposto a condição de carga crítica, isto é, 40% acima da média história de potência ativa/reactiva demandadas para as três fases do sistema;
2. Detecção de erros grosseiros via análise das múltiplas funções objetivo,  $J_I$ , e identificação por barras fictícias considerando os sistemas de distribuição em desequilíbrio com aumentos de carga de 20% para a fase *b* e de 30% para a fase *c*.

As simulações são realizadas em um computador com sistema operacional Windows 7 equipado com processador Intel Core i3, 2.27 GHz e 4 GB de memória RAM.

### 6.1 Sistema Tutorial de 10 barras

O sistema tutorial de distribuição de 10 barras ilustrado na Figura 13 é composto por 2 ramais e 9 ramos. A subestação é representada pela barra 1 e a potência base adotada é de 1 MVA.

As PMUs (quadrados em amarelo) são supostamente alocadas nas barras 1, 3, 5 e 9. Os demais barramentos são considerados barras de carga não monitoradas.

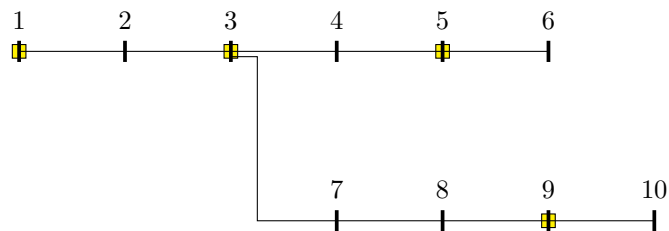


Figura 13 – Representação do sistema tutorial de 10 barras.

#### 6.1.1 Validação do Estimador de Estados para o Sistema Tutorial de 10 barras e Estabelecimento dos Valores Limites

O sistema apresentado na Figura 13 é modificado pela inserção das barras fictícias 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e 18 e pela divisão do sistema em dois subsistemas, conforme ilustrado na Figura 14. O Subsistema 1 é composto pelas barras 1, 2, 3, 4, 5 e 6 e o Subsistema 2 é formado pelas barras 3, 7, 8, 9 e 10. As simulações nesta subseção são

realizadas considerando o sistema sem desequilíbrio e com erros aleatórios entre  $-1,00\%$  e  $1,00\%$ .

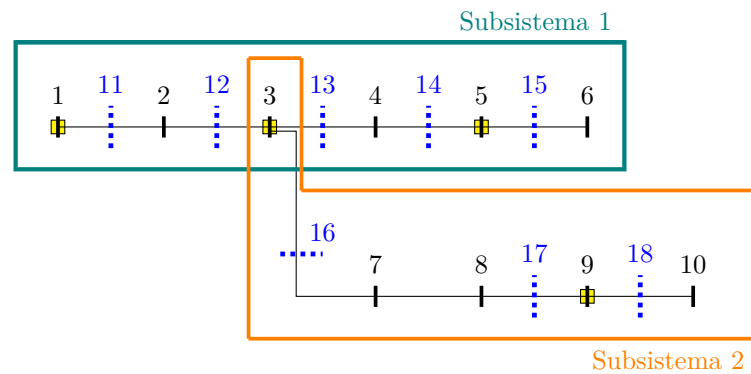


Figura 14 – Representação do sistema tutorial de 10 barras com inclusão de barras fictícias e divisão em subsistemas.

A Tabela 2 explicita quais barras fictícias encontram-se associadas a cada uma das PMUs. Em outras palavras, para cada unidade de medição haverá uma (no caso da subestação) ou mais barras fictícias responsáveis por vigiar determinada PMU e indicar a presença de erros grosseiros ao acusar os maiores resíduos referente às parcelas de corrente injetada nas barras de injeção de potência nula.

Tabela 2 – Barras Fictícias Associadas a cada PMU para o Sistema de 10 Barras.

Barras com PMU	Barras Fictícias
1	11
3	12, 13 e 16
5	14 e 15
9	17 e 18

As tensões trifásicas nas barras, para cada uma das fases, são apresentadas nos gráficos 15, 16, 17 e 18 pelo método SFTB - IPM, comparando os resultados obtidos pelo estimador de estados aos correspondentes valores provenientes da execução do fluxo de potência, aqui denominados valores reais. Visto tratar-se de um sistema equilibrado o módulo da tensão será o mesmo para as três fases, portanto o gráfico 15 representa as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ , simultaneamente. Já as fases da tensão estarão defasadas em  $-120^\circ$  para a fase  $b$  e  $120^\circ$  para a fase  $c$ , conforme gráficos 17 e 18, respectivamente.



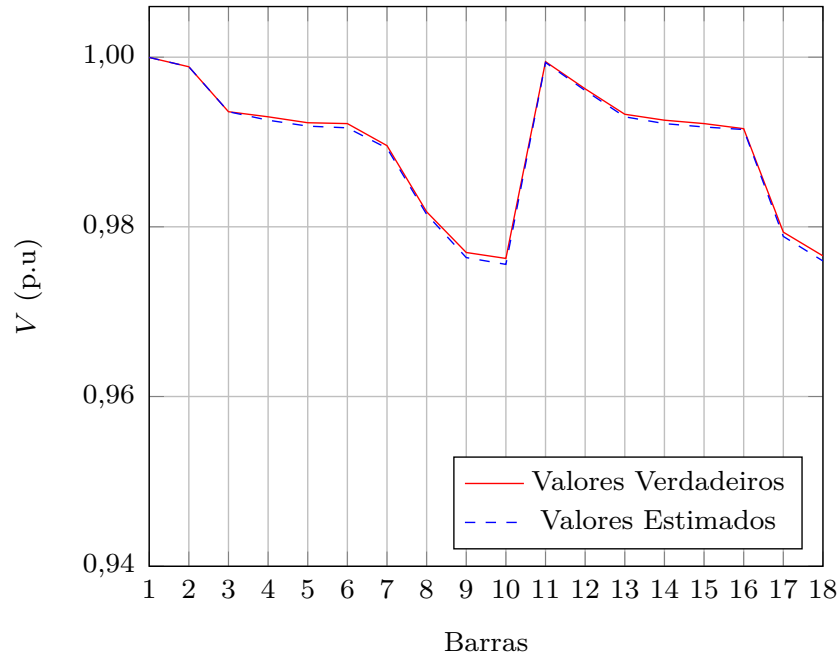


Figura 15 – Módulo das tensões nodais obtidas para o sistema tutorial de 10 barras equilibrado - Fase *a*, *b* e *c*.

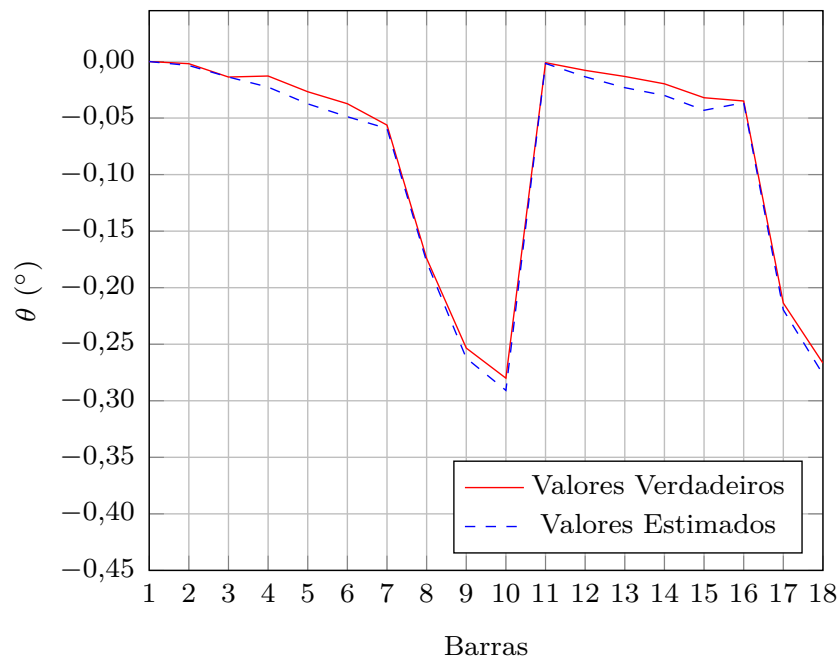


Figura 16 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema tutorial de 10 barras equilibrado - Fase *a*.

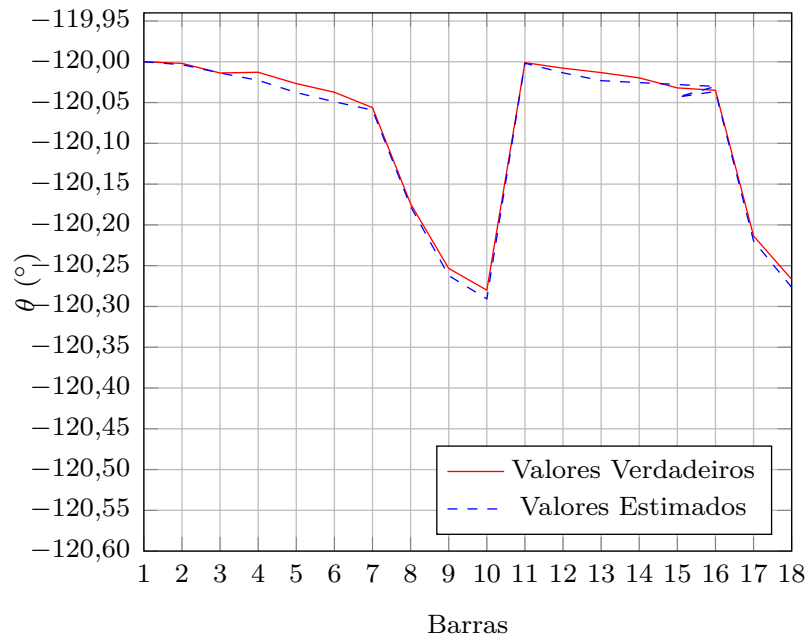


Figura 17 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema tutorial de 10 barras equilibrado - Fase *b*.

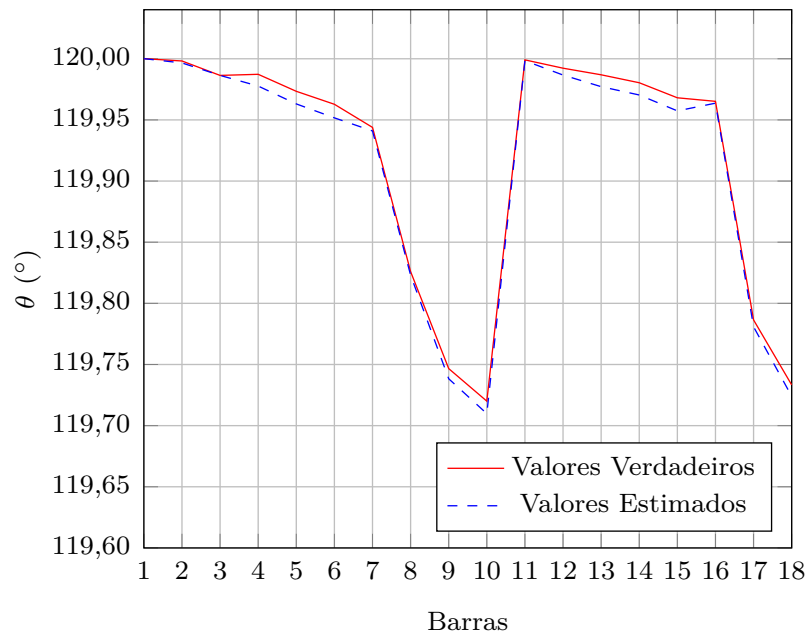


Figura 18 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema tutorial de 10 barras equilibrado - Fase *c*.

As potências ativa e reativa injetadas nas barras do sistema são apresentadas nos gráficos 19 e 20, respectivamente, comparando os valores reais obtidos pelo fluxo de potência com os respectivos valores estimados. Sendo o sistema equilibrado, os resultados são idênticos para as três fases.

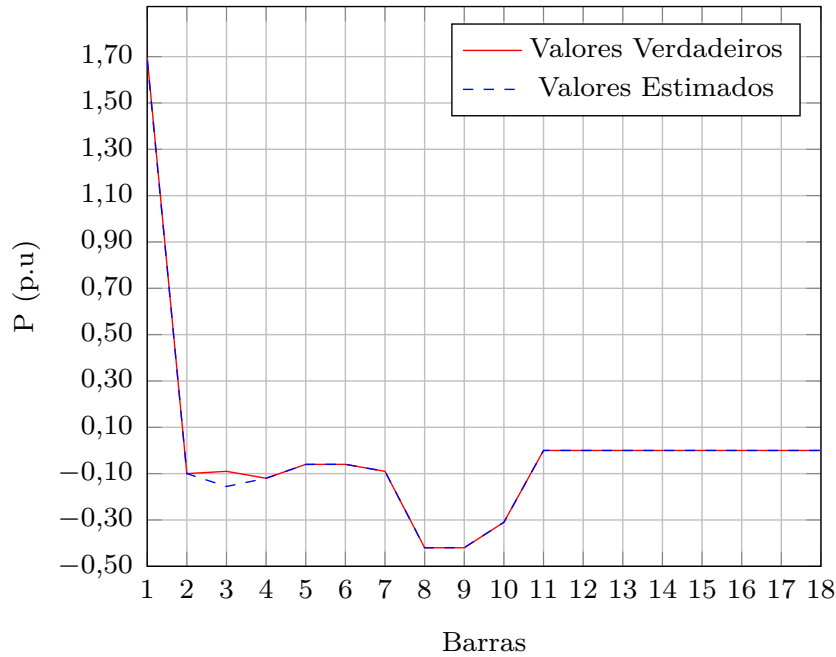


Figura 19 – Potência ativa obtida para o sistema tutorial de 10 barras - Fases *a*, *b* e *c*.

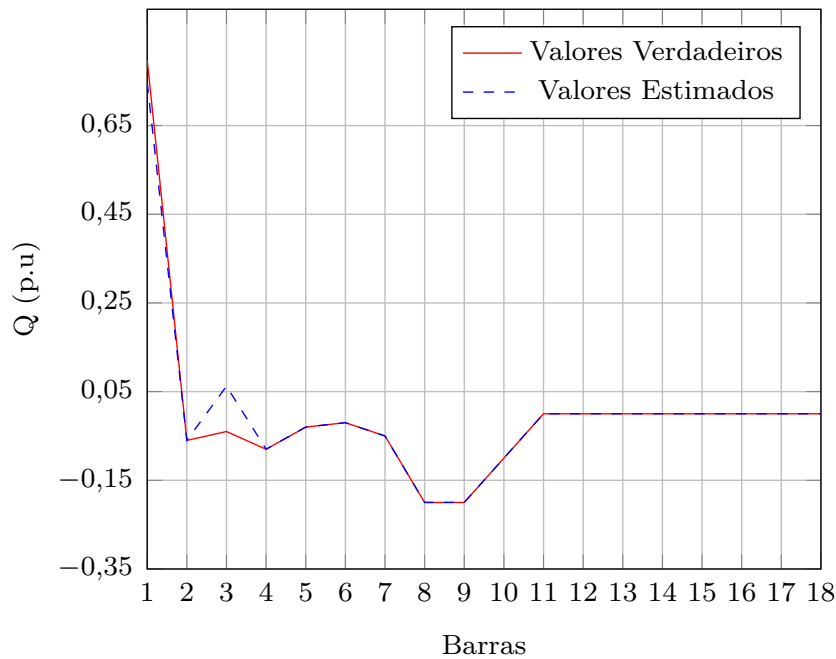


Figura 20 – Potência reativa obtida para o sistema tutorial de 10 barras - Fases *a*, *b* e *c*.

Analisando os presentes resultados, conclui-se que o algoritmo de estimação de estados que serve de base para o desenvolvimento da metodologia de detecção e identificação de erros grosseiros fornece estimativas de estados muito precisas para a técnica de otimização empregada, pois os valores estimados de tensão e potência ativa/reactiva injetadas nas barras são muito próximos àquelas obtidos pelo fluxo de potência. Além disso, pode-se

constatar que na ausência de erros grosseiros as barras fictícias (barras 11 a 18) apresentam injeções de potência nula, conforme esperado.

Para obtenção do valor máximo aceitável para a FOB,  $J_{l,Lim}^{MAX}(\hat{x})$ , a simulação computacional foi realizada considerando-se o estado operativo da rede com carregamento acima de 40% da média histórica de potência ativa/reactiva demandadas, sem a presença de erros grosseiros e com erros randômicos aleatórios entre  $-1,00\%$  a  $1,00\%$ . Foram realizados testes de maneira exaustiva (considerando um número de 1000 simulações) seguindo o Método de Monte Carlo. Os valores limítrofes para as FOBs dos subsistemas 1 e 2 são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores Limítrofes para as FOBs sem Erros Grosseiros - Sistema Tutorial de 10 Barras.

Subsistema	$J_{l,Lim}^{MAX}(\hat{x})$
1	16,2030
2	0,1926

A Tabela 4 exhibe os limites máximos das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático de corrente injetada nas barras fictícias,  $\alpha_{j,Lim}^{MAX}$ , para cada uma das fases, segundo explicitado na Seção 5.3. Para os limites dos erros obtidos abaixo da quarta casa decimal foi adotado representá-los por 0,0001.

Tabela 4 – Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema Tutorial de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
11	0,5536	0,3427	0,7962	0,1365	0,0153	0,9121	2,7564
12	0,5536	0,3427	0,7962	0,1365	0,0153	0,9121	2,7564
13	0,6529	0,4841	1,0673	0,1278	0,0324	1,1105	3,4750
14	0,6529	0,4841	1,0673	0,1278	0,0324	1,1105	3,4750
15	0,9697	0,2102	0,8451	0,4165	0,0133	1,2206	3,6754
16	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
17	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
18	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.1.2 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros para o Sistema Tutorial de 10 barras

Nesta etapa, são simulados erros grosseiros com magnitudes variáveis aplicadas sobre os valores medidos pelas PMUs. Primeiramente, avalia-se o caso de todas as medidas, para cada PMU individualmente, conter erros grosseiros, sendo este o pior caso que poderia ocorrer. Em um segundo momento, são realizados testes considerando a inserção de erros grosseiros apenas em algumas medidas associadas a uma dada PMU.

Almejando uma simulação computacional mais próxima à realidade operativa do sistema, considera-se a rede em desequilíbrio, com aumento de carga de 20% para a fase *b* e de 30% para a fase *c*.

### 6.1.2.1 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 1

Os resultados apresentados posteriormente referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 1, isto é, na medida de tensão da subestação e na medida de corrente que sai da barra 1 para a barra 11, considerando as três fases.

#### 1. Detecção

O gráfico exibido na Figura 21 apresenta os valores das FOBs para ambos os subsistemas. É indubitável a partir dos resultados expostos que existem erros grosseiros no subsistema 1, visto que a FOB correspondente a tal subsistema possui valor acima do limítrofe estabelecido na Tabela 3.

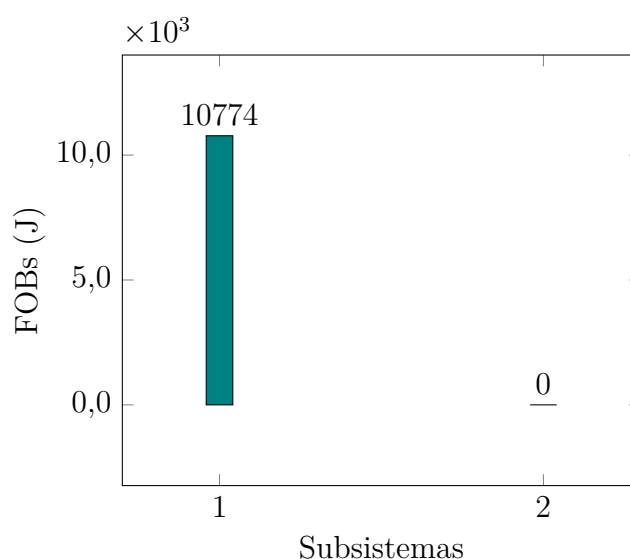


Figura 21 – Teste 1: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras.

Valendo-se da análise da função objetivo do sistema percebe-se que para um erro de 30% inserido nas medidas aquisitadas pela PMU, a função  $J_1$  é igual a 10774, ultrapassando seu valor limítrofe de 16,2030, apresentado na Subseção 6.1.1. Assim, permite-se afirmar que alguma das unidades de medição presentes no subsistema 1 apresenta erro(s) grosseiro(s). Sabe-se que o erro foi inserido nas medidas aquisitadas pela PMU alocada na barra 1 a título de simulação computacional, entretanto, na prática, tal informação deve ser averiguada, havendo a necessidade da etapa de identificação via barras fictícias.

## 2. Identificação

A Tabela 5 apresenta os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias pertencentes ao subsistema 1. Tais valores superam os limiares preestabelecidos na Tabela 4 para as barras fictícias 11 e 12, ratificando o processo de identificação de erros grosseiros via barras fictícias. Os maiores resíduos encontram-se associados as barras fictícias 11 e 12, barras posteriores a PMU alocada na barra 1. O fato da barra 12 também apresentar resíduos de corrente injetada pode ser explicado pela interação dos erros grosseiros no processo de estimação, conhecido como espalhamento de erros.

Tabela 5 – Teste 1: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
11	213,9977	41,2824	267,6475	141,6906	5,2417	494,4331	1164,2930
12	213,9977	41,2824	267,6475	141,6906	5,2417	494,4331	1164,2930
13	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
14	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
15	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.1.2.2 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 3

Os resultados apresentados a seguir referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de magnitude de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 3.

#### 1. Detecção

A Figura 22 apresenta os valores das FOBs para ambos os subsistemas. Ante os resultados expostos percebe-se que existem erros grosseiros no subsistema 1 e no subsistema 2, visto que as FOBs correspondentes a tais subsistemas possuem valores acima dos valores limítrofes preestabelecidos.

A função  $J_1$  é igual a 4454 ultrapassando seu valor limítrofe de 16,2030 e para o subsistema 2 a FOB apresenta valor de 3374 também extrapolando o valor de 0,1929. É possível inferir que medidas presentes no subsistema 1 e no subsistema 2 apresentam erros grosseiros. Deve-se avaliar as parcelas de erros quadráticos referentes as correntes injetadas nas barras fictícias presentes em ambos os subsistemas, visando confirmar a presença de erros grosseiros na PMU alocada no barramento de interseção.

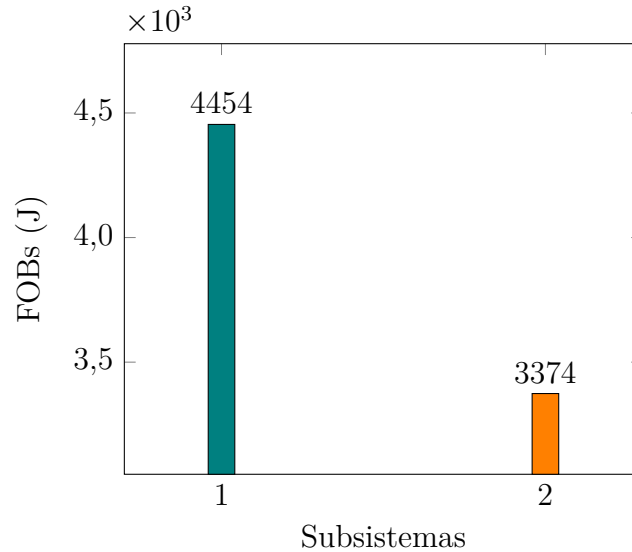


Figura 22 – Teste 2: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 - Sistema de 10 barras.

## 2. Identificação

A Tabela 6 apresenta os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas em todas as barras fictícias. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para todas as barras fictícias ao entorno da PMU localizada na barra 3. Observa-se que as barras 11, 14 e 17 também apresentaram valores extrapolando seus respectivos limiares. Conforme explicado na simulação anterior, tal fato se deve ao espalhamento de erros grosseiros pelas proximidades da PMU defeituosa.

Tabela 6 – Teste 2: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
11	77,5296	14,4767	77,2896	44,5503	2,2726	136,8236	352,9424
12	77,5296	14,4767	77,2896	44,5503	2,2726	136,8236	352,9424
13	0,7017	0,3475	3,1794	0,7499	0,0219	6,1546	11,1550
14	0,7017	0,3475	3,1794	0,7499	0,0219	6,1546	11,1550
15	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
16	31,0937	8,2721	27,7880	11,6110	0,0974	39,1637	118,0259
17	31,0937	8,2721	27,7880	11,6110	0,0974	39,1637	118,0259
18	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.1.2.3 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 5

São acrescentados erros grosseiros de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 5.

### 1. Detecção

Os valores das FOBs para ambos os subsistemas são apresentados no gráfico da Figura 23. Os resultados apresentados permitem detectar a presença de erros grosseiros no subsistema 1, pois  $J_1 > J_{1,Lim}$ .

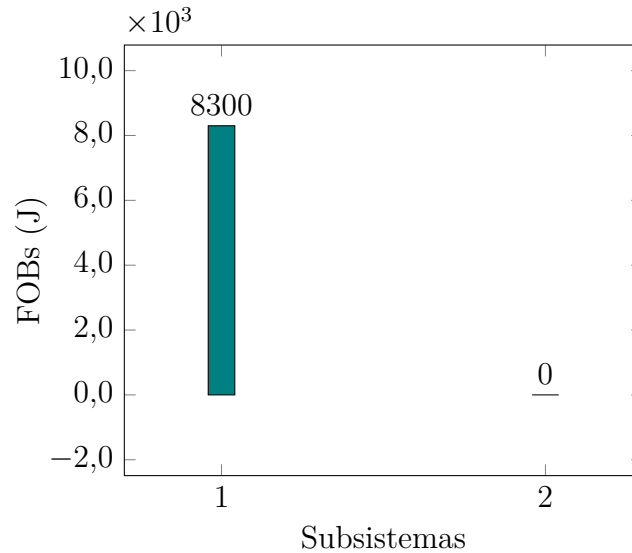


Figura 23 – Teste 3: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias do subsistema 1 são expostos na Tabela 7. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para as barras 14 e 15, havendo espalhamento para a barra 13.

Tabela 7 – Teste 3: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
11	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
12	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
13	0,3923	1,1457	3,7542	0,0659	0,0294	0,1126	5,5001
14	0,3923	1,1457	3,7542	0,0659	0,0294	0,1126	5,5001
15	0,5740	0,1295	1,8059	0,9701	0,0428	4,3189	7,8412

#### 6.1.2.4 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 9

Os resultados apresentados referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 9, isto é, na medida de tensão da barra 9 e nas medidas de corrente que entram e saem por tal nó.



### 1. Detecção

Os resultados apresentados na Figura 24 permitem detectar a presença de erros grosseiros no subsistema 2, pois  $J_2 > J_{2,Lim}$ .

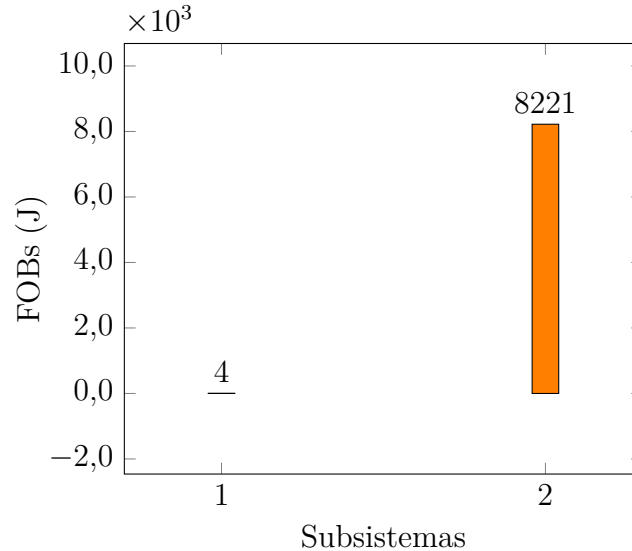


Figura 24 – Teste 4: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema de 10 barras.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias do subsistema 2 são expostos na Tabela 8. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para as barras 17 e 18 e também para a barra 16, que sofre o efeito do espalhamento dos erros grosseiros.

Tabela 8 – Teste 4: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
16	2,9391	1,1967	3,2093	0,8779	0,0104	4,1251	12,3585
17	2,9391	1,1967	3,2093	0,8779	0,0104	4,1251	12,3585
18	0,5135	0,7938	1,2886	0,0273	0,1687	1,1173	3,9092

#### 6.1.2.5 Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente do Ramo 1–11, PMU da Barra 1

São acrescidos erros grosseiros de 30% sobre as medidas de corrente (todas as fases) que saem da barra 1 para a barra 11.

### 1. Detecção

A Figura 25 apresenta os resultados das FOBs dos dois subsistemas. Observa-se a presença de erros grosseiros no subsistema 1.

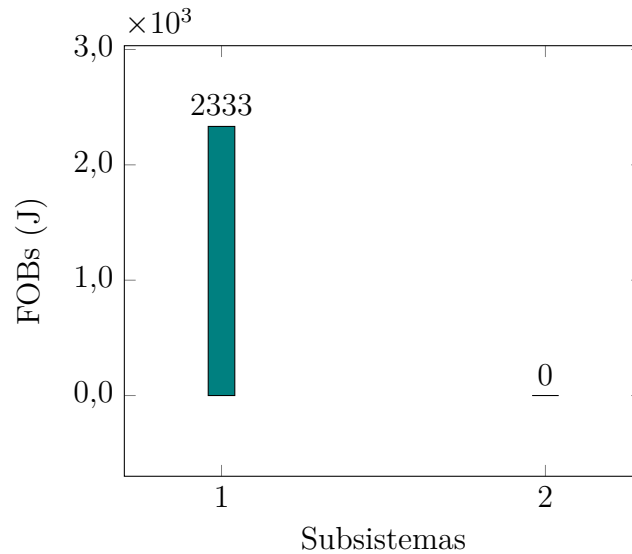


Figura 25 – Teste 5: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras.

## 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias presentes no subsistema 1 são apresentadas na Tabela 9. Os limiares preestabelecidos para os erros quadráticos de correntes injetadas encontram-se ultrapassados nas barras 11 e 12, sendo estas barras fictícias posteriores a barra 1, onde encontra-se alocada a PMU problemática. As demais barras sofrem um pequeno efeito de espalhamento.

Tabela 9 – Teste 5: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	<i>Real<sub>a</sub></i>	<i>Imag<sub>a</sub></i>	<i>Real<sub>b</sub></i>	<i>Imag<sub>b</sub></i>	<i>Real<sub>c</sub></i>	<i>Imag<sub>c</sub></i>	<i>Somatório</i>
11	214,6023	41,2843	267,6021	141,6930	5,5734	494,4546	1165,2097
12	214,6023	41,2843	267,6021	141,6930	5,5734	494,4546	1165,2097
13	0,0001	0,0001	0,2785	0,0282	0,0184	0,6543	0,9796
14	0,0001	0,0001	0,2785	0,0282	0,0184	0,6543	0,9796
15	0,0001	0,0001	0,1918	0,1116	0,0136	0,7368	1,0540

### 6.1.2.6 Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão Aquisitadas pela PMU na Barra 1

Os resultados apresentados posteriormente referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de magnitude de 30% somente nas medidas de tensão, todas as fases, efetuadas pela PMU alocada na barra 1.

#### 1. Detecção

Os resultados das FOBs são apresentados na Figura 26. O resultado da função objetivo acima do valor limítrofe para o subsistema 1 indica haver erros grosseiros em tal

subsistema.

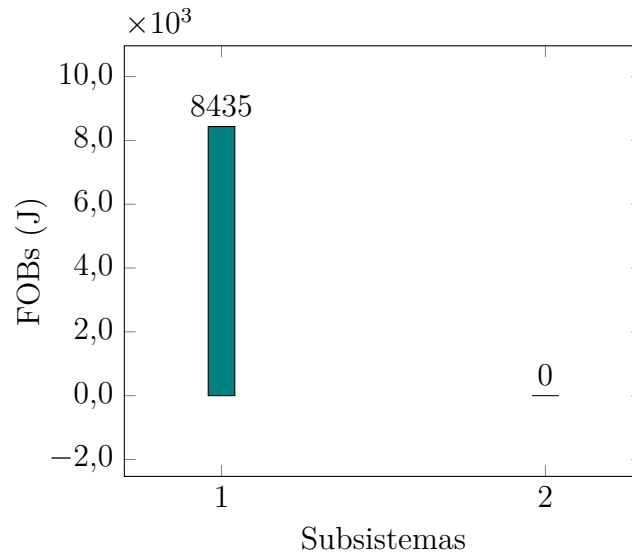


Figura 26 – Teste 6: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras.

## 2. Identificação

A Tabela 10 contém os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias presentes no subsistema 1. Os limiares preestabelecidos para os erros quadráticos de correntes injetadas não são ultrapassados para nenhuma das barras fictícias presentes no subsistema. Pode-se, então, concluir que os erros encontram-se associados exclusivamente às medidas de tensão, resultando no valor da FOB acima do seu respectivo valor limítrofe. Entretanto, não se pode afirmar com exatidão se os erros são provenientes da PMU alocada na barra 1 ou na barra 5, visto que ambas pertencem unicamente ao subsistema 1 e neste caso, particularmente, necessitaria-se avaliar as parcelas referentes aos erros quadráticos de tensão associados a cada uma das PMUs, conforme Tabela 11.

Tabela 10 – Teste 6: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
11	0,0001	0,0001	0,1967	0,0035	0,0001	0,5534	0,7939
12	0,0001	0,0001	0,1967	0,0035	0,0001	0,5534	0,7939
13	0,0001	0,0001	0,2341	0,0302	0,0143	0,6588	0,9375
14	0,0001	0,0001	0,2341	0,0302	0,0143	0,6588	0,9375
15	0,0001	0,0001	0,2080	0,1116	0,0001	0,7478	1,0677

Ante os resultados apresentados na Tabela 11, pode-se inferir que os erros grosseiros encontram-se associados exclusivamente às medidas de tensão aquisitadas pela PMU alocada na barra 1.

Tabela 11 – Teste 6: Erros Quadráticos das Parcelas de Tensão nas Barras com PMU - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
1	5623,3761	0,0000	1423,9983	4218,7500	1405,2721	4218,7500	16890,1465
3	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
5	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
9	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.1.2.7 Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente no Ramo 2–3, PMU da Barra 3

São inseridos erros grosseiros de 30% unicamente na medida de corrente do ramo 2 – 3.

#### 1. Detecção

Segundo os resultados apresentados na Figura 27 permite-se detectar a presença de erros grosseiros no subsistema 1.

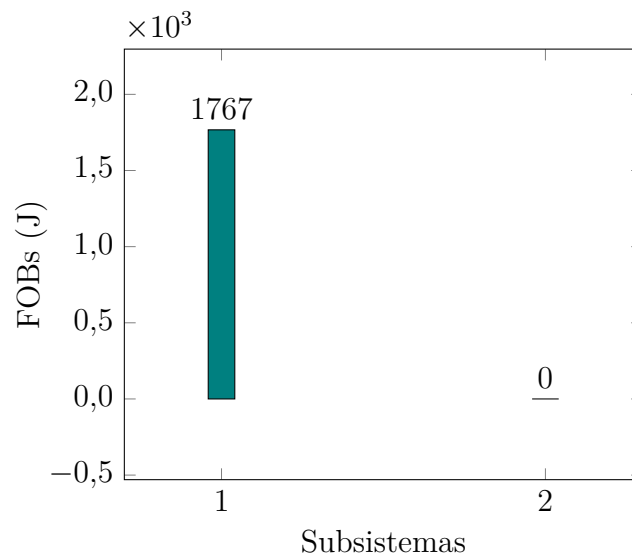


Figura 27 – Teste 7: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema de 10 barras.

#### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias presentes no subsistema 1 são apresentadas na Tabela 12. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para os erros quadráticos de correntes injetadas das barras 11 e 12. Essas barras encontram-se inseridas à montante da PMU considerada defeituosa, permitindo ratificar a presença de erro grosseiro na corrente no ramo 2 – 3.

Tabela 12 – Teste 7: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
11	188,3465	34,5290	194,6204	111,3844	5,4850	347,7324	882,0977
12	188,3465	34,5290	194,6204	111,3844	5,4850	347,7324	882,0977
13	0,0001	0,0001	0,2781	0,0279	0,0215	0,6531	0,9808
14	0,0001	0,0001	0,2781	0,0279	0,0215	0,6531	0,9808
15	0,0001	0,0001	0,2294	0,1077	0,0076	0,7397	1,0846

### 6.1.2.8 Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente nos Ramos 3 – 13 e 3 – 16, PMU da Barra 3

Erros grosseiros de magnitude 30% são incluídos nas medidas de corrente que saem pela barra 3.

#### 1. Detecção

Os resultados apresentados na Figura 28 permitem detectar a presença de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2, uma vez que  $J_1 > J_{1,Lim}$  e  $J_2 > J_{2,Lim}$ .

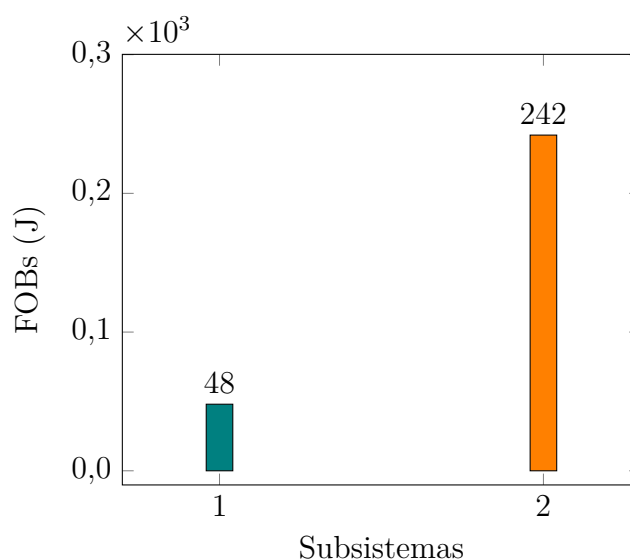


Figura 28 – Teste 8: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 - Sistema de 10 barras.

#### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias dos subsistemas 1 e 2 são apresentados na Tabela 13. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para os erros quadráticos de correntes injetadas das barras 13, 14, 16 e 17, barras estas localizadas à jusante da PMU alocada na barra 3.

Ante os resultados permite-se concluir que os erros grosseiros são provenientes das medidas das correntes que saem da barra 3.

Tabela 13 – Teste 8: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
11	0,0001	0,0001	0,2218	0,0336	0,0118	0,5564	0,8238
12	0,0001	0,0001	0,2218	0,0336	0,0118	0,5564	0,8238
13	1,8815	0,8127	6,3259	1,7602	0,0112	11,9670	22,7585
14	1,8815	0,8127	6,3259	1,7602	0,0112	11,9670	22,7585
15	0,0001	0,0001	0,2256	0,1096	0,0082	0,7464	1,0900
16	32,2860	7,7267	27,4280	12,5680	0,2004	39,6180	119,8271
17	32,2860	7,7267	27,4280	12,5680	0,2004	39,6180	119,8271
18	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.1.2.9 Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão Aquisitadas pela PMU na Barra 3

Aos fasores de tensão medidos pela PMU alocada na barra 3 são acrescidos erros grosseiros de 30%.

#### 1. Detecção

Sendo  $J_1 > J_{1,Lim}$  e  $J_2 > J_{2,Lim}$  os resultados apresentados na Figura 29 permitem inferir que há grosseiros nos subsistemas 1 e 2.

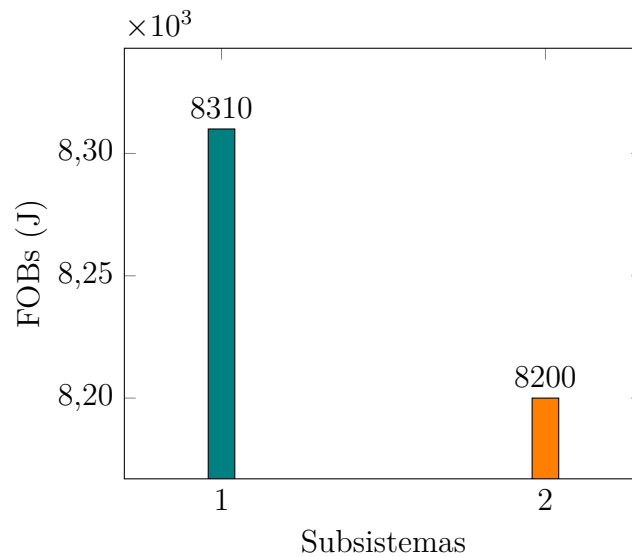


Figura 29 – Teste 9: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 - Sistema de 10 barras.

#### 2. Identificação

Os valores das parcelas das FOBs referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias dos subsistemas 1 e 2 são apresentados na Tabela 14. Observe-se que os valores das parcelas de erros quadráticos de corrente injetada nas barras fictícias apresentam magnitude abaixo dos limites preestabelecidos, não sendo o método de barras

fictícias capaz de identificar qual é a PMU responsável por inserir erros grosseiros no sistema.

Tabela 14 – Teste 9: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	<i>Real<sub>a</sub></i>	<i>Imag<sub>a</sub></i>	<i>Real<sub>b</sub></i>	<i>Imag<sub>b</sub></i>	<i>Real<sub>c</sub></i>	<i>Imag<sub>c</sub></i>	<i>Somatório</i>
11	0,0001	0,0001	0,1991	0,0345	0,0122	0,5567	0,8027
12	0,0001	0,0001	0,1991	0,0345	0,0122	0,5567	0,8027
13	0,0001	0,0001	0,2759	0,0287	0,0272	0,6646	0,9966
14	0,0001	0,0001	0,2759	0,0287	0,0272	0,6646	0,9966
15	0,0001	0,0001	0,1842	0,1139	0,0134	0,7439	1,0556
16	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
17	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
18	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

Uma vez que as FOBs apresentam seus valores ultrapassados e foi excluída a possibilidade de tais erros estarem associados as parcelas de correntes injetadas nas barras fictícias, faz-se necessário investigar as parcelas de erros quadráticos das tensões, segundo Tabela 15, objetivando identificar a unidade de medição problemática.

Tabela 15 – Teste 9: Erros Quadráticos das Parcelas de Tensão nas Barras com PMU - Sistema de 10 Barras.

Barra	<i>Real<sub>a</sub></i>	<i>Imag<sub>a</sub></i>	<i>Real<sub>b</sub></i>	<i>Imag<sub>b</sub></i>	<i>Real<sub>c</sub></i>	<i>Imag<sub>c</sub></i>	<i>Somatório</i>
1	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
3	5452,3926	0,0001	1364,1520	4073,9635	1355,3947	4063,4038	16309,3067
5	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
9	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

#### 6.1.2.10 Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente no Ramo 17 – 9, PMU da Barra 9

São acrescidos erros grosseiros de 30% sobre os fasores de correntes no ramo 17 – 9, para todas as fases.

##### 1. Detecção

Segundo os resultados apresentados na Figura 30 há presença de erros grosseiros apenas no subsistema 2.

##### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias presentes no subsistema 2 são apresentadas na Tabela 16. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para os erros quadráticos de corrente injetada das barras 16 e 17. Essas barras encontram-se inseridas à montante da PMU

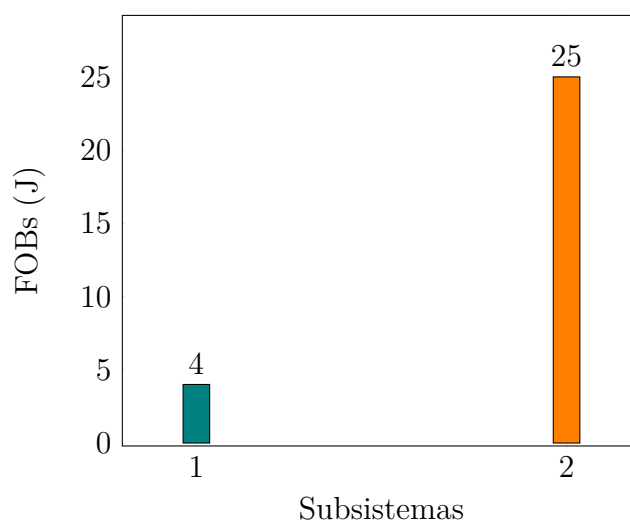


Figura 30 – Teste 10: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema de 10 barras.

considerada defeituosa, permitindo inferir a presença de erro grosseiro na corrente que entra na barra 9.

Tabela 16 – Teste 10: Erros Quadráticos das Parcelas de Correntes Injetadas nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
16	2,9069	1,1968	3,1551	0,8764	0,0064	4,1297	12,2713
17	2,9069	1,1968	3,1551	0,8764	0,0064	4,1297	12,2713
18	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

#### 6.1.2.11 Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente no Ramo 9 – 18, PMU da Barra 9

Os resultados apresentados referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de 30% na medida de corrente que deixa a barra 9, isto é, corrente no ramo 9–18 para todas as fases.

##### 1. Detecção

A Figura 31 apresenta os resultados da FOB para os dois subsistemas. Observa-se que há presença de erros grosseiros unicamente no subsistema 2.

##### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias presentes no subsistema 2 são apresentadas na Tabela 17. Os limiares preestabelecidos para os erros quadráticos de correntes injetadas encontram-se ultrapassados na barra 18, posterior à barra 9, na qual encontra-se alocada a PMU problemática.



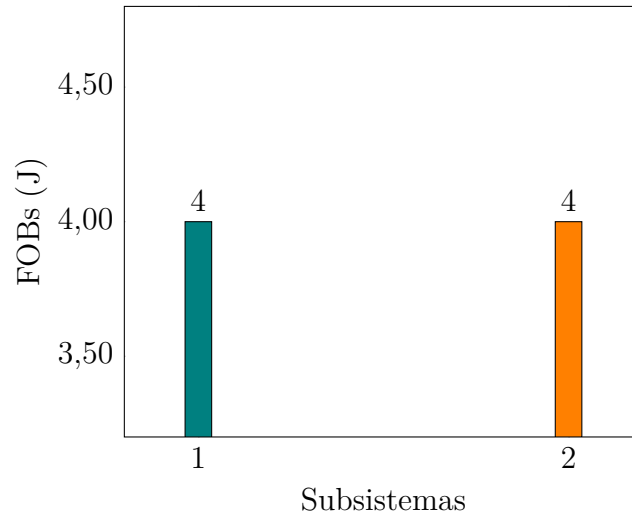


Figura 31 – Teste 11: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema de 10 barras.

Tabela 17 – Teste 11: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
16	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
17	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
18	0,5110	0,8211	1,3534	0,0275	0,2012	1,1733	4,0875

#### 6.1.2.12 Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão da PMU na Barra 9

Os resultados apresentados posteriormente referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de magnitude de 30% em todos os fasores de tensão aquisitados pela PMU presente na barra 9.

##### 1. Detecção

A Figura 32 apresenta os resultados da FOB para os dois subsistemas. Há presença de erros grosseiros somente no subsistema 2.

##### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias presentes no subsistema 2 são apresentadas na Tabela 18. Os limiares preestabelecidos para os erros quadráticos de correntes injetadas não são ultrapassados para nenhuma das barras fictícias presentes no subsistema, permitindo constatar que os erros encontram-se associados unicamente às medidas de tensão e devem ser investigados pelas parcelas de erros quadráticos de tensão apresentadas na Tabela 19.

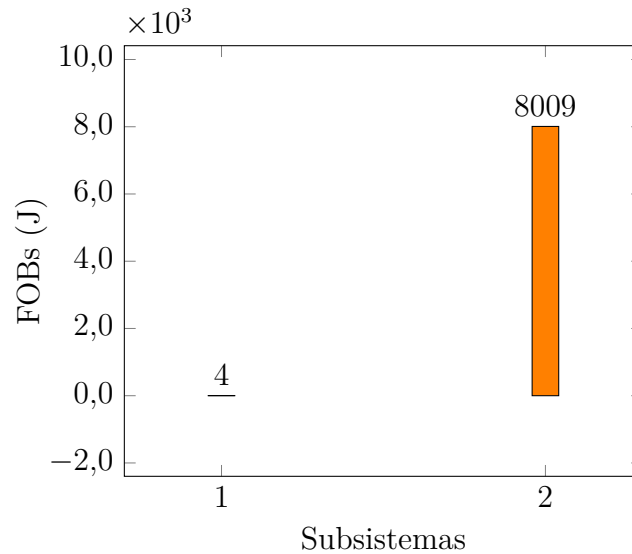


Figura 32 – Teste 12: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema de 10 barras.

Tabela 18 – Teste 12: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	<i>Real<sub>a</sub></i>	<i>Imag<sub>a</sub></i>	<i>Real<sub>b</sub></i>	<i>Imag<sub>b</sub></i>	<i>Real<sub>c</sub></i>	<i>Imag<sub>c</sub></i>	<i>Somatório</i>
16	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
17	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
18	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

Tabela 19 – Teste 12: Erros Quadráticos das Parcelas de Tensão nas Barras com PMU - Sistema de 10 Barras.

Barra	<i>Real<sub>a</sub></i>	<i>Imag<sub>a</sub></i>	<i>Real<sub>b</sub></i>	<i>Imag<sub>b</sub></i>	<i>Real<sub>c</sub></i>	<i>Imag<sub>c</sub></i>	<i>Somatório</i>
1	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
3	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
5	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
9	5267,0745	0,1195	1340,0505	3922,9163	1293,8376	3966,2363	15790,2347

### 6.1.2.13 Erros Grosseiros nas Medidas Aquisitadas pelas PMUs Alocadas na Barra 1 e Barra 9

Nesta etapa são inseridos erros grosseiros de 10%, em todas as fases, das grandezas aquisitadas pela PMU alocada na barra 1 e erros grosseiros de -35% nos fasores de tensão e corrente medidos pela PMU alocada na barra 9.

#### 1. Detecção

A Figura 33 apresenta os resultados da FOB para os dois subsistemas. Observa-se que os subsistemas 1 e 2 apresentam suas funções objetivo extrapoladas em comparação ao seus respectivos valores limítrofes.

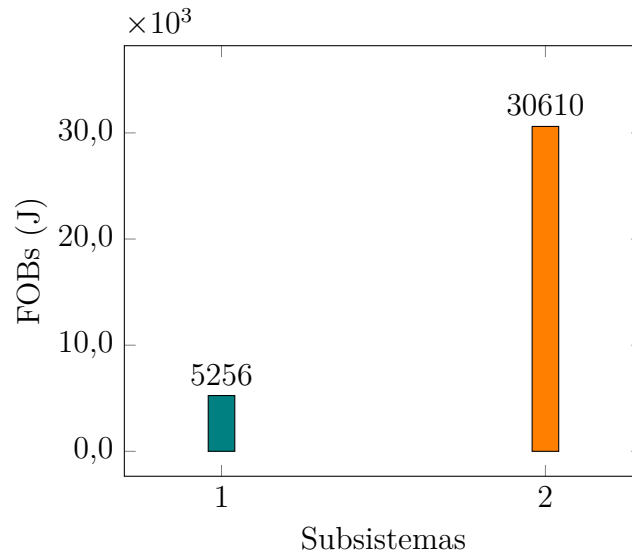


Figura 33 – Teste 13: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 2 - Sistema de 10 barras.

## 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias presentes nos subsistemas 1 e 2 são apresentadas na Tabela 20. Os limiares preestabelecidos possuem seus valores ultrapassados para as barras fictícias 11 e 12, sendo a barra 11 responsável por vigiar a PMU alocada na barra 1 e para as barras 16, 17 e 18, onde as barras 17 e 18 monitoram o efeito dos erros de correntes injetadas associados à PMU alocada na barra 9. As barras 12 e 16 apresentam os erros quadráticos de correntes injetadas superiores aos valores limiares devido o efeito de espalhamento dos erros grosseiros.

Tabela 20 – Teste 13: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema de 10 Barras.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
11	99,4150	19,2390	128,7205	67,5960	2,4486	241,3124	558,7315
12	99,4150	19,2390	128,7205	67,5960	2,4486	241,3124	558,7315
13	0,0001	0,0001	0,2603	0,0289	0,0230	0,6583	0,9707
14	0,0001	0,0001	0,2603	0,0289	0,0230	0,6583	0,9707
15	0,0001	0,0001	0,2546	0,1067	0,0134	0,7477	1,1226
16	53,5150	9,5290	40,1327	23,0623	1,0052	62,2519	189,4961
17	53,5150	9,5290	40,1327	23,0623	1,0052	62,2519	189,4961
18	16,4906	4,2898	14,6303	6,1852	0,0568	20,7778	62,4305

## 6.2 Sistema IEEE 33 Barras Modificado

O sistema modificado IEEE 33 barras [36] é ilustrado na Figura 34. O sistema original caracteriza-se por apresentar 33 barras, 4 ramais e 32 ramos. A potência base adotada é de 1 MVA.

As PMUs encontram-se localizadas nas barras 1, 2, 5, 16, 20, 23, 31 e 33, totalizando 8 equipamentos instalados ao longo da rede. Os demais barramentos são considerados barras de carga não monitoradas. A barra 33 é a subestação do sistema.

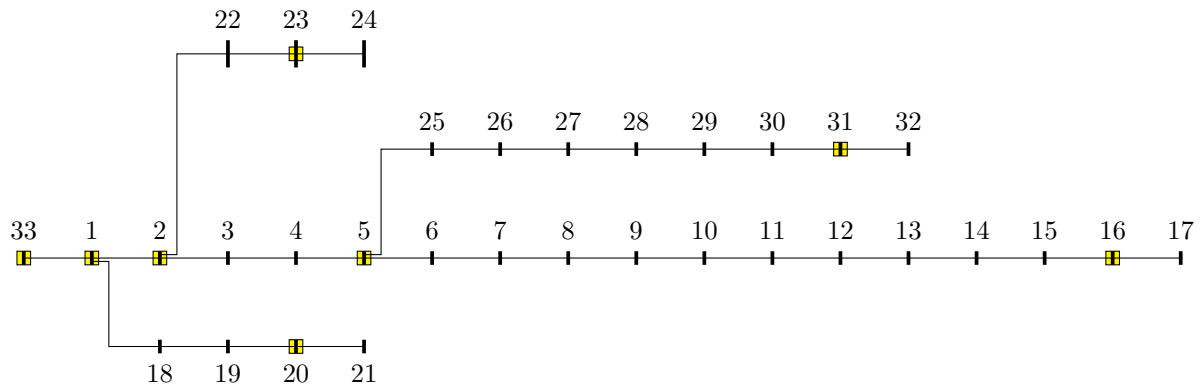


Figura 34 – Representação do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado.

### 6.2.1 Validação do Estimador de Estados para o Sistema IEEE 33 Barras Modificado e Estabelecimento dos Valores Limites

Com as barras fictícias (34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48 e 49) inseridas junto ao sistema as simulações são realizadas considerando-se o caso base, isto é, sem promover o desequilíbrio da rede, sem a inserção de erros grosseiros e com a presença de erros aleatórios, assim como realizado no sistema tutorial apresentado anteriormente. O sistema encontra-se dividido em 5 subsistemas, conforme ilustrado na Figura 35.

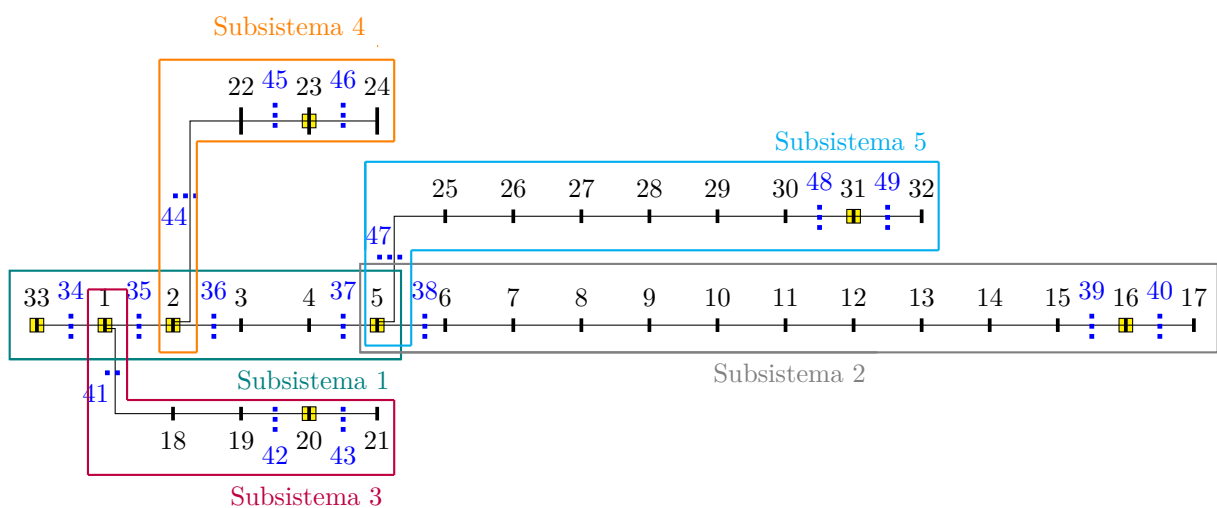


Figura 35 – Representação do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado com a inclusão de barras fictícias e divisão em subsistemas.

O subsistema 1 é composto pelas barras 33, 1, 2, 3, 4 e 5. As PMUs são alocadas na barra 33 (barra de referência), barra 1, barra 2 e barra 5, conforme ilustrado na Figura 36.

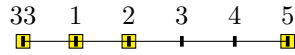


Figura 36 – Representação do subsistema 1 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado.

O subsistema 2 é formado pelas barras 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 e 17. As PMUs são alocadas na barra 5 (barra de referência) e barra 16, conforme ilustrado na Figura 37.

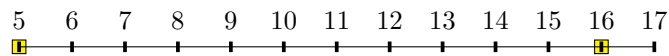


Figura 37 – Representação do subsistema 2 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado.

O subsistema 3 é constituído pelas barras 1, 18, 19, 20 e 21. As PMUs são alocadas na barra 1 (barra de referência) e barra 20, conforme ilustrado na Figura 38.

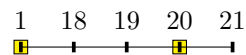


Figura 38 – Representação do subsistema 3 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado.

O subsistema 4 é composto pelas barras 2, 22, 23 e 24. As PMUs são alocadas na barra 2 (barra de referência) e barra 23, conforme ilustrado na Figura 39.

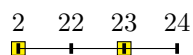


Figura 39 – Representação do subsistema 4 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado.

Finalmente, o subsistema 5 engloba as barras 5, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31 e 32. As PMUs são alocadas na barra 5 (barra de referência) e barra 31, conforme ilustrado na Figura 40.

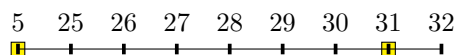


Figura 40 – Representação do subsistema 5 do sistema de distribuição IEEE 33 barras modificado.

A Tabela 21 mostra quais barras fictícias são responsáveis por monitorar os erros de corrente injetada associados a cada uma das PMUs.

Tabela 21 – Barras Fictícias Associada a cada PMU para o Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra com PMU	Barras Fictícias
33	34
1	34, 35 e 41
2	35, 36 e 44
5	37, 38 e 47
16	39 e 40
20	42 e 43
23	45 e 46
31	48 e 49

As tensões trifásicas nas barras, para cada uma das fases, são apresentadas nos gráficos 41, 42, 43 e 44, comparando os resultados obtidos pela estimação de estados aos correspondentes valores provenientes da execução do fluxo de potência, aqui denominados valores reais.

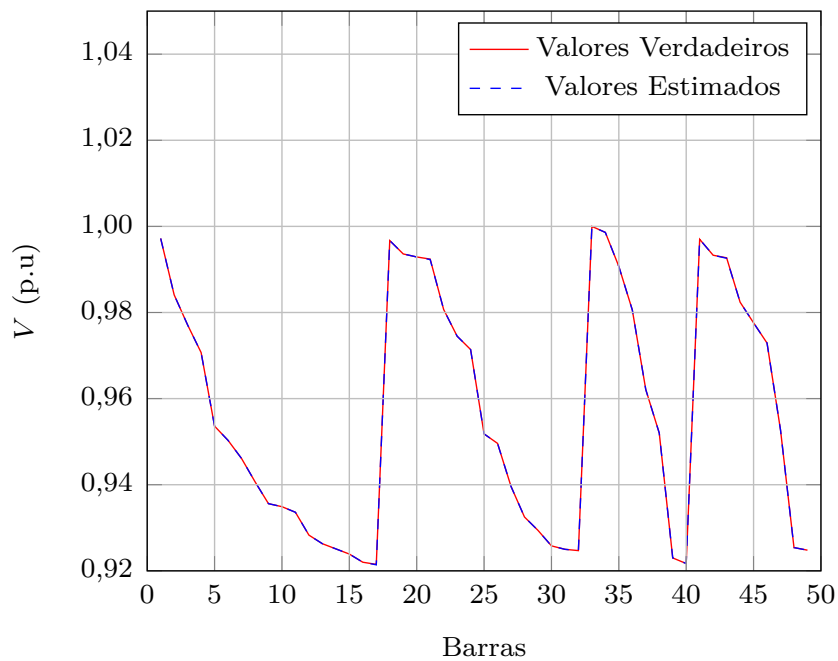


Figura 41 – Módulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fase *a*, *b* e *c*.

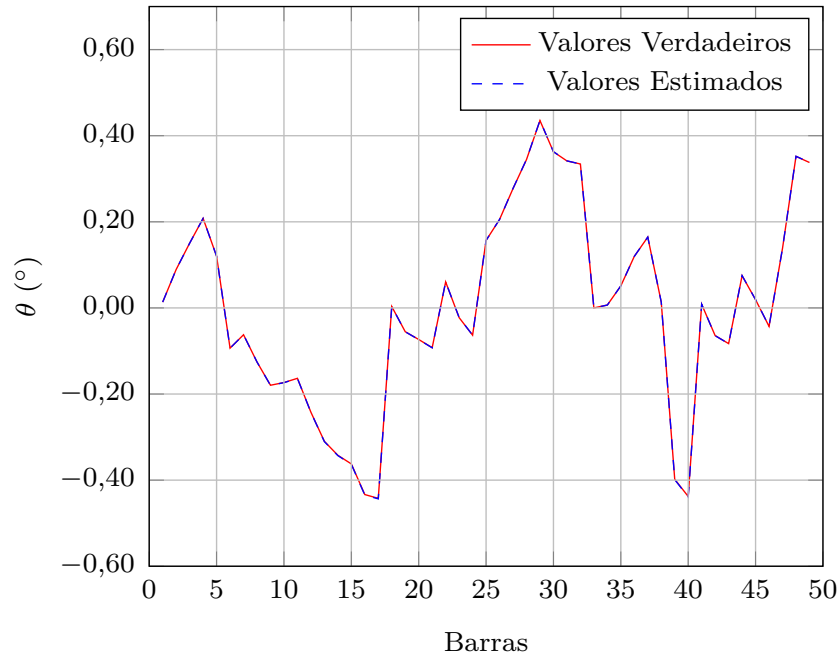


Figura 42 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fase *a*.

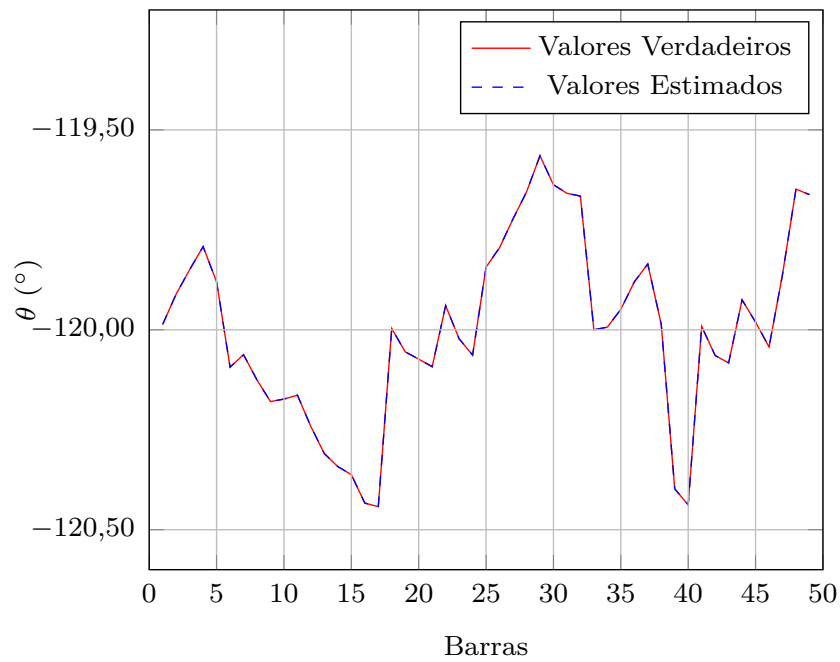


Figura 43 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fase *b*.

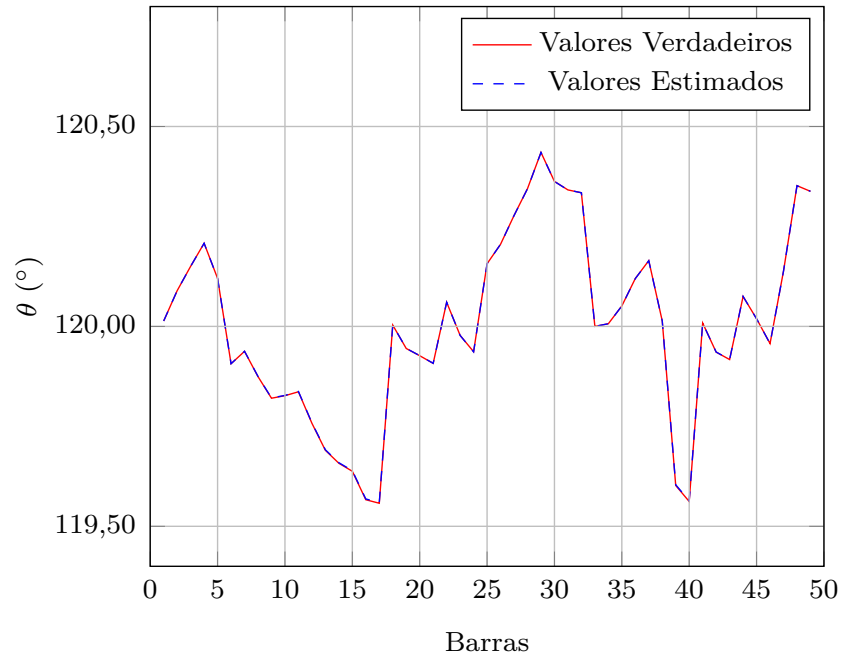


Figura 44 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fase *c*.

As potências ativa e reativa injetadas nas barras do sistema são apresentadas nos gráficos 45 e 46, respectivamente, comparando os valores reais obtidos pelo fluxo de potência com os respectivos valores estimados. Sendo o sistema equilibrado, os resultados são idênticos para as três fases.

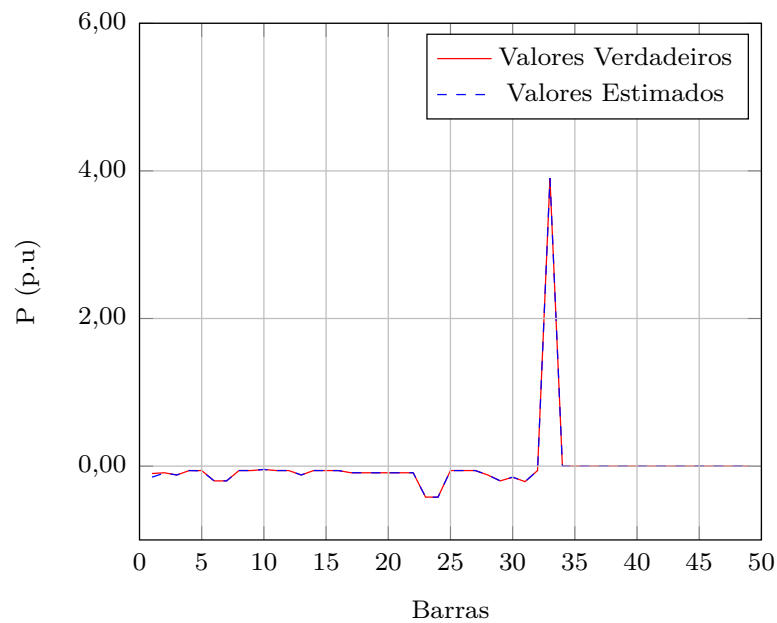


Figura 45 – Potência ativa obtida para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fases *a*, *b* e *c*.



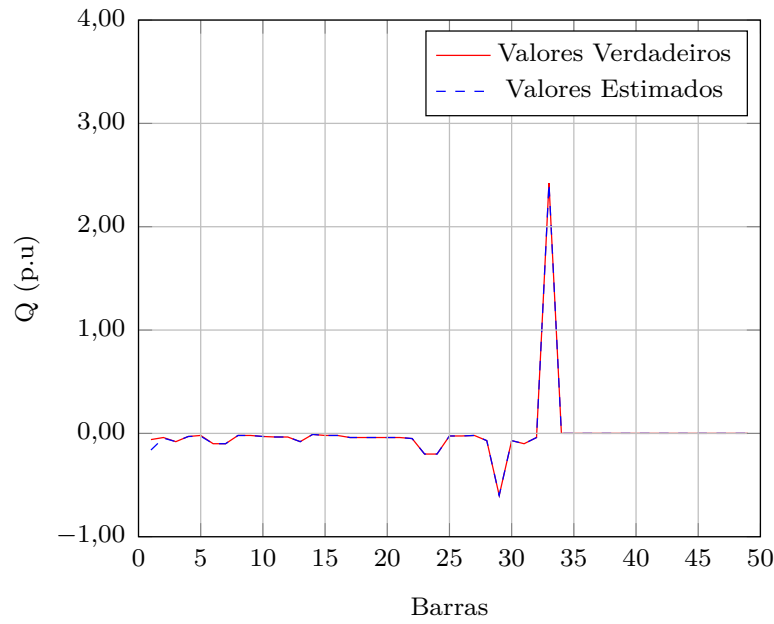


Figura 46 – Potência reativa obtida para o sistema IEEE 33 barras modificado - Fases *a*, *b* e *c*.

Assim como no sistema tutorial apresentado na Seção 6.1, observa-se que o algoritmo de estimação de estados apresenta estimações muito precisas. A ausência de erros grosseiros nas barras fictícias (34 a 49) representam injeções de potência nula, conforme esperado.

Para obtenção do valor máximo aceitável para a FOB,  $J_{i,Lim}^{MAX}(\hat{x})$ , a simulação computacional foi realizada considerando-se o mesmo estado operativo apresentado na seção precedente. Os valores limítrofes para todos os subsistemas são apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Valores Limítrofes para as FOBs sem Erros Grosseiros - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Subsistema	$J_{i,Lim}^{MAX}(\hat{x})$
1	28,2106
2	8,4280
3	9,3233
4	9,0793
5	8,5650

A Tabela 23 apresenta os limites máximos das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático de corrente injetada nas barras fictícias,  $\alpha_{j,Lim}^{MAX}$ , para cada uma das fases.

Tabela 23 – Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag.a$	$Real_b$	$Imag.b$	$Real_c$	$Imag.c$	Somatório
34	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
35	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
36	1,4577	0,9282	2,0781	0,3065	0,0582	2,3044	7,1331
37	1,4577	0,9282	2,0781	0,3065	0,0582	2,3044	7,1331
38	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
39	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
40	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
41	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
42	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
43	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
44	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
45	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
46	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
47	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
48	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
49	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

## 6.2.2 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros para o Sistema IEEE 33 Barras Modificado

Para este sistema a maioria das simulações são realizadas considerando-se o pior caso de falha de uma unidade de medição, isto é, supõe-se que todos os canais estejam coletando medidas com erros grosseiros. Também são avaliados alguns casos onde a inserção de erros grosseiros dá-se em apenas algumas medidas, ou seja, em fasores de tensão ou fasores de corrente aquisitados em determinada PMU.

### 6.2.2.1 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 33

Os resultados apresentados a seguir referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de 30% nos fasores de tensão e corrente que deixam a subestação.

Supondo que a PMU alocada na barra 33 esteja operando em condições normais, as medidas por ela aquisitadas para as três fases,  $a$ ,  $b$  e  $c$ , encontram-se respectivamente nas Tabelas 24, 25 e 26 e com a consideração de erros grosseiros são apresentados nas Tabelas 27, 28 e 29.

Tabela 24 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{33}$	1,0000 + 0,0000i
$\dot{I}_{33-34}$	3,9225 - 2,4389i

Tabela 25 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{33}$	-0,4999 - 0,8660i
$\dot{I}_{33-34}$	-4,9483 - 2,6535i

Tabela 26 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{33}$	-0,4999 + 0,8660i
$\dot{I}_{33-34}$	0,2067 + 6,1198i

Tabela 27 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{33}$	1,3000 + 0,0000i
$\dot{I}_{33-34}$	4,1925 - 3,11705i

Tabela 28 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{33}$	-0,6498 - 1,12583i
$\dot{I}_{33-34}$	-6,4329 - 3,4497i

Tabela 29 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 33 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{33}$	-0,6498 + 1,12583i
$\dot{I}_{33-34}$	0,2671 + 7,9558

### 1. Detecção

O gráfico exibido na Figura 47 apresenta os valores das FOBs para cada um dos subsistemas. Ante os resultados expostos pode-se concluir que existem erros grosseiros no sistema, visto que a FOB correspondente ao subsistema 1 possui valor que extrapola o valor limítrofe predeterminado.

### 2. Identificação

A Tabela 30 apresenta os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias pertencentes ao subsistema 1. Tais valores superam consideravelmente os limiares preestabelecidos para a barra fictícia 34, barra esta associada à PMU presente na subestação, provando haver a presença de erros grosseiros

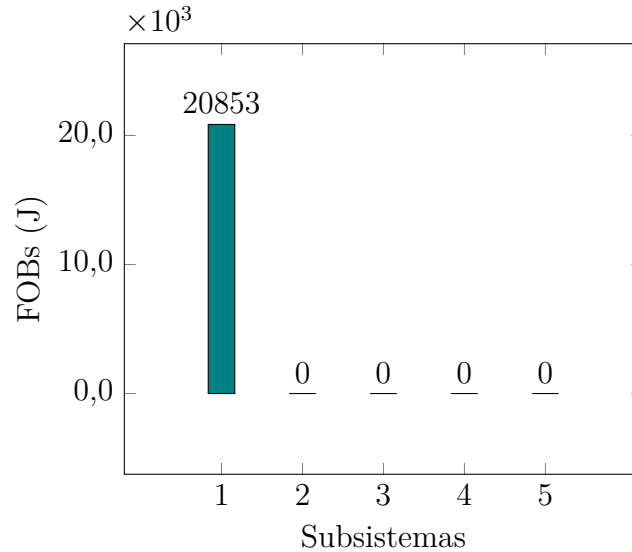


Figura 47 – Teste 1: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

nesta unidade de medição.

Tabela 30 – Teste 1: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
34	2366,0601	915,4122	3766,6634	1082,7423	6,7224	5762,2003	13899,8007
35	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
36	0,0001	0,0001	0,4919	0,0569	0,0370	1,2536	1,8396
37	0,0001	0,0001	0,4919	0,0569	0,0370	1,2536	1,8396

### 6.2.2.2 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 1

Os resultados apresentados posteriormente referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 1.

Supondo que a PMU alocada na barra 1 esteja operando em condições normais, as medidas por ela aquisitadas para as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  encontram-se respectivamente nas Tabelas 31, 32 e 33.

Com a inserção de erros grosseiros de 30% as Tabelas anteriormente mencionadas sofrem alterações e os valores das novas medições são apresentados nas Tabelas 34 a 36.

Tabela 31 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_1$	0,9973 + 0,0002i
$\dot{I}_{34-1}$	3,9225 - 2,4389i
$\dot{I}_{1-35}$	3,4565 - 2,2157i
$\dot{I}_{1-41}$	0,3649 - 0,1626i

Tabela 32 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_1$	-0,4980 - 0,8633i
$\dot{I}_{34-1}$	-4,9483 - 2,6535i
$\dot{I}_{1-35}$	-4,4361 - 2,3027i
$\dot{I}_{1-41}$	-0,3233 - 0,2347i

Tabela 33 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_1$	-0,4984 + 0,8627i
$\dot{I}_{34-1}$	0,2067 + 6,1198i
$\dot{I}_{1-35}$	0,2582 + 5,4488i
$\dot{I}_{1-41}$	-0,0104 + 0,0995i

Tabela 34 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_1$	1,2965 + 0,0003i
$\dot{I}_{34-1}$	5,0564 - 3,1444i
$\dot{I}_{1-35}$	4,4554 - 2,8565i
$\dot{I}_{1-41}$	0,4707 - 0,2097i

Tabela 35 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_1$	-0,6474 - 1,1223i
$\dot{I}_{34-1}$	-6,3789 - 3,4210i
$\dot{I}_{1-35}$	-5,7183 - 2,9686i
$\dot{I}_{1-41}$	-0,4169 - 0,3027i

Tabela 36 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 1 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_1$	-0,6479 + 1,1215i
$\dot{I}_{34-1}$	0,2671 + 7,8894i
$\dot{I}_{1-35}$	0,3335 + 7,0241i
$\dot{I}_{1-41}$	-0,0537 + 0,5124i

### 1. Detecção

O gráfico exibido na Figura 48 apresenta os valores das FOBs para cada subsistema. É indubitável a partir dos resultados expostos que existem erros grosseiros no sistema, visto que as FOBs correspondentes aos subsistemas 1 e 3 possuem valores que extrapolam os valores limítrofes da Tabela 22.

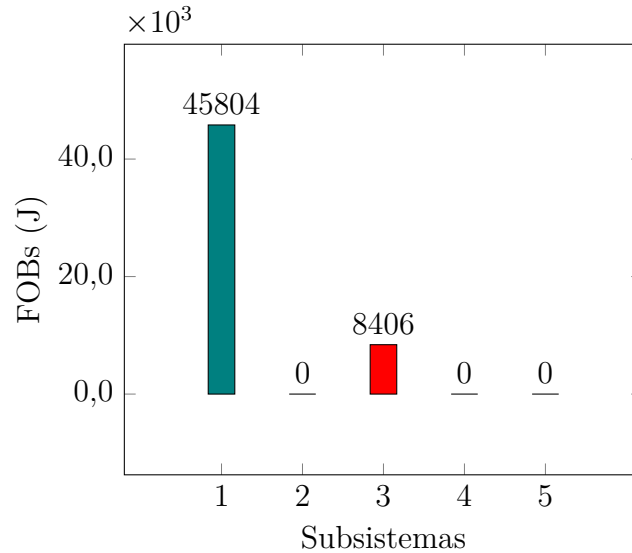


Figura 48 – Teste 2: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 3 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

### 2. Identificação

A Tabela 37 apresenta os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias pertencentes ao subsistema 1 e 3. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para as barras fictícias 34, 35, 41 e 42. As barras fictícias 34, 35 e 41 cujos valores de erros quadráticos das correntes injetadas extrapolam seus respectivos limiares correspondem as barras responsáveis por vigiar a PMU alocada na barra 1, portanto o resultado apresentado mostra-se condizente com a metodologia apresentada. A barra 42 também apresenta resíduos de corrente injetada devido a interação dos erros grosseiros no processo de estimação, processo esse conhecido como espalhamento de erros.

Tabela 37 – Teste 2: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
34	2372,9997	915,4080	3768,7619	1082,7359	6,6728	5762,2042	13908,7825
35	1836,6982	755,5689	3025,7416	815,3765	10,2726	4568,1654	11011,8232
36	0,0001	0,0001	0,4381	0,0560	0,0389	1,2234	1,7566
37	0,0001	0,0001	0,4381	0,0560	0,0389	1,2234	1,7566
41	12,6228	3,5536	11,4668	4,4660	0,0213	15,9442	48,0747
42	12,6228	3,5536	11,4668	4,4660	0,0213	15,9442	48,0747
43	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.2.2.3 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 2

Os resultados desta simulação computacional é referente a inclusão de erros grosseiros de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 2, ou seja, na medida de tensão da barra em questão e na medida de corrente que entra na barra 2 e nas correntes que por ela saem.

As medidas aquisitadas sem erros grosseiros pela PMU alocada na barra 2, para cada uma das fases, encontram-se nas Tabelas 38, 39 e 40. Já as Tabelas 41, 42 e 43 indicam as mesmas medidas, porém acrescidas de erros grosseiros de magnitude igual a 30%.

Tabela 38 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase  $a$ 

Medidas	Valor
$\tilde{V}_2$	0,9843 + 0,0014i
$\dot{I}_{35-2}$	3,4565 - 2,2157i
$\dot{I}_{2-36}$	2,4027 - 1,7089i
$\dot{I}_{2-44}$	0,9622 - 0,4662i

Tabela 39 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase  $b$ 

Medidas	Valor
$\tilde{V}_2$	-0,4884 - 0,8502i
$\dot{I}_{35-2}$	-4,4361 - 2,3027i
$\dot{I}_{2-36}$	-3,2704 - 1,5060i
$\dot{I}_{2-44}$	-0,8848 - 0,6002i

Tabela 40 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_2$	-0,4910 + 0,8466i
$\dot{I}_{35-2}$	0,2582 + 5,4488i
$\dot{I}_{2-36}$	0,3732 + 3,9188i
$\dot{I}_{2-44}$	-0,0755 + 0,9606i

Tabela 41 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_2$	1,2797 + 0,0018i
$\dot{I}_{35-2}$	4,4554 - 2,8565i
$\dot{I}_{2-36}$	3,0964 - 2,2028i
$\dot{I}_{2-44}$	1,2410 - 0,6012i

Tabela 42 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_2$	-0,6350 - 1,1054i
$\dot{I}_{35-2}$	-5,7183 - 2,9686i
$\dot{I}_{2-36}$	-4,2149 - 1,9412i
$\dot{I}_{2-44}$	-1,1411 - 0,7741i

Tabela 43 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 2 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_2$	-0,6383 + 1,1006i
$\dot{I}_{35-2}$	0,3335 + 7,0241i
$\dot{I}_{2-36}$	0,4818 + 5,0508i
$\dot{I}_{2-44}$	-0,0998 + 1,3753i

### 1. Detecção

Analisando a Figura 49 comprova-se a existência de erros grosseiros no sistema, uma vez que as FOBs correspondentes aos subsistemas 1 e 4 possuem resultados acima dos limites estipulados na Tabela 30.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias pertencentes ao subsistema 1 e 4 são expostos na Tabela 44 . Tais valores superam os limiares preestabelecidos para as barras fictícias 35, 36, 37, 44 e 45 indicando erros grosseiros nas medidas associadas à PMU da barra 2.



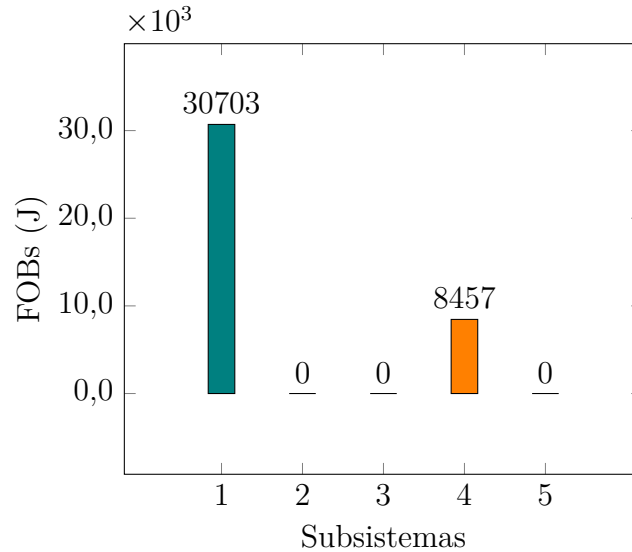


Figura 49 – Teste 3: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 4 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

Tabela 44 – Teste 3: Erros Quadráticos das Parcelas de Correntes Injetadas nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag.a$	$Real_b$	$Imag.b$	$Real_c$	$Imag.c$	Somatório
34	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
35	1842,0796	755,5689	3036,3754	815,3765	10,2126	4568,1655	11027,7785
36	405,2097	214,3037	862,6947	178,0354	12,4478	1285,5483	2958,2396
37	405,2097	214,3037	862,6947	178,0354	12,4478	1285,5483	2958,2396
44	78,5949	19,5515	67,4808	29,7580	0,3456	97,3534	293,0842
45	78,5949	19,5515	67,4808	29,7580	0,3456	97,3534	293,0842
46	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

#### 6.2.2.4 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 5

Nesta simulação são incluídos erros grosseiros de magnitude de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 5.

As medições sem erros grosseiros realizadas pela PMU alocada na barra 5, para cada uma das fases, são mostradas nas Tabelas 45, 46 e 47. Na condição com erros grosseiros os resultados são apresentados nas Tabelas 48, 49 e 50.

Tabela 45 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase  $a$

Medidas	Valor
$\dot{V}_5$	0,9543 + 0,0016i
$\dot{I}_{37-5}$	2,2164 - 1,5958i
$\dot{I}_{5-38}$	1,1560 - 0,5530i
$\dot{I}_{5-47}$	1,0027 - 1,0236i

Tabela 46 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_5$	-0,4685 - 0,8183i
$\dot{I}_{37-5}$	-3,0399 - 1,3792i
$\dot{I}_{5-38}$	-1,0569 - 0,7246i
$\dot{I}_{5-47}$	-1,3878 - 0,3565i

Tabela 47 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_5$	-0,4703 + 0,8103i
$\dot{I}_{37-5}$	0,3671 + 3,6328i
$\dot{I}_{5-38}$	-0,0991 + 1,2776i
$\dot{I}_{5-47}$	0,3852 + 1,3801i

Tabela 48 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_5$	1,2418 + 0,0019i
$\dot{I}_{37-5}$	2,8563 - 2,0570i
$\dot{I}_{5-38}$	1,4900 - 0,7129i
$\dot{I}_{5-47}$	1,2923 - 1,3195i

Tabela 49 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_5$	-0,6097 - 1,0649i
$\dot{I}_{37-5}$	-3,9178 - 1,7777i
$\dot{I}_{5-38}$	-1,3624 - 0,9339i
$\dot{I}_{5-47}$	-1,7889 - 0,4594i

Tabela 50 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 5 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_5$	-0,6118 + 1,0547i
$\dot{I}_{37-5}$	0,4740 + 4,6822i
$\dot{I}_{5-38}$	-0,1276 + 1,6468i
$\dot{I}_{5-47}$	0,4966 + 1,7789i

### 1. Detecção

Observa-se pelo gráfico da Figura 50 que as FOBs correspondentes aos subsistemas 1, 2 e 5 possuem resultados acima de  $J_{1,Lim}^{MAX}$ ,  $J_{2,Lim}^{MAX}$  e  $J_{5,Lim}^{MAX}$ , confirmando a presença de erros grosseiros.



### 6.2.2.5 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 16

Em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 16 são incluídos erros grosseiros de magnitude de 30%.

As Tabelas 52, 53 e 54 contemplam as medições aquisitadas pela PMU alocada na barra 16 livres de erros grosseiros. Já as Tabelas 55, 56 e 57 apresentam as mesmas medições na presença de tais erros.

Tabela 52 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{16}$	0,9215 - 0,0069i
$\dot{I}_{38-16}$	0,1635 - 0,0668i
$\dot{I}_{16-39}$	0,0981 - 0,0445i

Tabela 53 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{16}$	-0,4668 - 0,7946i
$\dot{I}_{38-16}$	-0,1396 - 0,1082i
$\dot{I}_{16-39}$	-0,0876 - 0,0627i

Tabela 54 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{16}$	-0,4547 + 0,8015i
$\dot{I}_{38-16}$	-0,0239 + 0,1750i
$\dot{I}_{16-39}$	-0,0105 + 0,1072i

Tabela 55 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{16}$	1,1996 - 0,0089i
$\dot{I}_{38-16}$	0,2108 - 0,0861i
$\dot{I}_{16-39}$	0,1264 - 0,0573i

Tabela 56 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{16}$	-0,6074 - 1,0344i
$\dot{I}_{38-16}$	-0,1800 - 0,1395i
$\dot{I}_{16-39}$	-0,1129 - 0,0808i

Tabela 57 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 16 - Fase  $c$ 

Medidas	Valor
$\dot{V}_{16}$	$-0,5921 + 1,0433i$
$\dot{I}_{38-16}$	$-0,0308 + 0,2256i$
$\dot{I}_{16-39}$	$-0,0136 + 0,1382i$

### 1. Detecção

Observa-se que a FOB do subsistema 2 é a única a apresentar valor acima do limite preestabelecido, conforme ilustrado no gráfico da Figura 51.

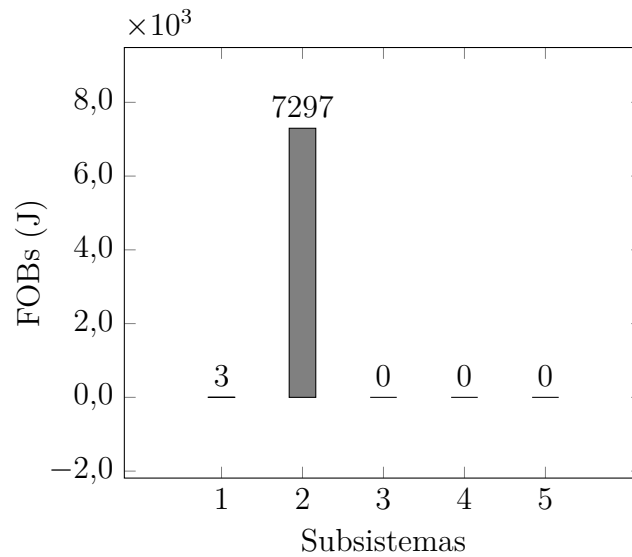


Figura 51 – Teste 5: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias são apresentados na Tabela 58. Verifica-se que os limiares preestabelecidos são superados para as barras 38, 39 e 40, barras estas inseridas anteriormente e posteriormente à PMU supostamente com falha.

Tabela 58 – Teste 5: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
38	0,0271	0,0398	0,0673	0,0020	0,0079	0,0601	0,2042
39	0,0271	0,0398	0,0673	0,0020	0,0079	0,0601	0,2042
40	0,7959	0,4313	1,1035	0,1923	0,0210	1,2182	3,7622

### 6.2.2.6 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 20

Os resultados apresentados a seguir referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de 30% em todos os fasores de tensão e corrente efetuadas pela PMU alocada na barra 20.

As medições sem erros grosseiros referentes à PMU alocada na barra 20 encontram-se nas Tabelas 59, 60 e 61. Com a inserção de erros grosseiros os resultados são expostos nas Tabelas de 62 a 64.

Tabela 59 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{20}$	0,9924 - 0,0016i
$\dot{I}_{42-20}$	0,1827 - 0,0815i
$\dot{I}_{20-43}$	0,0913 - 0,0408i

Tabela 60 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{20}$	-0,4976 - 0,8586i
$\dot{I}_{42-20}$	-0,1619 - 0,1174i
$\dot{I}_{20-43}$	-0,0810 - 0,0587i

Tabela 61 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{20}$	-0,4948 + 0,8602i
$\dot{I}_{42-20}$	-0,0208 + 0,1989i
$\dot{I}_{20-43}$	-0,0104 + 0,0995i

Tabela 62 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{20}$	1,2909 - 0,0016i
$\dot{I}_{42-20}$	0,2356 - 0,1051i
$\dot{I}_{20-43}$	0,1178 - 0,0526i

Tabela 63 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{20}$	-0,6469 - 1,1171i
$\dot{I}_{42-20}$	-0,2088 - 0,1515i
$\dot{I}_{20-43}$	-0,1044 - 0,0757i

Tabela 64 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 20 - Fase  $c$ 

Medidas	Valor
$\dot{V}_{20}$	$-0,6440 + 1,1188i$
$\dot{I}_{42-20}$	$-0,0268 + 0,2566i$
$\dot{I}_{20-43}$	$-0,0134 + 0,1283i$

### 1. Detecção

Assim como na simulação anterior apenas um subsistema apresenta FOB ultrapassando o valor limítrofe,  $J_{3,Lim}^{MAX}$ , conforme ilustrado pela Figura 52.

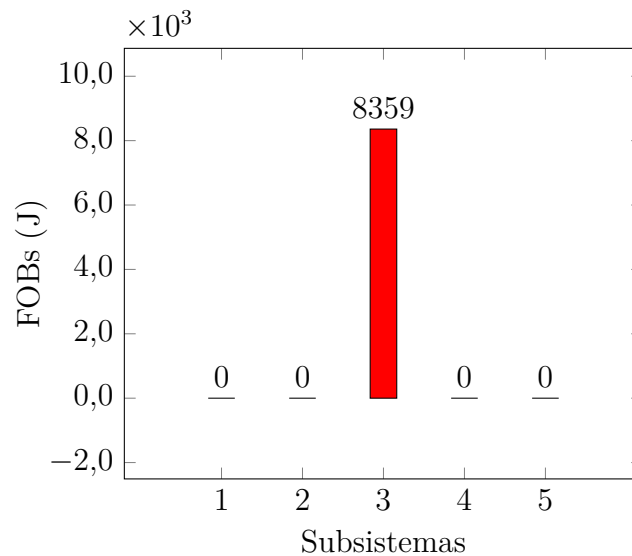


Figura 52 – Teste 6: Detecção de erros grosseiros no subsistema 3 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias pertencentes ao subsistema 3 são apresentados na Tabela 65. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para as barras fictícias 41, 42 e 43, onde as barras 42 e 43 são responsáveis por vigiar a PMU alocada na barra 20.

Tabela 65 – Teste 6: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
41	0,8026	0,4002	0,9912	0,2125	0,0105	1,1967	3,6137
42	0,8026	0,4002	0,9912	0,2125	0,0105	1,1967	3,6137
43	0,8441	0,3951	0,9530	0,2123	0,0064	1,1766	3,5875

### 6.2.2.7 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 23

Em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 23 são incluídos erros grosseiros de magnitude de 30%.

As medições isentas de erros grosseiros aquisitadas pela PMU alocada na barra 23 são mostradas na Tabelas 66, 67 e 68. As Tabelas 69, 70 e 71 apresentam as mesmas medições na presença de erros grosseiros.

Tabela 66 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{23}$	0,9717 - 0,0010i
$\dot{I}_{45-23}$	0,8697 - 0,4149i
$\dot{I}_{23-46}$	0,4354 - 0,2079i

Tabela 67 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{23}$	-0,4867 - 0,8410i
$\dot{I}_{45-23}$	-0,7941 - 0,5457i
$\dot{I}_{23-46}$	-0,3978 - 0,2731i

Tabela 68 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{23}$	-0,4850 + 0,8420i
$\dot{I}_{45-23}$	-0,0755 + 0,9606i
$\dot{I}_{23-46}$	-0,0377 + 0,4810i

Tabela 69 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{23}$	1,2672 - 0,0005i
$\dot{I}_{45-23}$	1,1216 - 0,5351i
$\dot{I}_{23-46}$	0,5616 - 0,2681i

Tabela 70 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{23}$	-0,6340 - 1,0972i
$\dot{I}_{45-23}$	-1,0242 - 0,7038i
$\dot{I}_{23-46}$	-0,5130 - 0,3523i



Tabela 71 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 23 - Fase  $c$ 

Medidas	Valor
$\dot{V}_{23}$	$-0,6332 + 1,0976i$
$\dot{I}_{45-23}$	$-0,0974 + 1,2389i$
$\dot{I}_{23-46}$	$-0,0486 + 0,6204i$

### 1. Detecção

Através do gráfico apresentado na Figura 53 sabe-se que alguma das PMUs contida no subsistema 4 é a responsável por inserir erros grosseiros junto ao sistema, portanto faz-se necessário a utilização das informações provenientes das barras fictícias para a correta identificação.

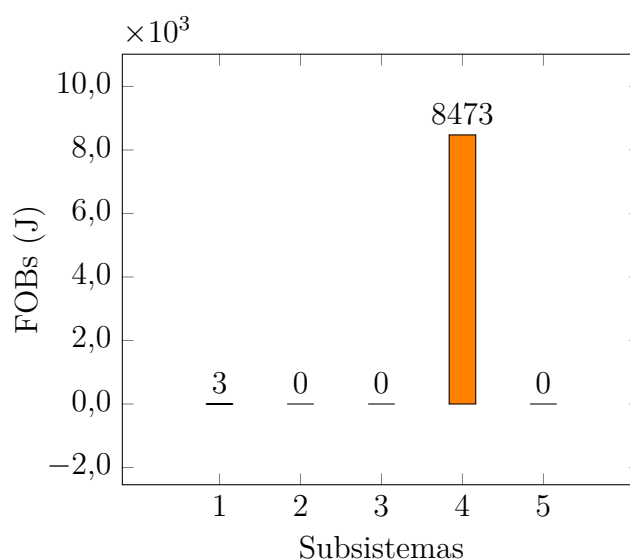


Figura 53 – Teste 7: Detecção de erros grosseiros no subsistema 4 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias pertencentes ao subsistema 4 são apresentados na Tabela 72. Os erros quadráticos de correntes injetadas para as barras fictícias 44, 45 e 46 superam seus respectivos limiares preestabelecidos.

Tabela 72 – Teste 7: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
44	50,5385	12,1707	42,8498	19,4471	0,2545	62,3871	187,6477
45	50,5385	12,1707	42,8498	19,4471	0,2545	62,3871	187,6477
46	0,3462	0,6999	1,0356	0,0106	0,1959	0,8876	3,1758

### 6.2.2.8 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 31

Nesta simulação são incluídos erros grosseiros de magnitude de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 31.

As medições para as fases *a*, *b* e *c*, sem erros grosseiros, realizada pela PMU alocada na barra 31 encontram-se, respectivamente, nas Tabelas 73, 74 e 75. Com erros grosseiros os resultados são apresentados nas Tabelas 76, 77 e 78.

Tabela 73 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{31}$	0,9246 + 0,0054i
$\dot{I}_{48-31}$	-0,4670 + 0,7980i
$\dot{I}_{31-49}$	0,0656 - 0,0432i

Tabela 74 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{31}$	-0,4576 - 0,8034i
$\dot{I}_{48-31}$	-0,2782 - 0,1802i
$\dot{I}_{31-49}$	-0,0703 - 0,0352i

Tabela 75 – Medidas sem Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase *c*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{31}$	-0,4670 + 0,7980i
$\dot{I}_{48-31}$	-0,0169 + 0,3310i
$\dot{I}_{31-49}$	0,0046 + 0,0785i

Tabela 76 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase *a*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{31}$	1,2032 + 0,0070i
$\dot{I}_{48-31}$	0,3804 - 0,1944i
$\dot{I}_{31-49}$	0,0846 - 0,0557i

Tabela 77 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase *b*

Medidas	Valor
$\dot{V}_{31}$	-0,5955 - 1,0456i
$\dot{I}_{48-31}$	-0,3586 - 0,2322i
$\dot{I}_{31-49}$	-0,0906 - 0,0454i

Tabela 78 – Medidas com 30% de Erros Grosseiros na Barra 31 - Fase  $c$ 

Medidas	Valor
$\dot{V}_{31}$	$-0,6077 + 1,0385i$
$\dot{V}_{48-31}$	$-0,0218 + 0,4266i$
$\dot{V}_{31-49}$	$0,0059 + 0,1011i$

### 1. Detecção

Observa-se pelo gráfico da Figura 54 que a FOB correspondente ao subsistema 5 possui resultados acima do seu valor limítrofe, ou seja,  $J_{5,Lim}^{MAX}$ .

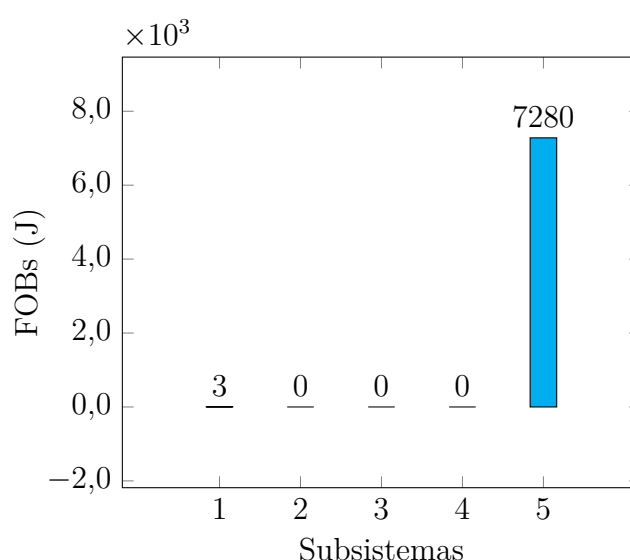


Figura 54 – Teste 8: Detecção de erros grosseiros no subsistema 5 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias, apresentados na Tabela 79, superam os limiares preestabelecidos para as barras 47, 48 e 49. Observa-se que todas as barras fictícias à montante (barras 47 e 48) e a barra fictícia à jusante (barras 49) da PMU alocada na barra 31 acusam a presença de erros quadráticos de correntes injetadas.

Tabela 79 – Teste 8: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag.a$	$Real_b$	$Imag.b$	$Real_c$	$Imag.c$	Somatório
47	0,1689	0,0025	0,0607	0,1080	0,0256	0,1429	0,5086
48	0,1689	0,0025	0,0607	0,1080	0,0256	0,1429	0,5086
49	0,6022	0,4235	0,9834	0,1436	0,0290	1,0652	3,2469

### 6.2.2.9 Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente no Ramo 2–36 e 2–44, PMU da Barra 2

Nesta simulação são incluídos erros grosseiros de magnitude de  $-10\%$  somente nos fasores de corrente que saem da barra 2, isto, nas correntes dos ramos 2 - 36 e 2 - 44 .

#### 1. Detecção

Observa-se pelo gráfico da Figura 55 que as FOBs correspondentes aos subsistemas 1 e 4 possuem resultados acima de seus respectivos valores limítrofes.

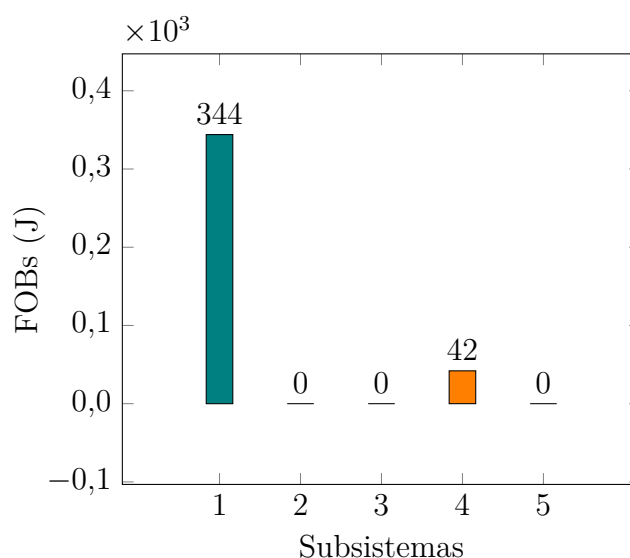


Figura 55 – Teste 9: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 4 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

#### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias inseridas nos subsistemas 1 e 4 são apresentados na Tabela 80. Observa-se que apenas as barras fictícias à jusante da PMU em questão (barras fictícias 36, 37, 44 e 45) apresentam erros quadráticos de correntes injetadas acima dos limiares preestabelecidos. Uma vez que os erros grosseiros foram inseridos apenas nas correntes que deixam a barra 2 tais resultados mostram-se coerentes, pois as barras 36 e 44, inseridas imediatamente após a PMU, são responsáveis por vigiar os erros de corrente provenientes

da PMU alocada na barra 2. Os valores das parcelas de erros quadráticos de correntes injetadas nas barras 37 e 45 são provenientes do efeito de espalhamento de erros.

Tabela 80 – Teste 9: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag.a$	$Real_b$	$Imag.b$	$Real_c$	$Imag.c$	Somatório
34	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
35	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
36	30,7631	18,7910	50,6943	7,9697	1,4522	62,2327	171,9030
37	30,7631	18,7910	50,6943	7,9697	1,4522	62,2327	171,9030
44	30,7631	18,7910	50,6943	7,9697	1,4522	62,2327	171,9030
45	5,1201	1,5837	4,9080	1,7834	0,0001	6,7607	20,1560
46	5,1201	1,5837	4,9080	1,7834	0,0001	6,7607	20,1560
47	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

#### 6.2.2.10 Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão da PMU na Barra 5

Nesta simulação são incluídos erros grosseiros de magnitude de 25% em todos os fasores de tensão medidos pela PMU alocada na barra 5.

##### 1. Detecção

Observa-se pelo gráfico da Figura 56 que as FOBs correspondentes aos subsistemas 1, 2 e 5 possuem resultados acima de seus respectivos valores limítrofes.

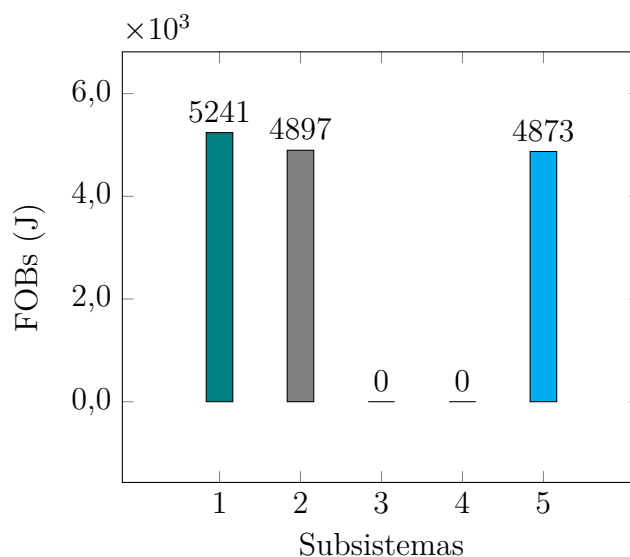


Figura 56 – Teste 10: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1, 2 e 5 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

##### 2. Identificação

As parcelas de erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias inseridas nos subsistemas 1, 2 e 5 são apresentados na Tabela 81. Todas as barras fictícias ao entorno

PMU problemática (barras fictícias 36, 37, 38, 39, 47 e 48) apresentam erros quadráticos de correntes injetadas acima dos limiares preestabelecidos. Os erros quadráticos de corrente injetada nas barras 36, 39 e 48 são resultantes do efeito de espalhamento de erros.

Tabela 81 – Teste 10: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
34	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
35	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
36	0,0001	0,0001	0,4827	0,0579	0,0424	1,2628	1,8460
37	0,0001	0,0001	0,4827	0,0579	0,0424	1,2628	1,8460
38	2,0033	2,0845	3,3646	0,1706	0,2849	2,9230	10,8309
39	2,0033	2,0845	3,3646	0,1706	0,2849	2,9230	10,8309
40	0,5438	0,2523	0,6154	0,1231	0,0011	0,6542	2,1899
47	1,3808	0,3462	0,9261	0,4234	0,0092	1,2425	4,3282
48	1,3808	0,3462	0,9261	0,4234	0,0092	1,2425	4,3282
49	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

#### 6.2.2.11 Erros Grosseiros nas Medidas Aquisitadas pelas PMUs Alocadas na Barra 1 e Barra 23

Nesta etapa são inseridos erros grosseiros de 45%, na fase  $b$ , das grandezas aquisitadas pela PMU alocada na barra 1 e erros grosseiros de  $-30\%$  nos fasores de tensão medidos pela PMU alocada na barra 23.

##### 1. Detecção

A Figura 57 apresenta os resultados da FOB para os subsistemas. Observa-se que os subsistemas 1, 3 e 4 apresentam suas funções objetivo extrapoladas em comparação ao seus respectivos valores limítrofes.

##### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias presentes nos subsistemas 1, 3 e 4 são apresentadas na Tabela 82. Os limiares preestabelecidos de erros quadráticos de correntes injetadas possuem seus valores ultrapassados para as barras fictícias 34, 35 e 41, barras estas responsáveis por monitorar a PMU alocada na barra 1 e também para as barras 45 e 46 que vigiam a PMU alocada na barra 23. As barras fictícias 42 e 44 sofrem o efeito do espalhamento dos erros grosseiros.

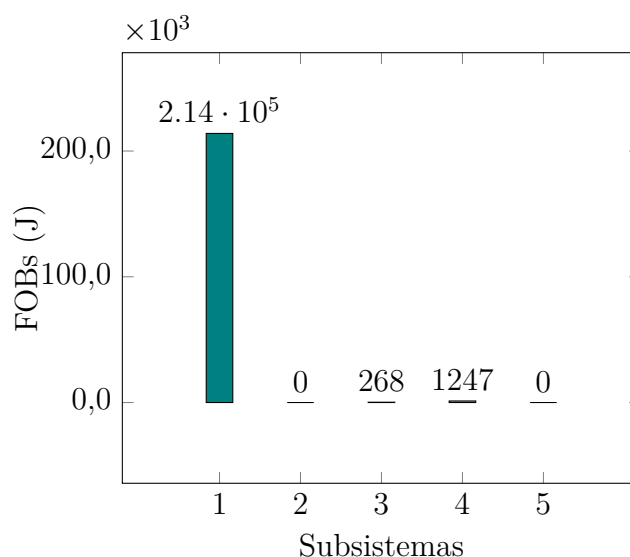


Figura 57 – Teste 11: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1, 3 e 4 - Sistema IEEE 33 barras modificado.

Observa-se que os erros grosseiros nas medições realizadas pela PMU presente na barra 1 foram acrescidos unicamente na fase *b*, portanto, as barras fictícias 34, 35 e 41 apresentam erros grosseiros de corrente injetada somente em tal fase.

Tabela 82 – Teste 13: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 33 Barras Modificado.

Barra	<i>Real<sub>a</sub></i>	<i>Imag<sub>a</sub></i>	<i>Real<sub>b</sub></i>	<i>Imag<sub>b</sub></i>	<i>Real<sub>c</sub></i>	<i>Imag<sub>c</sub></i>	<i>Somatório</i>
34	0,0001	0,0001	50862,6635	14623,0387	0,0001	0,0001	65485,7026
35	0,0001	0,0001	40904,3556	11012,1798	0,0001	0,0001	51916,5358
36	0,0001	0,0001	0,4334	0,0537	0,0345	1,2601	1,7819
37	0,0001	0,0001	0,4334	0,0537	0,0345	1,2601	1,7819
41	0,0001	0,0001	90,8124	43,1334	0,0001	0,0001	133,9462
42	0,0001	0,0001	90,8124	43,1334	0,0001	0,0001	133,9462
43	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
44	161,2854	37,2221	135,6524	63,2335	1,1787	197,4698	596,0419
45	161,2854	37,2221	135,6524	63,2335	1,1787	197,4698	596,0419
46	12,9843	5,4535	14,5667	3,7656	0,0568	18,2812	55,1081

### 6.3 Sistema IEEE 70 Barras Modificado

O sistema de distribuição radial IEEE 70 barras modificado de [37] é ilustrado na Figura 58. O sistema original é constituído por 70 barras, 8 ramais e 69 ramos. A subestação é representada pela barra 1. A potência base adotada é de 1 MVA. As barras de injeção de potência nula próprias do sistema são: 2, 6, 16, 20, 24, 26, 31, 32, 33, 39, 43, 45, 48, 57, 58, 59, 61 e 64.

As PMUs encontram-se localizadas nas barras 1, 3, 4, 5, 9, 10, 12, 13, 27, 35, 46, 50, 52, 65, 67 e 69 totalizando 15 equipamentos instalados ao longo da rede. Os demais barramentos são considerados barras não monitoradas.

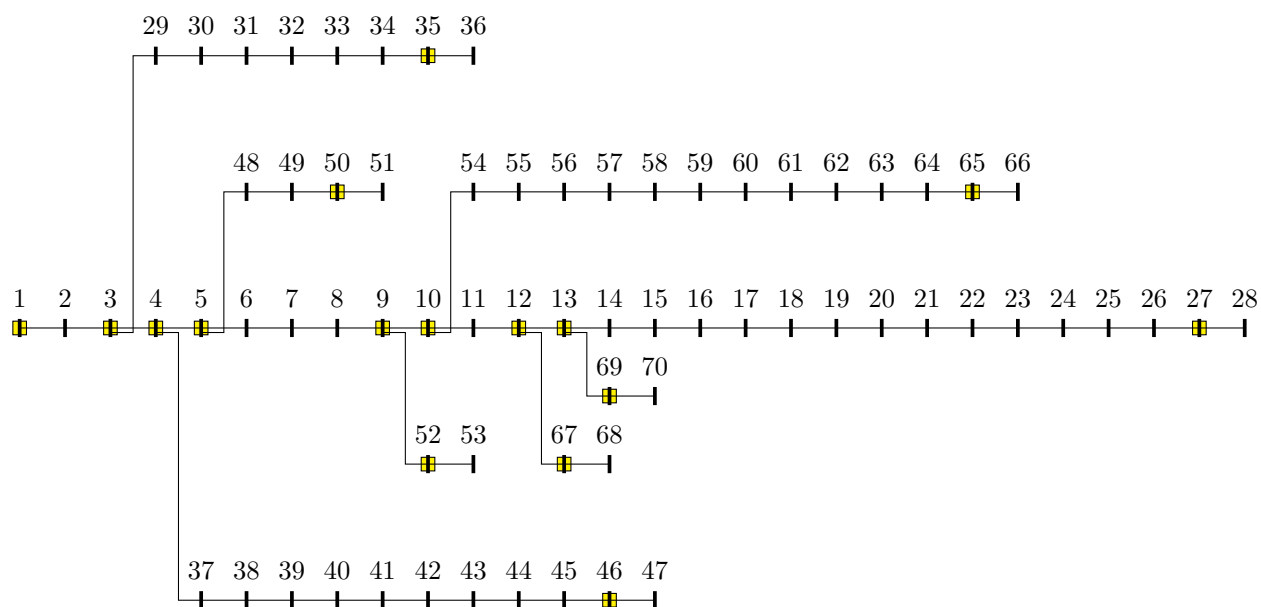


Figura 58 – Representação do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

### 6.3.1 Validação do Estimador de Estados para o Sistema IEEE 70 Barras Modificado e Estabelecimento dos Valores Limites

Com o sistema modificado através da inserção de barras fictícias (71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93 e 94) e dividido em 11 subsistemas, conforme Figura 59, as simulações são realizadas considerando-se o caso base, isto é, sem promover o desequilíbrio da rede, sem a inserção de erros grosseiros e considerando erros aleatórios.



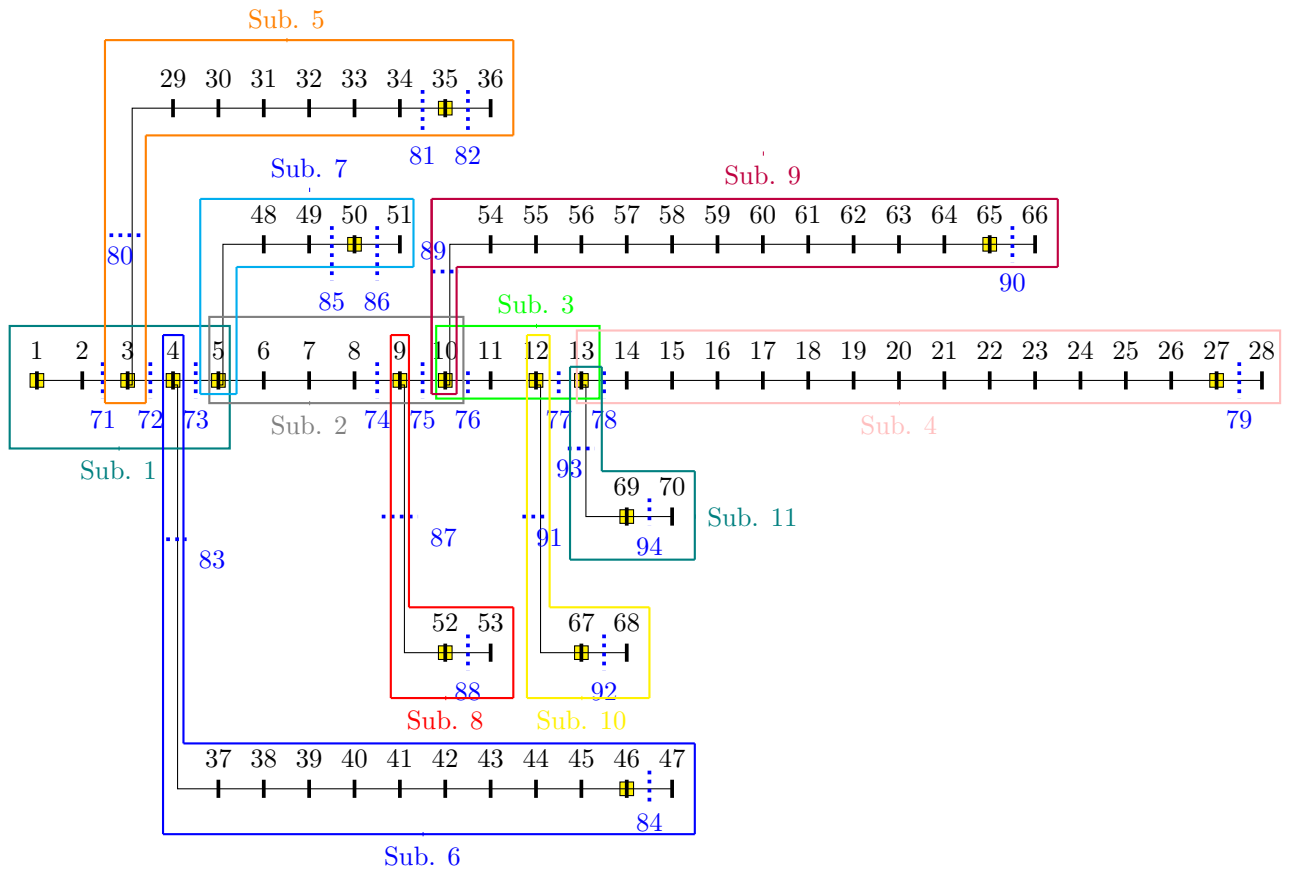


Figura 59 – Representação do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado dividido em subsistemas.

O subsistema 1 é composto pelas barras 1, 2, 3, 4 e 5. As PMUs são alocadas na barra 1 (barra de referência), barra 3, barra 4 e barra 5, conforme ilustrado na Figura 60.

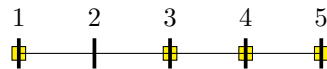


Figura 60 – Representação do subsistema 1 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

O subsistema 2 é constituído pelas barras 5, 6, 7, 8, 9 e 10. As PMUs são alocadas nas barras 5 (barra de referência), 9 e 10, conforme ilustrado na Figura 61.



Figura 61 – Representação do subsistema 2 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

O subsistema 3 é formado pelas barras 10, 11, 12 e 13. As PMUs são alocadas nas barras 10 (barra de referência), 12 e 13, conforme ilustrado na Figura 62.

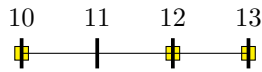


Figura 62 – Representação do subsistema 3 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

As barras 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27 e 28 compõem o subsistema 4. As PMUs são alocadas na barra 13 (barra de referência) e barra 27, conforme ilustrado na Figura 63.

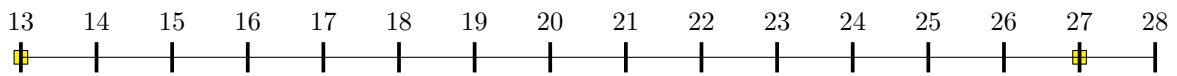


Figura 63 – Representação do subsistema 4 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

O subsistema 5 integra as barras 3, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35 e 36. As PMUs são alocadas na barra 3 (barra de referência) e barra 35, conforme ilustrado na Figura 64.

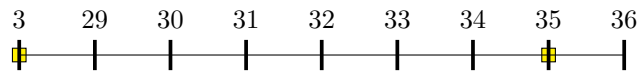


Figura 64 – Representação do subsistema 5 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

O subsistema 6 é composto pelas barras 4, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46 e 47. As PMUs são alocadas na barra 4 (barra de referência) e barra 46, conforme ilustrado na Figura 65.

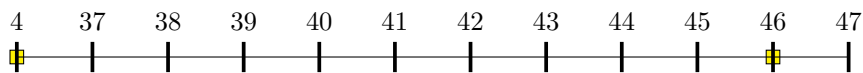


Figura 65 – Representação do subsistema 6 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

O subsistema 7 é composto pelas barras 5, 48, 49, 50 e 51. As PMUs são alocadas na barra 5 (barra de referência) e barra 50, conforme ilustrado na Figura 66.

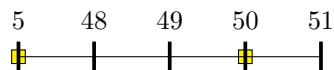


Figura 66 – Representação do subsistema 7 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

O subsistema 8 é composto pelas barras 9, 52 e 53. As PMUs são alocadas nas barras 9 e 52, conforme ilustrado na Figura 67.

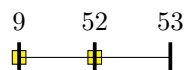


Figura 67 – Representação do subsistema 8 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

O subsistema 9 é composto pelas barras 10, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65 e 66. As PMUs são alocadas na barra 10 (barra de referência) e barra 65, conforme ilustrado na Figura 68.

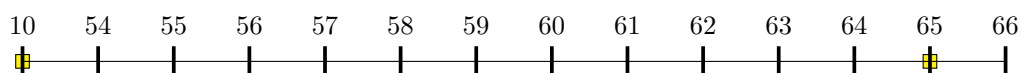


Figura 68 – Representação do subsistema 9 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

O subsistema 10 é formado pelas barras 12, 67 e 68. As PMUs são alocadas nas barras 12 e 67, conforme ilustrado na Figura 69.

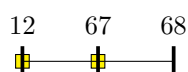


Figura 69 – Representação do subsistema 10 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

Por fim, o subsistema 11 é composto pelas barras 13, 69 e 70. As PMUs são alocadas na barra 13 (barra de referência) e barra 69, conforme ilustrado na Figura 70.

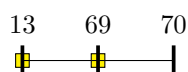


Figura 70 – Representação do subsistema 11 do sistema de distribuição IEEE 70 barras modificado.

A Tabela 83 mostra quais barras fictícias são responsáveis por supervisionar os erros de corrente injetada associados a cada uma das unidades de medição instaladas na rede.

Tabela 83 – Barras Fictícias Associadas a cada PMU para o Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra com PMU	Barras Fictícias e/ou Barras de passagem
1	2
3	71, 72 e 80
4	72, 73 e 83
5	48, 76 e 73
9	74, 75 e 87
10	75, 76 e 89
12	76, 77 e 91
13	77, 78 e 93
27	26 e 79
35	81 e 82
46	45 e 84
50	85 e 86
52	87 e 88
65	64 e 90
67	91 e 92
69	93 e 94

As tensões trifásicas nas barras, para cada uma das fases, são apresentadas nos gráficos 71, 72, 73 e 74, comparando os resultados obtidos pela estimação de estados aos correspondentes valores provenientes da execução do fluxo de potência, aqui denominados valores reais.

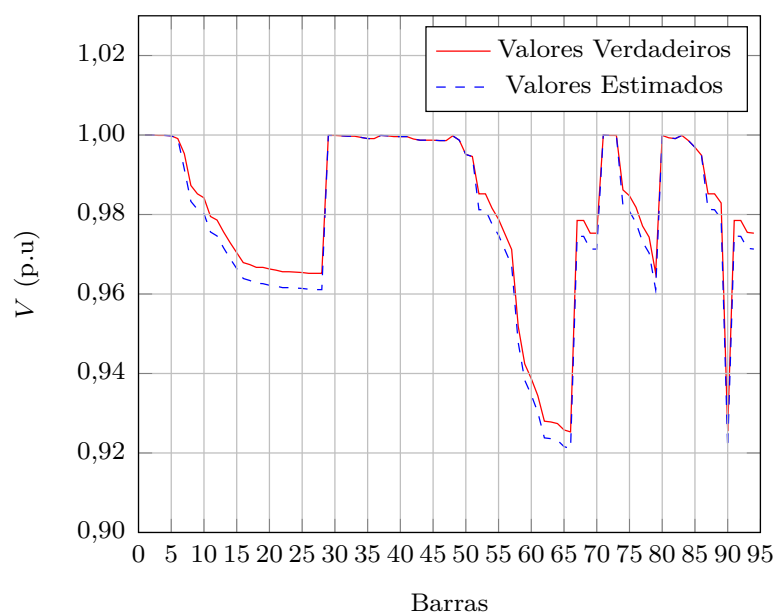


Figura 71 – Módulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fase *a*, *b* e *c*.

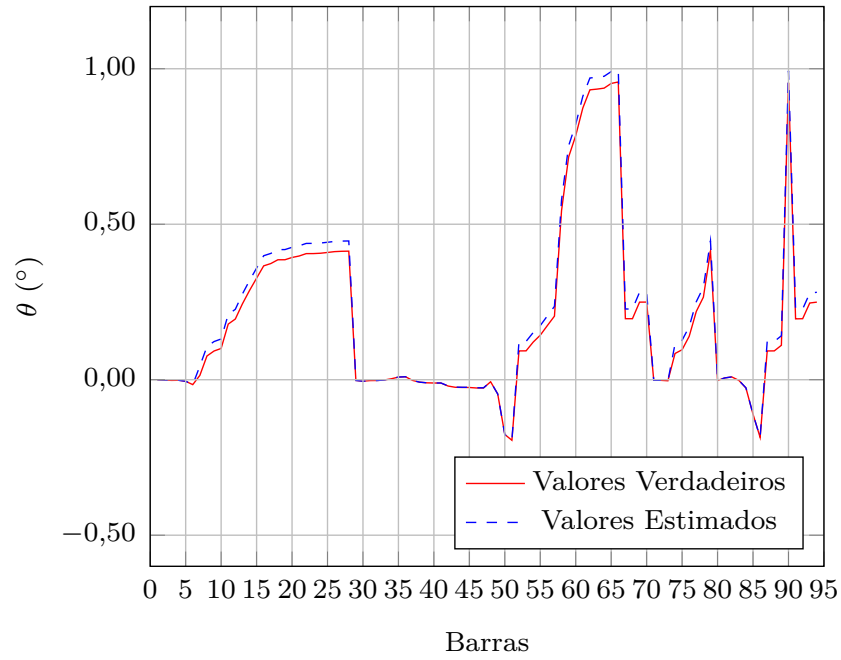


Figura 72 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fase *a*.

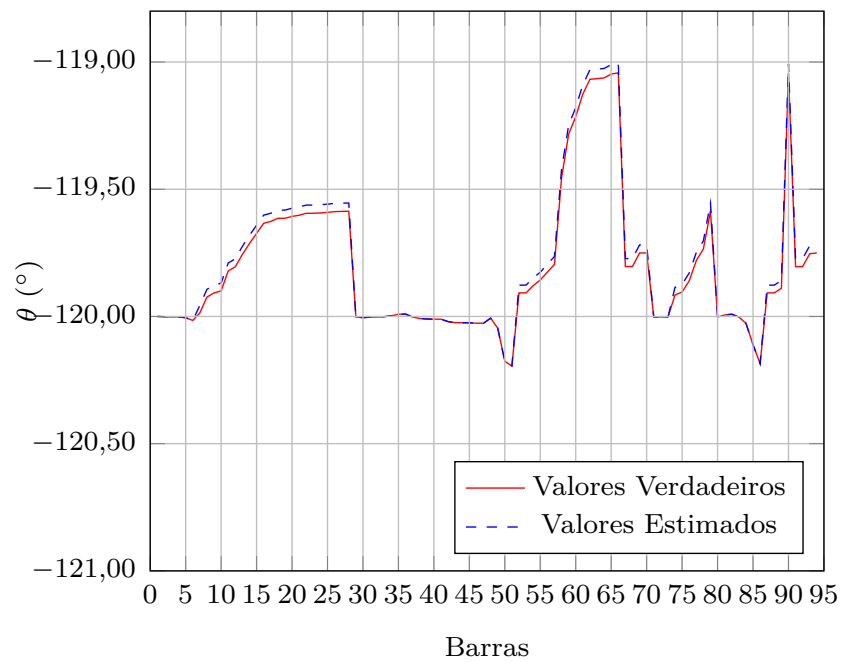


Figura 73 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fase *b*.

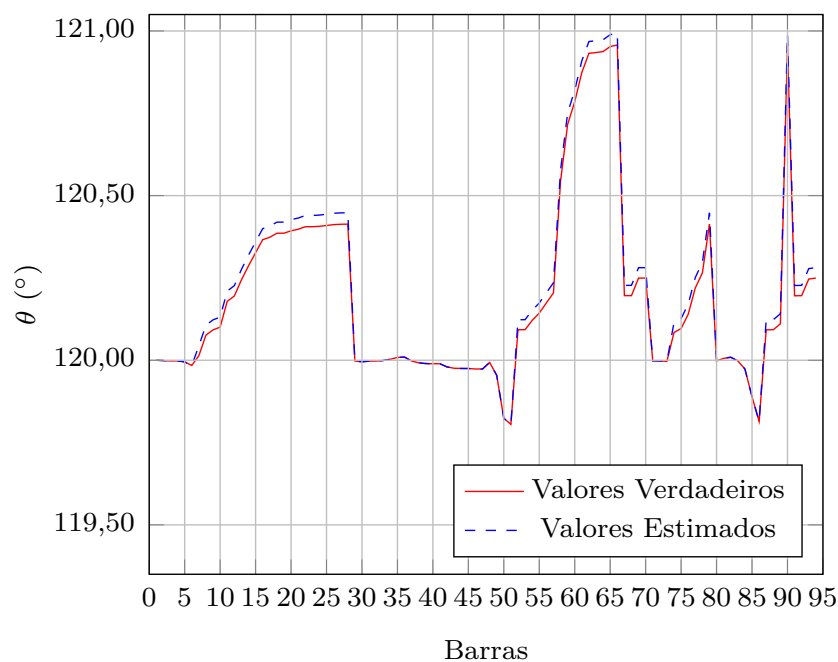


Figura 74 – Ângulo das tensões nodais obtidas para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fase *c*.

As potências ativa e reativa injetadas nas barras do sistema são apresentadas nos gráficos 75 e 76, respectivamente, comparando os valores reais obtidos pelo fluxo de potência com os respectivos valores estimados. Sendo o sistema equilibrado, os resultados são idênticos para as três fases.

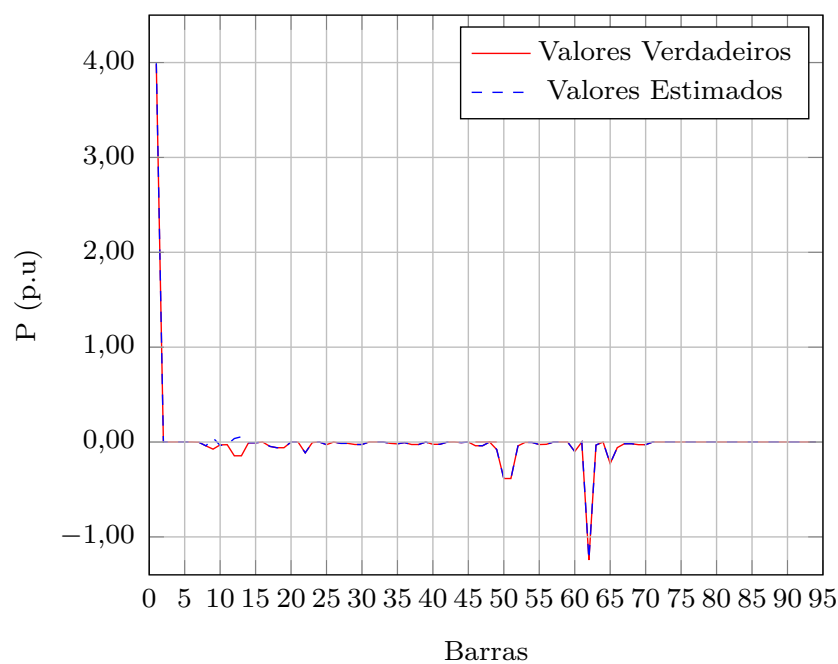


Figura 75 – Potência ativa obtida para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fases *a*, *b* e *c*.

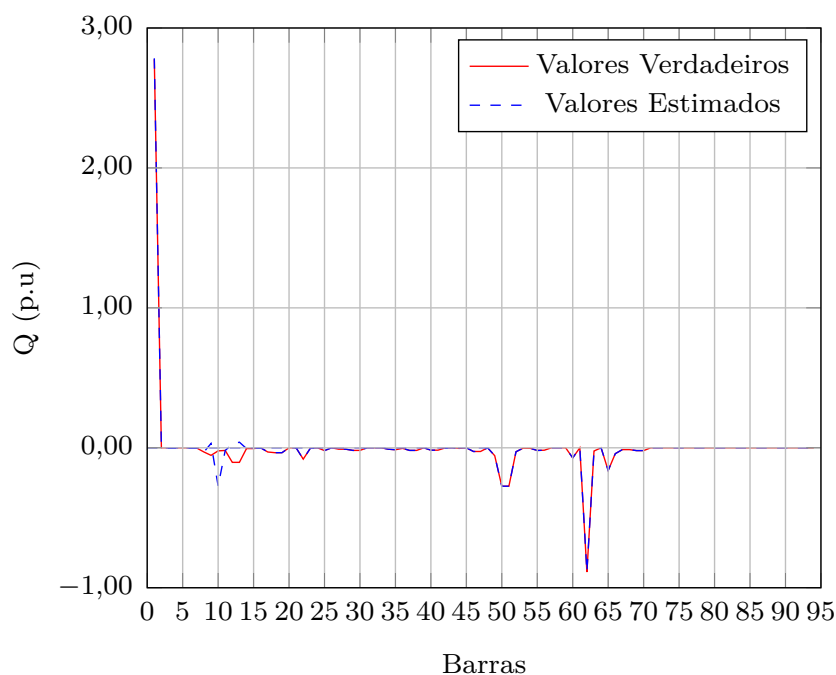


Figura 76 – Potência reativa obtida para o sistema IEEE 70 barras modificado - Fases *a*, *b* e *c*.

Através dos gráficos 75 e 76 observa-se que a ausência de erros grosseiros nas barras fictícias, barras 71 a 94, apresentando injeções de potência nula, conforme esperado.

Para obtenção do valor máximo aceitável para a FOB,  $J_{l,Lim}^{MAX}(\hat{x})$ , a simulação computacional foi realizada considerando-se o mesmo estado operativo apresentado na seção 6.2.1. Os valores limítrofes para todos os subsistemas são apresentados na Tabela 84.

Tabela 84 – Valores Limítrofes para as FOBs sem Erros Grosseiros - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Subsistema	$J_{l,Lim}^{MAX}(\hat{x})$
1	28,1250
2	18,7420
3	18,0141
4	8,8625
5	9,3820
6	9,3904
7	9,3778
8	9,0272
9	9,0430
10	8,9053
11	0,0000

A Tabela 85 apresenta os limites máximos das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático de corrente injetada nas barras fictícias,  $\alpha_{j,Lim}^{MAX}$ , para cada uma das fases.





## 6.3.2 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros para o Sistema IEEE 70 Barras Modificado

### 6.3.2.1 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 1

Os resultados apresentados referem-se a simulação computacional obtida pela inclusão de erros grosseiros de 30% nos fasores de tensão e corrente que deixam a subestação.

#### 1. Detecção

O gráfico exibido na Figura 77 apresenta os valores das FOBs para cada um dos subsistemas. Ante os resultados expostos pode-se concluir que existem erros grosseiros no sistema, visto que a FOB correspondente ao subsistema 1 possui valor que extrapola o valor limítrofe predeterminado.

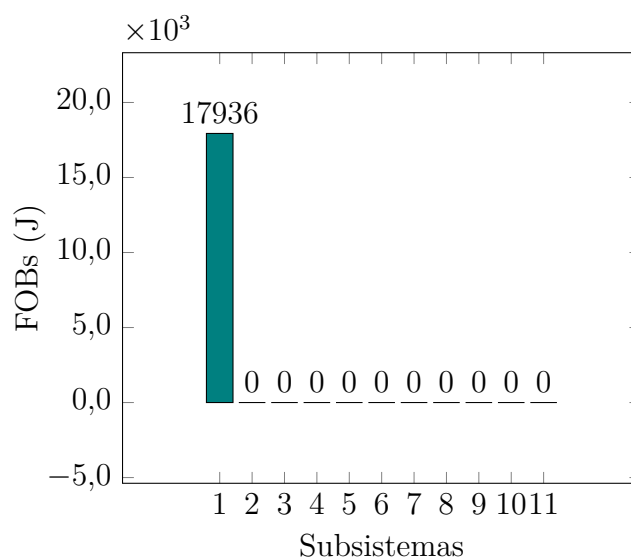


Figura 77 – Teste 1: Detecção de erros grosseiros no subsistema 1 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

#### 2. Identificação

A Tabela 86 expõem os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem pertencentes ao subsistema 1. Tais valores superam consideravelmente os limiares preestabelecidos para a barra de passagem 2, que faz o papel de barra fictícia, sendo responsável por monitorar a barra 1. Já a barra fictícia 71 sofre o efeito do espalhamento dos erros.

Tabela 86 – Teste 1: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
2	1427,1618	693,9132	2552,2621	573,1276	25,4710	3696,1636	8968,0993
71	1427,1618	693,9132	2552,2621	573,1276	25,4710	3696,1636	8968,0993
72	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
73	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.3.2.2 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 3

Os resultados desta simulação computacional são referentes a inclusão de erros grosseiros de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 3, ou seja, na medida de tensão da barra em questão e na medida de corrente que entra na barra 3 e nas correntes que por ela saem.

#### 1. Detecção

Pode-se observar pela Figura 78 que a barra 3 pertence a dois subsistemas. Como o erro grosseiro está sobre a PMU alocada nessa barra, as FOBs dos subsistemas 1 e 5 são elevadas em relação aos seus respectivos valores limítrofes. A Figura 78 corrobora esta ideia, ao mostrar que esses subsistemas apresentam valores aquém dos correspondentes valores limítrofes,  $J_{1,Lim}^{MAX}$  e  $J_{5,Lim}^{MAX}$ .

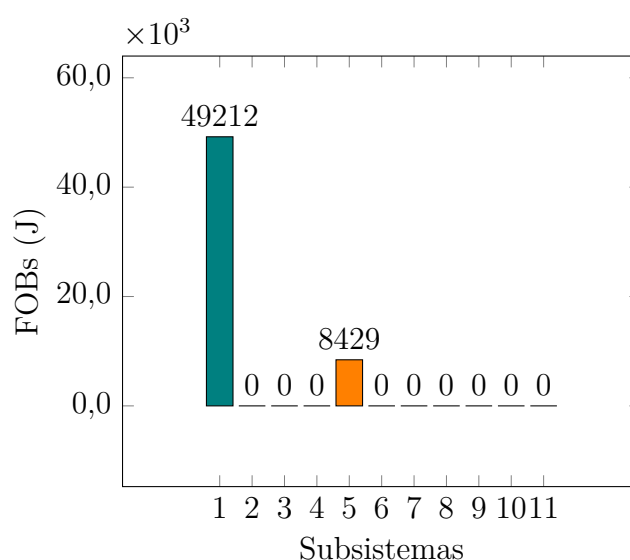


Figura 78 – Teste 2: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 5 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

#### 2. Identificação

A Tabela 87 expõem os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem pertencentes aos

subsistemas 1 e 5. Tais valores superam consideravelmente os limiares preestabelecidos para as barras fictícias 71, 72 e 80. As demais barras ao entorno da PMU problemática sofrem o efeito de espalhamento.

Tabela 87 – Teste 2: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
2	1426,3059	693,9138	2553,5969	573,1283	25,1706	3696,1682	8968,2837
71	1426,3059	693,9138	2553,5969	573,1283	25,1706	3696,1682	8968,2837
72	2414,8995	1176,4580	4335,0304	974,2592	42,3792	6276,5869	15219,6132
73	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
31	0,5743	0,2990	0,7515	0,1443	0,0074	0,8591	2,6356
32	0,5743	0,2990	0,7515	0,1443	0,0074	0,8591	2,6356
33	0,5743	0,2990	0,7515	0,1443	0,0074	0,8591	2,6356
80	0,5743	0,2990	0,7515	0,1443	0,0074	0,8591	2,6356
81	0,5743	0,2990	0,7515	0,1443	0,0074	0,8591	2,6356
82	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.3.2.3 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 4

Os resultados subsequentes refere-se a inclusão de erros grosseiros de 30% em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 4.

#### 1. Detecção

Conforme gráfico apresentado pela Figura 79 constata-se a existência de erros grosseiros no sistema, pois as FOBs correspondentes aos subsistemas 1 e 6 possuem resultados acima dos limiares máximos estabelecidos para as FOBs.

#### 2. Identificação

A Tabela 88 expõem os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem pertencentes aos subsistemas 1 e 6. Tais valores superam consideravelmente os limiares preestabelecidos para as barras fictícias 39, 43, 45, 72, 73 e 83, sendo que as barras 72, 73 e 83 são as responsáveis por monitorar os erros na PMU alocada na barra 4.

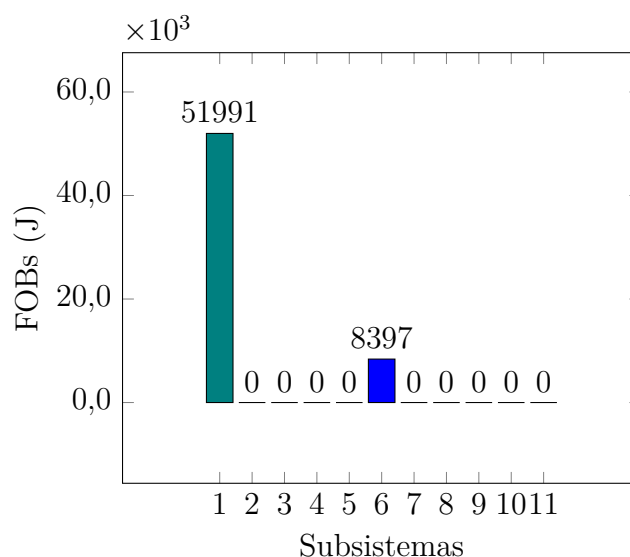


Figura 79 – Teste 3: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1 e 6 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

Tabela 88 – Teste 3: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
2	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
71	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
72	2421,4926	1176,4580	4332,2207	974,2592	42,5848	6276,5869	15223,6022
73	2192,0225	1067,1823	3926,6852	885,3883	38,6667	5703,8267	13813,7717
39	2,6507	1,3526	3,2459	0,6614	0,0384	3,9098	11,8588
43	2,6507	1,3526	3,2459	0,6614	0,0384	3,9098	11,8588
45	2,6507	1,3526	3,2459	0,6614	0,0384	3,9098	11,8588
83	2,6507	1,3526	3,2459	0,6614	0,0384	3,9098	11,8588
84	0,2889	0,1421	0,4379	0,0719	0,0001	0,4182	1,3591

### 6.3.2.4 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 5

Nesta etapa, a inclusão de erros grosseiros de 30% é realizada em todas as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 5.

#### 1. Detecção

Analisando a Figura 80, verifica-se a existência de erros grosseiros no sistema, uma vez que as FOBs correspondentes aos subsistemas 1, 2 e 7 possuem resultados acima dos limites máximos estipulados para a condição sem erros grosseiros.

#### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem são apresentados na Tabela 89.

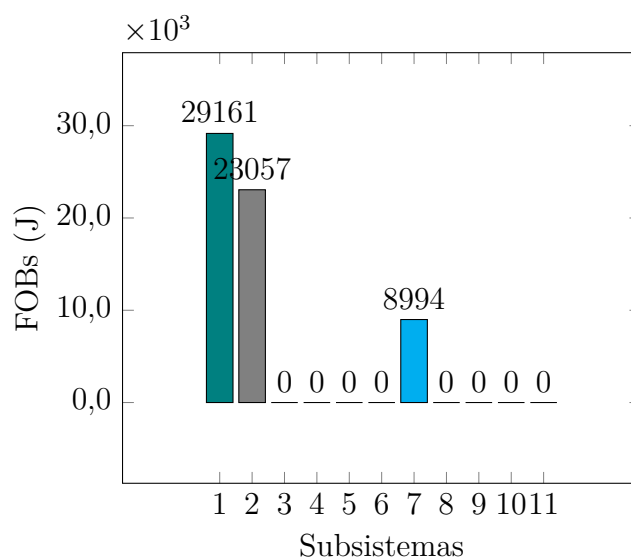


Figura 80 – Teste 4: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 1, 2 e 7 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

Tabela 89 – Teste 4: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
2	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
6	733,8930	351,1338	885,8410	199,6936	7,0262	1080,3995	3257,9871
48	64,1979	34,1062	82,0704	16,2727	1,1646	97,4790	295,2908
71	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
72	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
73	2191,2810	1067,1823	3929,3119	885,3883	38,9986	5703,8267	13815,9888
74	733,8930	351,1338	885,8410	199,6936	7,0262	1080,3995	3257,9871
85	64,1979	34,1062	82,0704	16,2727	1,1646	97,4790	295,2908
86	0,6755	0,8590	1,4287	0,0641	0,1457	1,3809	4,5539

### 6.3.2.5 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 9

Erros grosseiros de magnitude de 30% são incluídos sobre as medidas efetuadas pela PMU alocada na barra 9.

#### 1. Detecção

Analisando a Figura 81, verifica-se a existência de erros grosseiros no sistema, uma vez que as FOBs correspondentes aos subsistemas 2 e 8 apresentam resultados de FOBs acima dos limites máximos preestabelecidos.

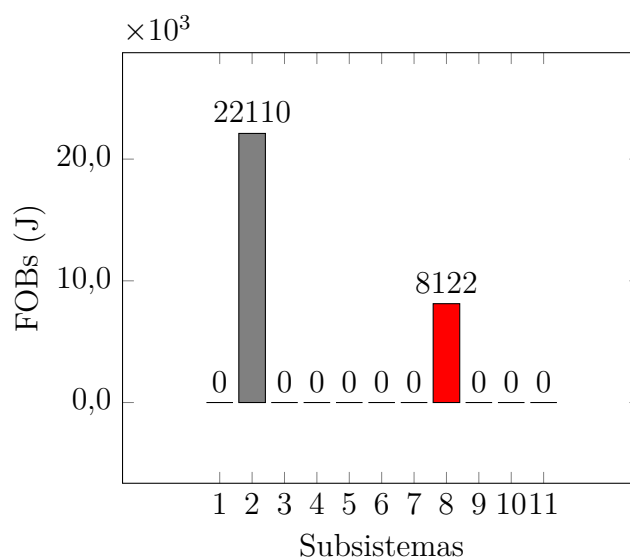


Figura 81 – Teste 5: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 2 e 8 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

## 2. Identificação

A Tabela 90 expõem os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem pertencentes aos subsistemas 2 e 8. Tais valores superam os limiares preestabelecidos para as barras fictícias 74, 75 e 87. A barra de passagem 6 sofre o efeito de espalhamento do erro grosseiro.

Tabela 90 – Teste 5: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag.a$	$Real_b$	$Imag.b$	$Real_c$	$Imag.c$	Somatório
6	688,5718	327,1442	830,4731	187,5859	6,4227	1010,1792	3050,3769
74	688,5718	327,1442	830,4731	187,5859	6,4227	1010,1792	3050,3769
75	1161,1022	550,7734	1402,6898	317,6382	11,0808	1704,9443	5148,2287
87	0,3630	0,1581	0,3559	0,0860	0,0001	0,4774	1,4405
88	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

### 6.3.2.6 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 10

Nos fasores de tensão e correntes medidos pela PMU alocada na barra 10 são incluídos erros grosseiros de magnitude de 30%.

#### 1. Detecção

Os valores encontrados para as FOBs dos subsistemas 2, 3 e 9, segundo Figura 82, acima de seus valores limítrofes, dão indícios de ser a unidade de medição alocada na interseção desses subsistemas a portadora de erros grosseiros.

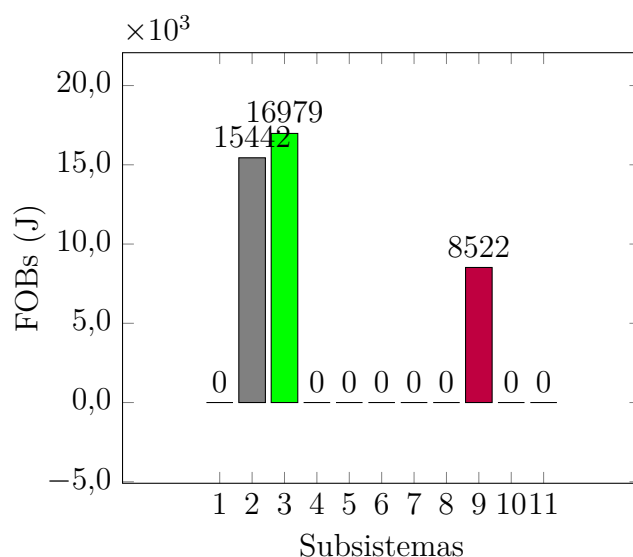


Figura 82 – Teste 6: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 2, 3 e 9 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

## 2. Identificação

A Tabela 91 expõem os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem pertencentes aos três subsistemas. Observa-se que as barras fictícias (75, 76 e 89) que circundam a PMU alocada na barra 10 apresentam os maiores erros quadráticos de corrente injetada.

Tabela 91 – Teste 6: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag.a$	$Real_b$	$Imag.b$	$Real_c$	$Imag.c$	Somatório
6	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
57	59,7333	29,6841	73,5969	15,7812	0,7271	88,8021	268,3247
58	59,7333	29,6841	73,5969	15,7812	0,7271	88,8021	268,3247
59	59,7333	29,6841	73,5969	15,7812	0,7271	88,8021	268,3247
61	59,7333	29,6841	73,5969	15,7812	0,7271	88,8021	268,3247
64	59,7333	29,6841	73,5969	15,7812	0,7271	88,8021	268,3247
74	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
75	1164,2753	550,7734	1401,1332	317,6382	10,6408	1704,9443	5149,4052
76	102,5736	48,0126	121,9133	27,9293	0,9016	149,1829	450,5133
77	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
89	59,7333	29,6841	73,5969	15,7812	0,7271	88,8021	268,3247
90	0,5910	0,3460	0,7741	0,1393	0,0117	0,9225	2,7846

### 6.3.2.7 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 12

Nos fasores de tensão e correntes medidos pela PMU alocada na barra 12 são inseridos erros grosseiros de magnitude de 30%.

### 1. Detecção

A Figura 83 exhibe os valores encontrados para as FOBs. Constatase que os subsistemas 3 e 10 ultrapassam os valores limítrofes para as FOBs desses subsistemas, indicando a presença de erros grosseiros.

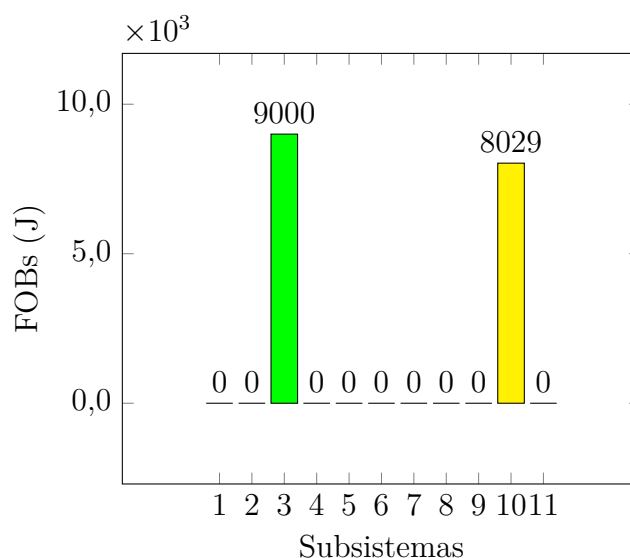


Figura 83 – Teste 7: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 3 e 10 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias são mostrados na Tabela 92. As barras fictícias 76 e 77, a montante e a jusante, respectivamente, da PMU alocada na barra 12, exibem os maiores erros quadráticos de corrente injetada, confirmando ser a PMU na barra 12 a responsável por inserir erros grosseiros junto ao sistema.

Tabela 92 – Teste 7: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	<i>Somatório</i>
76	87,1100	41,3763	105,1701	23,7843	0,8498	127,9005	386,1910
77	53,5993	24,2171	63,3265	15,1627	0,3440	77,7046	234,3542
78	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
91	0,2014	0,1122	0,3161	0,0564	0,0003	0,3278	1,0142
92	0,0519	0,0388	0,0750	0,0189	0,0001	0,1115	0,2962

#### 6.3.2.8 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 13

Nas medidas realizadas pela PMU alocada na barra 13 são inseridos erros grosseiros de 30% sobre o valores medidos.



## 1. Detecção

A Figura 84 revela os valores encontrados para as funções objetivo. Certifica-se que os subsistemas 3 e 4 apresentam os valores de FOB ultrapassando os valores limítrofes, confirmando, portanto, a presença de erros grosseiros.

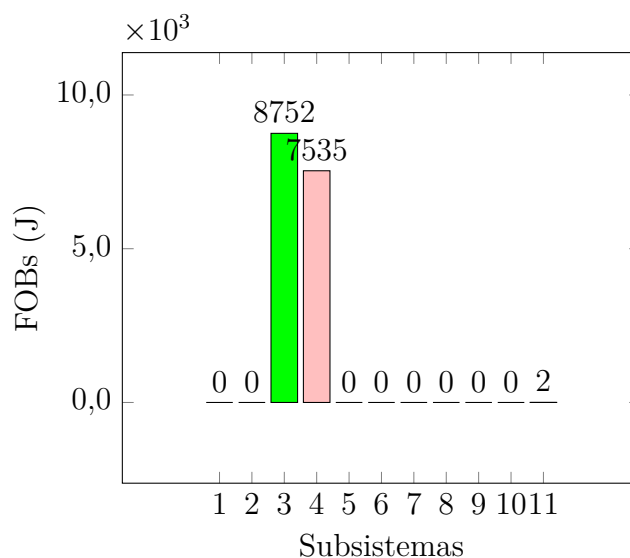


Figura 84 – Teste 8: Detecção de erros grosseiros nos subsistemas 3 e 4 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

## 2. Identificação

Os erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem são mostrados na Tabela 93. As barras fictícias 77 e 78, localizadas imediatamente antes e após a PMU alocada na barra 13 apresentam os maiores erros associados.

Tabela 93 – Teste 8: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
16	6,7123	3,5959	8,6630	1,6858	0,1058	10,1786	30,9414
20	6,7123	3,5959	8,6630	1,6858	0,1058	10,1786	30,9414
24	6,7123	3,5959	8,6630	1,6858	0,1058	10,1786	30,9414
26	6,7123	3,5959	8,6630	1,6858	0,1058	10,1786	30,9414
76	0,0000	0,0001	0,0003	0,0000	0,0001	0,0002	0,0007
77	53,3690	24,2171	62,7664	15,1627	0,3523	77,7046	233,5721
78	6,7123	3,5959	8,6630	1,6858	0,1058	10,1786	30,9414
79	0,0412	0,0237	0,0326	0,0125	0,0003	0,0702	0,1805
93	1,4037	0,7550	1,8076	0,3508	0,0254	2,1305	6,4730
94	1,4037	0,7550	1,8076	0,3508	0,0254	2,1305	6,4730

### 6.3.2.9 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 27

São inseridos erros grosseiros de magnitude de 30% nas medidas realizadas pela PMU alocada na barra 27.

#### 1. Detecção

Os valores obtidos para as múltiplas funções objetivo são mostrados na Figura 85. Pode-se ratificar a presença de erros grosseiros unicamente no subsistema 4.

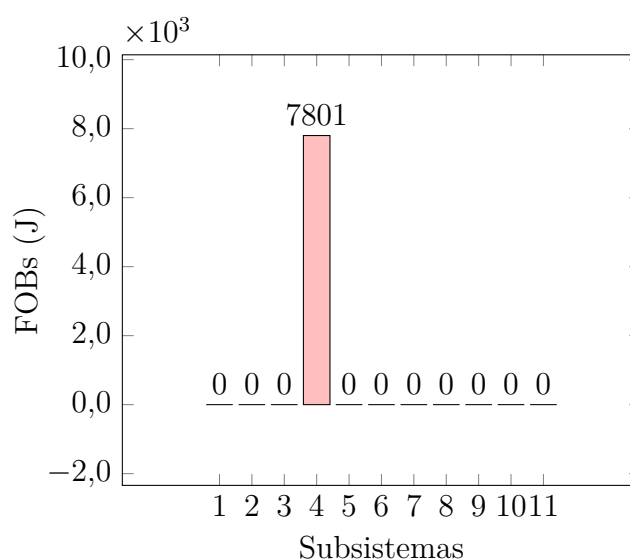


Figura 85 – Teste 9: Detecção de erros grosseiros no subsistema 4 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

#### 2. Identificação

Os erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem são exibidos na Tabela 94. A barra de passagem 26, que tem a função de uma barra fictícia, conjuntamente com a barra fictícia 79 são as responsáveis por vigiar a PMU alocada na barra 27 e, assim, acusam a presença de resíduos quadráticos de corrente injetada.

Tabela 94 – Teste 9: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
16	0,0029	0,0027	0,0065	0,0003	0,0004	0,0050	0,0178
20	0,0029	0,0027	0,0065	0,0003	0,0004	0,0050	0,0178
24	0,0029	0,0027	0,0065	0,0003	0,0004	0,0050	0,0178
26	0,0029	0,0027	0,0065	0,0003	0,0004	0,0050	0,0178
78	0,0029	0,0027	0,0065	0,0003	0,0004	0,0050	0,0178
79	0,1150	0,0394	0,1193	0,0202	0,0028	0,1162	0,4129

### 6.3.2.10 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 35

Nos fasores de tensão e correntes medidos pela PMU alocada na barra 35 são incluídos erros grosseiros de magnitude de 30%.

#### 1. Detecção

O valor encontrado para a FOB do subsistema 5, segundo Figura 86, acima de seu valor limítrofe permite concluir que há presença de erros grosseiros no sistema.

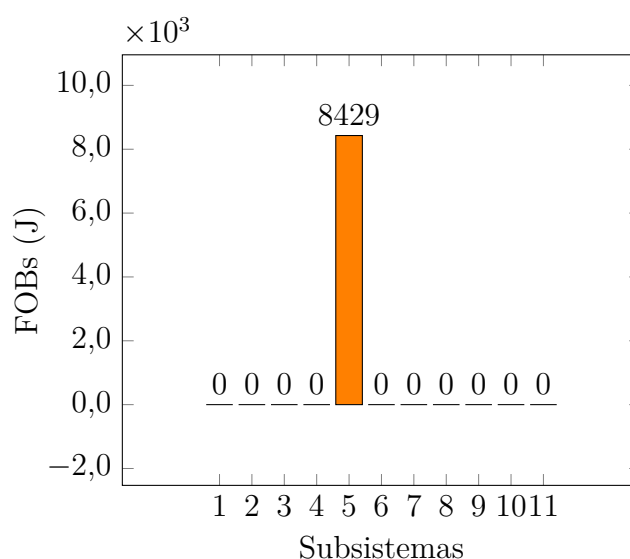


Figura 86 – Teste 10: Detecção de erros grosseiros no subsistema 5 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

#### 2. Identificação

A Tabela 95 expõem os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem pertencentes ao subsistema. Observa-se que as barras fictícias (81 e 82) localizadas ao entorno da PMU alocada na barra 35 apresentam erros quadráticos de correntes injetadas. As demais barras sofrem o efeito de espalhamento.

Tabela 95 – Teste 10: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
31	0,0110	0,0075	0,0201	0,0036	0,0002	0,0216	0,0640
32	0,0110	0,0075	0,0201	0,0036	0,0002	0,0216	0,0640
33	0,0110	0,0075	0,0201	0,0036	0,0002	0,0216	0,0640
80	0,0110	0,0075	0,0201	0,0036	0,0002	0,0216	0,0640
81	0,0110	0,0075	0,0201	0,0036	0,0002	0,0216	0,0640
82	0,0082	0,0061	0,0136	0,0039	0,0004	0,0197	0,0519

### 6.3.2.11 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 46

Nos fasores de tensão e correntes medidos pela PMU alocada na barra 46 são inseridos erros grosseiros de magnitude de 30%.

#### 1. Detecção

A Figura 87 exhibe os valores encontrados para as FOBs. Constata-se que o subsistema 6 ultrapassa seu valor limítrofe de FOB indicando a presença de erros grosseiros.

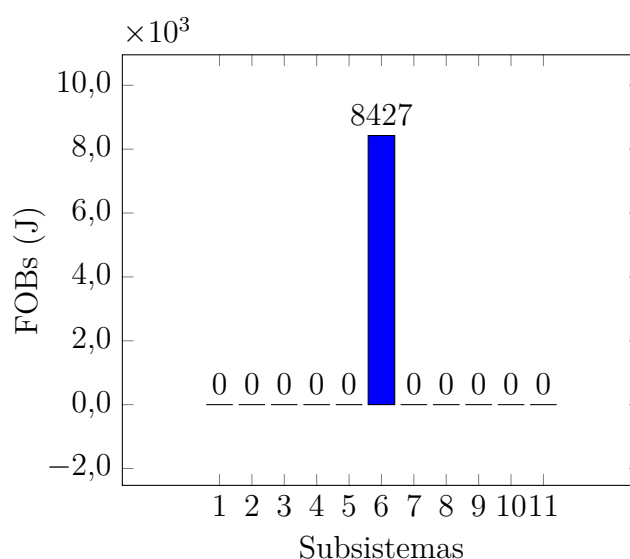


Figura 87 – Teste 11: Detecção de erros grosseiros no subsistema 6 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

#### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem são mostrados na Tabela 96. As barras fictícias 45 e 84, a montante e a jusante, respectivamente, da PMU alocada na barra 46, exibem os maiores erros quadráticos de corrente injetada, confirmando ser a PMU na barra 46 a responsável por inserir erros grosseiros junto ao sistema.

Tabela 96 – Teste 11: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
39	0,1835	0,0904	0,2436	0,0483	0,0013	0,2711	0,8382
43	0,1835	0,0904	0,2436	0,0483	0,0013	0,2711	0,8382
45	0,1835	0,0904	0,2436	0,0483	0,0013	0,2711	0,8382
83	0,1835	0,0904	0,2436	0,0483	0,0013	0,2711	0,8382
84	0,4211	0,2248	0,4728	0,1044	0,0192	0,6359	1,8782

### 6.3.2.12 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 50

São inseridos erros grosseiros de magnitude de 30% nas medidas realizadas pela PMU alocada na barra 50.

#### 1. Detecção

Os valores obtidos para as múltiplas FOBs são mostrados na Figura 88. Constata-se a presença de erros grosseiros no subsistema 7.

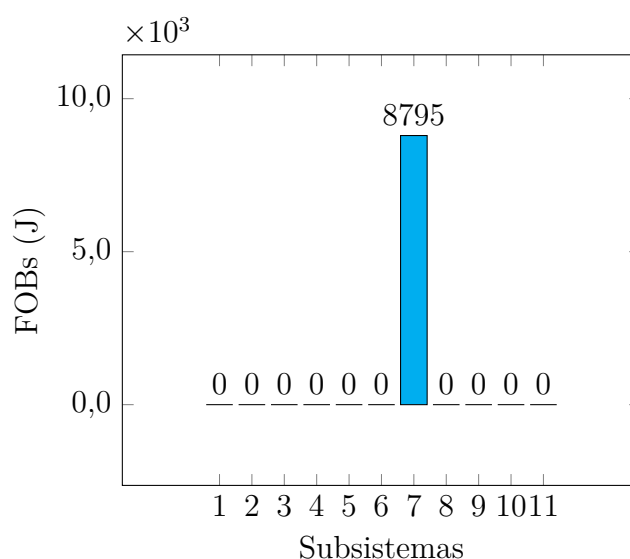


Figura 88 – Teste 12: Detecção de erros grosseiros no subsistema 7 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

#### 2. Identificação

Os erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias 85 e 86 e barra de passagem 48 são exibidos na Tabela 97. A barra 85 localizada a montante da PMU alocada na barra 50 e a barra 86 localizada à jusante acusam a presença de resíduos quadráticos de corrente injetada.

Tabela 97 – Teste 12: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
48	41,5631	22,4793	53,4162	10,4344	0,7009	63,5496	192,1435
85	41,5631	22,4793	53,4162	10,4344	0,7009	63,5496	192,1435
86	0,4972	0,6970	1,1561	0,0438	0,1310	3,6134	6,1385

### 6.3.2.13 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 52

Nas medições realizadas pela PMU alocada na barra 52 são incluídos erros grosseiros de magnitude de 30%.

#### 1. Detecção

O valor obtido para a FOB do subsistema 8, segundo Figura 89, acima de seu valor limítrofe permite concluir que há presença de erros grosseiros no sistema.

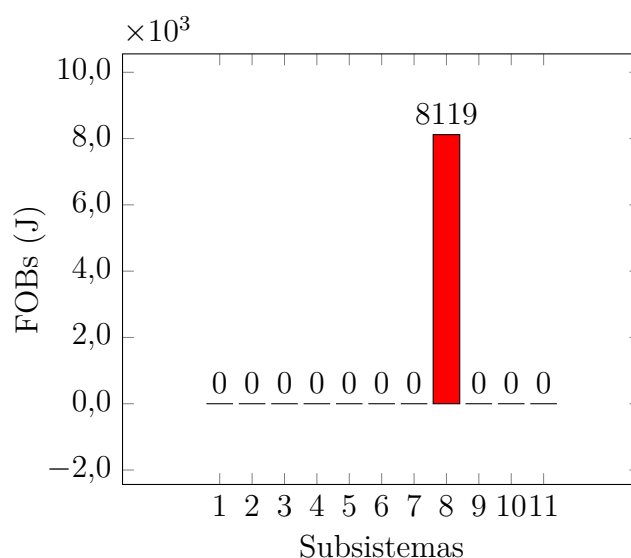


Figura 89 – Teste 13: Detecção de erros grosseiros no subsistema 8 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

#### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias são expostos na Tabela 98. Constata-se que as barras fictícias 87 e 88 apresentam erros quadráticos de correntes injetadas confirmando a presença de erros grosseiros nas medidas aquisitadas pela PMU alocada na barra 52.

Tabela 98 – Teste 13: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	<i>Real<sub>a</sub></i>	<i>Imag<sub>a</sub></i>	<i>Real<sub>b</sub></i>	<i>Imag<sub>b</sub></i>	<i>Real<sub>c</sub></i>	<i>Imag<sub>c</sub></i>	<i>Somatório</i>
87	0,3400	0,1581	0,3689	0,0860	0,0023	0,4774	1,4327
88	0,0050	0,0029	0,0066	0,0012	0,0003	0,0079	0,0239

### 6.3.2.14 Erros Grosseiros em Todas as Medidas Aquisitadas pela PMU na Barra 65

Nos fasores de tensão e correntes medidos pela PMU alocada na barra 65 são incluídos erros grosseiros de magnitude de 30%.

### 1. Detecção

O resultado da FOB do subsistema 9 acima de seu limiar, Figura 90, possibilita concluir que a existência de erros grosseiros no sistema.

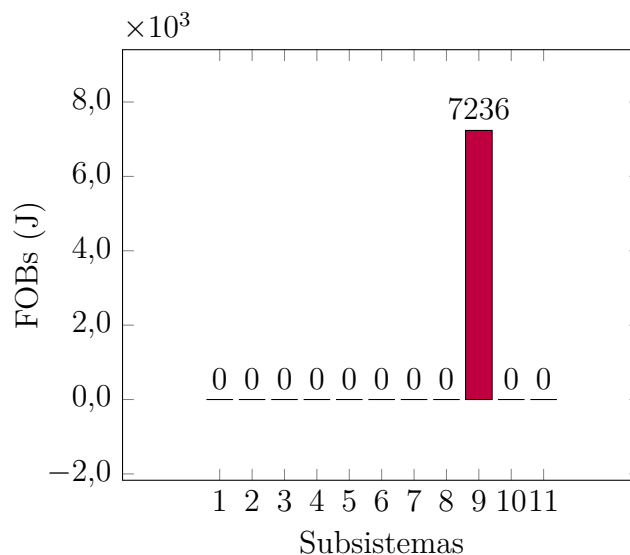


Figura 90 – Teste 14: Detecção de erros grosseiros no subsistema 9 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

### 2. Identificação

A Tabela 99 expõem os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias e barras de passagem pertencentes ao subsistema 9. As barras fictícias (64 e 90) responsáveis por vigiar erros grosseiros na PMU alocada na barra 65 apresentam erros quadráticos de correntes injetadas. As demais barras sofrem o efeito de espalhamento.

Tabela 99 – Teste 14: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
57	0,0005	0,0009	0,0013	0,0020	0,0012	0,0012	0,0071
58	0,0005	0,0009	0,0013	0,0020	0,0012	0,0012	0,0071
59	0,0005	0,0009	0,0013	0,0020	0,0012	0,0012	0,0071
61	0,0005	0,0009	0,0013	0,0020	0,0012	0,0012	0,0071
64	0,0005	0,0009	0,0013	0,0020	0,0012	0,0012	0,0071
89	0,0005	0,0009	0,0013	0,0020	0,0012	0,0012	0,0071
90	0,6620	0,4818	1,0801	0,1531	0,0151	1,1731	3,5658

#### 6.3.2.15 Erros Grosseiros nas Medidas de Corrente que Entram na PMU da Barra 50

Nesta simulação são incluídos erros grosseiros de magnitude de 40% nos fasores de corrente que entram da barra 50, isto, nas três fases das correntes do ramo 85 - 50.

### 1. Detecção

Observa-se pelo gráfico da Figura 91 que a FOB correspondente ao subsistema 7 possui resultado acima de seu respectivo valor limítrofe.

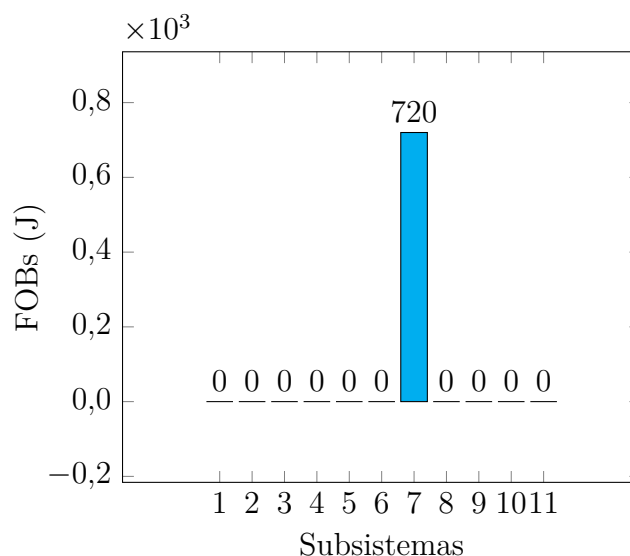


Figura 91 – Teste 15: Detecção de erros grosseiros no subsistema 7 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

### 2. Identificação

Os valores das parcelas da FOB referentes aos erros quadrático das correntes injetadas nas barras fictícias inseridas no subsistema 7 são apresentados na Tabela 100. Observa-se que apenas as barras fictícias à montante da PMU em questão (48 e 85) apresentam erros quadráticos de corrente injetada acima dos limiares preestabelecidos, uma vez que os erros grosseiros foram inseridos apenas nas correntes que entram na barra 50.

Tabela 100 – Teste 15: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
48	79,1667	41,5187	99,5093	19,8143	1,3821	118,6723	360,0634
85	79,1667	41,5187	99,5093	19,8143	1,3821	118,6723	360,0634
86	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006

#### 6.3.2.16 Erros Grosseiros nas Medidas de Tensão da PMU na Barra 46

Nesta simulação são incluídos erros grosseiros de magnitude de  $-25\%$  em todos os fasores de tensão medidos pela PMU alocada na barra 46.





Tabela 102 – Teste 16: Erros Quadráticos das Parcelas de Tensão nas Barras com PMU - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
4	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
46	3897,4104	0,0001	976,2809	2919,4523	972,1028	2922,6265	11687,8730

Ante os resultados apresentados permite-se inferir que os erros grosseiros encontram-se inseridos unicamente nas medidas de tensão aquisitionadas pela PMU presente na barra 46 do sistema.

### 6.3.2.17 Erros Grosseiros nas Medidas Aquisitadas pelas PMUs Alocadas na Barra 9 e Barra 67

Nesta etapa são inseridos erros grosseiros de 25% somente nas grandezas de corrente aquisitionadas pela PMU alocada na barra 9 e erros grosseiros de 30% em todos os fasores, tensão e correntes, medidos pela PMU alocada na barra 67 para as fases  $a$  e  $c$ .

#### 1. Detecção

A Figura 93 apresenta os resultados das FOBs para os subsistemas. Observa-se que os subsistemas 2, 8 e 10 apresentam suas funções objetivo extrapoladas em comparação ao seus respectivos valores limítrofes.

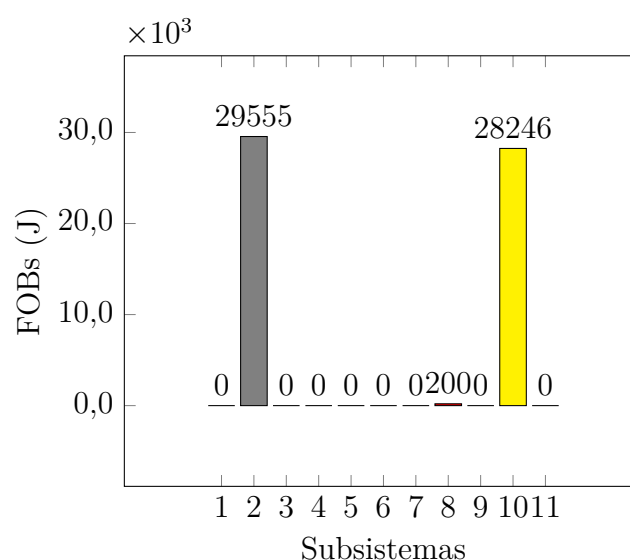


Figura 93 – Teste 17: Detecção de erros grosseiros no subsistema 2, 8 e 10 - Sistema IEEE 70 barras modificado.

#### 2. Identificação

A Tabela 103 expõem os valores das parcelas das FOBs referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias e barra de passagem pertencente aos subsistemas cujas FOBs extrapolaram seus valores limiaries. As barras fictícias 74, 75

e 87 são responsáveis por monitorar os erros grosseiros aquisitados pela PMU alocada na barra 9, enquanto as barras 91 e 92 vigiam a PMU instalada na barra 67.

Tabela 103 – Teste 17: Erros Quadráticos das Parcelas de Corrente Injetada nas Barras Fictícias - Sistema IEEE 70 Barras Modificado.

Barra	$Real_a$	$Imag_a$	$Real_b$	$Imag_b$	$Real_c$	$Imag_c$	Somatório
6	1485,5945	703,9276	1782,1123	404,1521	13,8409	2174,8167	6564,4441
74	1485,5945	703,9276	1782,1123	404,1521	13,8409	2174,8167	6564,4441
75	2481,0976	1171,3534	2972,4021	675,5322	22,6156	3625,9709	10948,9718
87	3,3890	0,9765	0,8765	4,5689	0,4567	6,7645	17,0321
88	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0006
91	1,3209	0,5769	0,0001	0,0001	0,0187	0,9345	2,8512
92	1,3209	0,5769	0,0001	0,0001	0,0187	0,9345	2,8512

#### 6.4 Tempo Computacional

A Tabela 104 apresenta o tempo computacional médio total para cada um dos sistemas em estudo. Os tempos mensurados consideram as etapas de estimação de estados, detecção e identificação de erros grosseiros. Vale ressaltar que os mesmos podem sofrer alterações de acordo com a magnitude de erros grosseiros inserida nas medições, número de equipamentos supostos com erro e dimensão dos sistemas.

Tabela 104 – Tempo Computacional (Segundos)

	10 Barras	IEEE 33 Barras	IEEE 70 Barras
$Tempo(s)$	6, 20	12, 46	25, 67

#### 6.5 Considerações Parciais

Este capítulo apresentou, primeiramente, os estados da rede sem a presença de erros grosseiros a fim de validar o EE utilizado. Também foram obtidos os valores limítrofes para as múltiplas FOBs e para as parcelas referentes aos erros quadráticos das correntes injetadas nas barras fictícias, via simulação exaustiva. Tais resultados mostraram-se fundamentais para a execução das metodologias propostas de detecção e identificação de erros grosseiros.

Em um segundo momento, testes com as cargas desequilibradas, simulando o real comportamento dos sistemas de distribuição foram realizados e considerou-se erros grosseiros de diferentes magnitudes para as simulações. Os resultados alcançados mostraram-se altamente eficazes na detecção e identificação de erros grosseiros. Observou-se que em alguns casos particulares, onde foram inseridos erros grosseiros unicamente nas medidas de tensão, por vezes, foi necessária a inclusão de uma etapa adicional de avaliação das parcelas de erros grosseiros das tensões nas PMUs, sem prejuízo na qualidade dos resultados.

Os tempos computacionais apresentados mostram-se altamente aceitáveis e eficientes mediante a aplicabilidade de monitoramento em tempo real de um EE.

## 7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo versará sobre as principais conclusões intrínsecas à pesquisa desenvolvida e as sugestões para trabalhos futuros.

### 7.1 Conclusão

Em linhas gerais esta dissertação apresentou uma nova metodologia no que tange a detecção e identificação de erros grosseiros valendo-se do uso de PMUs, contribuindo para o aperfeiçoamento das ferramentas de estimação de estados em sistemas de distribuição. O problema de estimação de estados é tratado por uma nova modelagem matemática ao incluir medidas de injeção de corrente na FOB, parcela esta de fundamental importância no processo de identificação de erros grosseiros por barras fictícias.

Torna-se claro que a detecção de erros grosseiros é avaliada unicamente pelo valor da FOB, enquanto a identificação é sustentada pela abordagem do uso de barras fictícias. O uso de um sistema descentralizado permite tratar o problema de otimização como subproblemas e, conseqüentemente, facilita a identificação do erro(s) grosseiro(s) ao indicar qual(is) subsistema(s) contém(êm) tais erros. Ao mesmo tempo, a descentralização promove uma redução de esforço computacional, sendo fundamental para aplicações *on-line*.

Com a inclusão de erros grosseiros, nota-se que a função objetivo apresenta valores extremamente elevados, acima dos valores limítrofes preestabelecidos, não cumprindo com a minimização esperada, permitindo validar a etapa de detecção de erros grosseiros. A inserção de barras fictícias no sistema mostra-se altamente relevante ao possibilitar a identificação de erros através da análise das parcelas de erros quadráticos de correntes injetadas em tais barras, conforme descrito na Seção 5.2. Em alguns casos de inserção de erros grosseiros unicamente nas medidas de tensão torna-se necessária a avaliação das parcelas erros quadráticos de tensão das medidas coletadas pelas PMUs.

Na grande maioria dos casos simulados, barras fictícias ao entorno da PMU problemática apresentaram valores não nulos para as parcelas de corrente injetada devido ao efeito de espalhamento de erros grosseiros, entretanto a metodologia não é prejudicada, visto que, os maiores valores de erros quadráticos das parcelas de corrente injetada encontram-se associados as barras fictícias responsáveis por monitorar a PMU problemática, isto é, barras localizadas imediatamente à montante e a jusante da PMU em questão.

É evidente a partir dos resultados apresentados a relevância do processamento de erros grosseiros para um estimador de estados, uma vez que medidas errôneas podem gerar uma estimação em dissonância com as reais condições operativas do sistema.

## 7.2 Trabalhos Futuros

Algumas possíveis sugestões para investigação em trabalhos futuros, visando dar continuidade ao problema abordado, são:

- Inclusão da etapa de eliminação ou substituição de medidas portadoras de erros grosseiros;
- Erros grosseiros de medidas provenientes das PMUs conjuntamente com erros de equipamentos de medição convencionais;
- Utilização da técnica de processamento paralelo;
- Tratamento de erros de parâmetros simultaneamente à presença de erros grosseiros;
- Análise de alterações topológicas na rede de distribuição de energia;
- Utilização do EE para restabelecimento de sistemas de distribuição de energia;
- Utilização do EE para análise de faltas em sistema de distribuição de energia;
- Utilização do EE para análise de perdas não técnicas na rede de distribuição de energia.

## REFERÊNCIAS

- [1] LOPES, T. T. E., *Estimadores de estado em sistemas de energia elétrica incluindo restrições Fuzzy*, Ph.D. Thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- [2] MONTICELLI, A. J., *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. E. Blucher, 1983.
- [3] SCHWEPPE, F. C., WILDES, J., “Power system static-state estimation, part I: exact model”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 1, pp. 120–125, 1970.
- [4] SCHWEPPE, F. C., ROM, D. B., “Power system static-state estimation, part II: approximate model”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 1, pp. 125–130, 1970.
- [5] SCHWEPPE, F. C., “Power system static-state estimation, part III: implementation”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 1, pp. 130–135, 1970.
- [6] PHADKE, A., “Synchronized phasor measurements in power systems”, *Computer Applications in Power, IEEE*, v. 6, n. 2, pp. 10–15, 1993.
- [7] SLUTSKER, I. W., MOKHTARI, S., JAQUES, L., PROVOST, J. M. G., PEREZ, M. B., SIERRA, J. B., GONZALEZ, F. G., FIGUEROA, J. M. M., OTHERS, “Implementation of phasor measurements in state estimator at Sevillana de Electricidad”. In: *Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings., 1995 IEEE*, pp. 392–398, 1995.
- [8] DEPABLOS, J., CENTENO, V., PHADKE, A. G., INGRAM, M., “Comparative testing of synchronized phasor measurement units”. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, pp. 948–954, 2004.
- [9] ZHU, J., ABUR, A., “Effect of phasor measurements on the choice of reference bus for state estimation”. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–5, 2007.
- [10] TOCHETTO, P. A., *Utilização de medição fasorial sincronizada no monitoramento em tempo real da segurança da operação da UHE-Itaipu 60Hz*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Itajubá, 2014.
- [11] GAMM, A., GRISHIN, Y. A., KOLOSOK, I., GLAZUNOVA, A., KORKINA, E., “New EPS state estimation algorithms based on the technique of test equations and PMU measurements”. In: *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp. 1670–1675, 2007.
- [12] OLIVEIRA, B., *Estimação de estados em sistemas de distribuição: uma abordagem trifásica e descentralizada*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2016.
- [13] MEDEIROS JR, M., ALMEIDA, M., SILVEIRA, D., “Estimação de estado em redes de distribuição de média tensão com base no algoritmo da soma de potências - Parte I: modelo linearizado”, *V INDUSCON*, v. 3, 2002.
- [14] YOON, Y. J., *Study of the utilization and benefits of phasor measurement units for large scale power system state estimation*, Ph.D. Thesis, Texas A&M University, 2006.

- [15] MERRILL, H. M., SCHWEPPE, F. C., “Bad data suppression in power system static state estimation”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 6, pp. 2718–2725, 1971.
- [16] HANDSCHIN, E., SCHWEPPE, F., KOHLAS, J., FIECHTER, A., “Bad data analysis for power system state estimation”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, v. 94, n. 2, pp. 329–337, 1975.
- [17] FALCAO, D., COOKE, P., BRAMELLER, A., “Power system tracking state estimation and bad data processing”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 2, pp. 325–333, 1982.
- [18] NIAN-DE, X., SHI-YING, W., ER-KENG, Y., “A new approach for detection and identification of multiple bad data in power system state estimation”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 2, pp. 454–462, 1982.
- [19] MONTICELLI, A., GARCIA, A., “Reliable bad data processing for real-time state estimation”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 5, pp. 1126–1139, 1983.
- [20] CLEMENTS, K., DAVIS, P., “Multiple bad data detectability and identifiability: a geometric approach”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 1, n. 3, pp. 355–360, 1986.
- [21] ABUR, A., KEYHANI, A., BAKHTIARI, H., “Autoregressive filters for the identification and replacement of bad data in power system state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 2, n. 3, pp. 552–558, 1987.
- [22] CHEN, J., ABUR, A., “Placement of PMUs to enable bad data detection in state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 4, pp. 1608–1615, 2006.
- [23] KORRES, G. N., MANOUSAKIS, N. M., “State estimation and bad data processing for systems including PMU and SCADA measurements”, *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 7, pp. 1514–1524, 2011.
- [24] LIU, T., GU, Y., WANG, D., GUI, Y., GUAN, X., “A novel method to detect bad data injection attack in smart grid”. In: *INFOCOM, 2013 Proceedings IEEE*, pp. 3423–3428, 2013.
- [25] CASTILLO, M., BRETAS, N., JBA JR, L., “Detecção, identificação e estimação de erros de parâmetros em linhas de transmissão na presença de erros grosseiros”, *Congresso Brasileiro de Automática, CBA*, 2012.
- [26] JEROME, J., “Network observability and bad data processing algorithm for distribution networks”. In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001*, v. 3, pp. 1692–1697, 2001.
- [27] DU, M., LI, B., ZHAO, Z., PAN, G., “A mixed integer robust state estimator for smart distribution network”. In: *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2014 IEEE PES Asia-Pacific*, pp. 1–7, 2014.
- [28] CHEN, X., KANG, C., TONG, X., XIA, Q., YANG, J., “Improving the accuracy of bus load forecasting by a two-stage bad data identification method”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 29, n. 4, pp. 1634–1641, 2014.



- [29] CRAMER, M., GOERGENS, P., SCHNETTLER, A., “Bad data detection and handling in distribution grid state estimation using artificial neural networks”. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1–6, 2015.
- [30] WAERESCH, D., BRANDALIK, R., WELLSOW, W. H., JORDAN, J., BISCHLER, R., SCHNEIDER, N., “Linear state estimation in low voltage grids based on smart meter data”. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1–6, 2015.
- [31] ZHANG, J., WELCH, G., RAMAKRISHNAN, N., RAHMAN, S., “Kalman filters for dynamic and secure smart grid state estimation”, *Intelligent Industrial Systems*, pp. 1–8, 2015.
- [32] MELO, I., *Estimação de estado harmônico para sistemas radiais de distribuição usando medição fasorial sincronizada*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2015.
- [33] OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L. W., PEREIRA, J., HONÓRIO, L. M., SILVA, I. C., MARCATO, A., “An optimal power flow based on safety barrier interior point method”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 64, pp. 977–985, 2015.
- [34] HAMMERSLEY, J., *Monte Carlo methods*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [35] MARTIN, K. E., “Synchrophasor Standards Development - IEEE C37. 118 & IEC 61850”. In: *System Sciences (HICSS), 2011 44th Hawaii International Conference on*, pp. 1–8, 2011.
- [36] BARAN, M. E., WU, F. F., “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 4, n. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [37] BARAN, M. E., WU, F. F., “Optimal capacitor placement on radial distribution systems”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 4, n. 1, pp. 725–734, 1989.
- [38] ABUR, A., EXPOSITO, A. G., *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC Press, 2004.
- [39] VAN CUTSEM, T., RIBBENS-PAVELLA, M., “Bad data identification methods in power system state estimation - an acomparative study”, *IEEE Transactions on PowerApparatus and Systems*, v. 104, n. 11, 1985.
- [40] ALVES, G. O., *Uma nova metodologia para estimação de estados em sistemas de distribuição radiais utilizando PMUs*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2015.
- [41] ASADA, E. N., *Análise de observabilidade e processamento de erros grosseiros conformativos utilizando a metaheurística Busca Tabu na estimação de estado generalizada*, Ph.D. Thesis, Universidade Estadual de Campinas, 2004.
- [42] FLÓREZ, H. A. R., *Desenvolvimento de um estimador de estado para sistemas de distribuição de energia elétrica*, Ph.D. Thesis, Universidade Estadual Paulista, 2013.
- [43] MONTICELLI, A., *State estimation in electric power systems: a generalized approach*. v. 507. Springer Science & Business Media, 1999.

- [44] GÓMEZ-EXPÓSITO, A., CONEJO, A. J., CAÑIZARES, C., *Electric energy systems: analysis and operation*. CRC Press, 2008.

## APÊNDICE A – MÉTODOS CLÁSSICOS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS, DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE ERROS GROSSEIROS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Este apêndice aborda os aspectos gerais da metodologia de estimação de estados com ênfase para a clássica formulação do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Também são descritos a importância e os testes utilizados na etapa de detecção de erros grosseiros.

### A.1 Aspectos Gerais sobre Estimação de Estados

Os sistemas de energia necessitam ser continuamente monitorados a fim de reduzir os riscos operacionais, bem como garantir um estado seguro de operação ainda que haja variações diárias nas condições operativas do sistema. Concomitantemente, a identificação dos estados da rede e a presença de erros são informações de suma importância para que os COS possam efetuar ações preventivas e de controle. Este conjunto de ações caracteriza o processo de análise de segurança dos sistemas elétricos [21].

O sistema SCADA surge com a finalidade de atender as necessidades dos COS, sendo responsável por fornecer informações da rede elétrica em tempo real, tais como: fluxos de potência ativa e reativa, magnitudes de tensões nas barras e correntes nas linhas, estado de chaves e disjuntores, posição do tap de transformadores, dentre outros [38].

As informações em sua forma “bruta” advindas do sistema SCADA, geralmente englobam magnitude das tensões nas barras, fluxo e injeção de potência ativa e reativa e, em alguns casos, fluxo de corrente nas linhas são processadas pelo EE. Entretanto, os grandes desafios da estimação de estados encontram-se na necessidade de possuir um conjunto redundante de medidas e de dados da rede elétrica, assim como, ser capaz de processar erros grosseiros, detectando, identificando e removendo-os do processo de estimação.

A partir da década de 80, com a desregulamentação do setor elétrico, o problema de estimação de estados ganha notória expressividade na busca pela modernização dos centros de controle e operação dos sistemas [1]. Paralelo ao sistema SCADA, a evolução de novas tecnologias e metodologias que visam o desenvolvimento de um modelo mais exato e que possibilite a estimação de estados mais confiável se desenvolvem, com destaque para os equipamentos de medição fasorial sincronizada, que objetivam melhorar a segurança da rede, qualidade de energia, redução do tempo de restauração do sistema, etc.

As PMUs são dispositivos capazes de medir os fasores de corrente e tensão do SEP com elevadas taxas de exatidão e amostragem, permitindo a sincronização de dados por

meio de GPS. A Figura 94 mostra o primeiro protótipo construído de uma PMU.

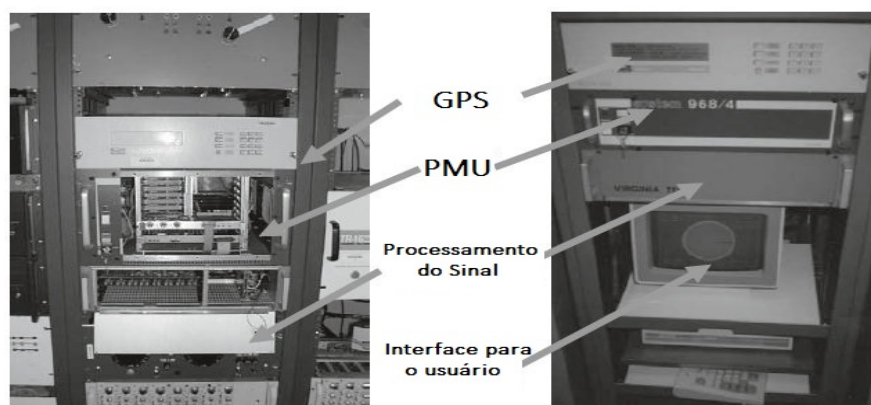


Figura 94 – Primeiro protótipo de uma PMU construída pelo Laboratory at Virginia Tech.

O sincronismo permite que medições coletadas em regiões geograficamente distantes possam ser processadas no mesmo tempo e, portanto, em virtude dessa característica a PMU é considerada um dos equipamentos mais modernos no que tange aplicações de monitoramento e controle dos sistemas elétricos. Devido aos custos elevados para implantação desse equipamento, pode-se dizer que o sistema SCADA não será totalmente substituído por tal tecnologia nos próximos anos, predominando um sistema misto entre PMUs e os antigos equipamentos utilizados pelo sistema SCADA.

Considerando que a rede elétrica possua equipamentos capazes de coletar medidas suficientes para estimar o seu estado, tais informações são enviadas a um centro de controle, servindo de dados de entrada para os estimadores de estado, que conjecturam tratar-se de medidas sem grandes erros [32]. No entanto, as medidas provenientes dos sistemas SCADA/PMU são vulneráveis a conterem erros de diferentes naturezas, dentre os quais, erros grosseiros.

O conjunto de medidas pode ser basicamente afetado por quatro tipos de erros conforme descritos a seguir.

- Erros Aleatórios: também conhecido como ruído branco equivale a um pequeno desvio de medida associado à falta de precisão, problemas de calibração do equipamento utilizado, interferência, dentre outros. Representa um erro aceitável para o comportamento do sistema.
- Erros Grosseiros: medidas com erros provenientes de instrumentos com avarias, mau funcionamento, perdas de canais de comunicação, dentre outros.

- Erros Topológicos: também conhecidos como erros estruturais, consistem em erros decorrentes de informações equivocadas sobre o estado de seccionadores e disjuntores ou eventos de curto circuito.
- Erros de Parâmetros: considera-se que os parâmetros do modelo da rede podem apresentar erros provenientes de dados imprecisos repassado por fabricantes, alterações de projetos estruturais na rede sem atualização no banco de dados do sistema, dentre outros.

A grande maioria dos estimadores de estados baseiam-se em implementações que utilizam uma abordagem estatística no que tange o tratamento dos dados medidos em tempo real [1]. Assim, o método clássico mais empregado em processos de estimação de estados baseia-se no algoritmo dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP), também conhecido como *Weighted Least Squares* (WLS), formulado por Schweppe e Wildes na década de 70. A metodologia visa minimizar os resíduos entre os valores estimados e os valores reais. Em [38] encontra-se uma descrição detalhada da metodologia dos MQP, sendo abordada em subseções posteriores neste capítulo.

O método dos MQP apresenta alta sensibilidade à presença de erros grosseiros nas medições realizadas em tempo real [38]. Visando contornar tal obstáculo novas formulações são propostas, tais como, o critério de máxima verossimilhança [39]. No entanto, vale ressaltar que tal metodologia aumenta a demanda computacional em comparação ao método dos MQP para a solução da estimação de estados em contrapartida à robustez estatística adquirida.

Em 2015, Alves [40] propõe uma nova metodologia monofásica para a estimação de estados baseada no método dos MQP em redes de distribuição aliada ao uso de PMUs.

## A.2 Etapas do Processo de Estimação de Estados

Tipicamente, o processo de estimação de estados inclui as funções de processador de topologia, análise de observabilidade, solução da estimação de estados, processamento de erros grosseiros e processamento de erros estruturais e/ou de parâmetros, detalhadas a seguir.

- Configurador de Topologia: através do status de disjuntores e chaves os modelos barra-ramo são construídos. Informações adicionais como configuração e localização de medidores, conexões de transformadores, cargas, geradores, dentre outros, são fornecidas pelo sistema SCADA/PMU.
- Análise de Observabilidade: extremamente necessária para o processo de estimação de estados. Concerne em determinar se a solução do processo de estimação de

estados do sistema pode ser obtida usando o conjunto de medidas disponível. Uma alternativa para a restauração da observabilidade de sistemas não observáveis consiste na alocação de pseudomedidas, ou seja, informações não mensuradas em tempo real, obtidas por cálculos a partir de parâmetros conhecidos ou por experiência previamente adquirida. Nessa etapa, também é possível identificar a presença ou não de ilhas observáveis, onde cada uma possui seu próprio ângulo de referência, independente do resto do sistema [38].

- Estimador de estados: nesta fase é conhecido o estado mais provável e confiável do sistema elétrico sob estudo, normalmente são determinadas as tensões complexas nas barras do sistema, inclusive barras não monitoradas.
- Processamento de erros: responsável por detectar e identificar a existência de dados espúrios no conjunto de informações disponível. A eliminação/substituição desse tipo de medida faz-se necessária para a correta estimação dos estados do sistema, pois a presença de medidas grosseiras pode inviabilizar todo o processo de estimação. Portanto, é necessário garantir que durante a exclusão de tais medidas prevaleça uma redundância de informações que garanta um sistema minimamente observável.

O Fluxograma apresentado na Figura 95 ilustra as etapas descritas anteriormente.

### A.3 Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

O método dos MQP possui como objetivo minimizar a soma quadrática dos resíduos entre os valores estimados e os valores reais (provenientes dos sistemas de medição) ponderando tal diferença pela variância associada àquela medida. Sendo o estimador MQP um dos métodos mais difundidos na literatura especializada em estimação de estados e por sua utilização como base para o desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho, esta seção abordará com detalhes sua formulação.

Uma técnica para a solução de tal problema consiste em adotar um modelo estatístico que possibilite inferir o valor de determinada variável através de um conjunto de informações conhecidas. Uma metodologia largamente abordada em análises estatísticas baseia-se no uso da função de verossimilhança, também conhecida como função de probabilidade. Assim, os erros das medições são representados através de uma função de distribuição de probabilidades obtida em termos dos parâmetros desconhecidos, função esta, que pode ser tratada em um problema de otimização a fim de maximizá-la.

Em geral, assume-se que os erros das medidas obedecem a uma Função de Densidade de Probabilidade Gaussiana ou Distribuição Normal, com solução em função dos parâmetros de média,  $\mu$  e variância,  $\sigma$  [38].

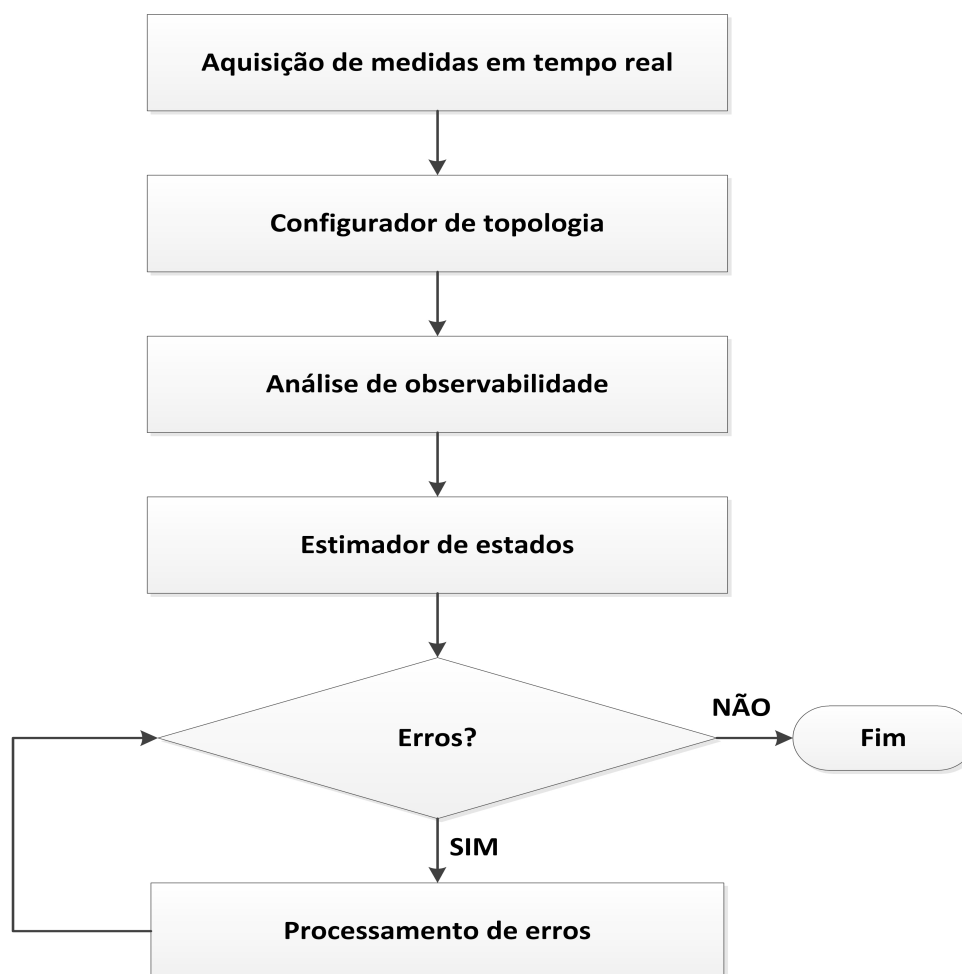


Figura 95 – Estrutura da estimação de estado de um SEP.

### A.3.1 Função de Densidade de Probabilidade Gaussiana (Normal Padrão)

Uma variável randômica  $z$  tem distribuição Normal dada pela Função de Densidade de Probabilidade expressa em (A.1).

$$f(z) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-(z-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)} \quad (\text{A.1})$$

onde:

$z$  é a variável randômica;

$\mu$  é a média (ou valor esperado) de  $z = E(z)$ ;

$\sigma$  é o desvio padrão de  $z$ .

A função (A.1) evidencia a dependência dos parâmetros  $\mu$  e  $\sigma$  para se obter o resultado. Assim, a fim de padronizar a expressão, a seguinte substituição de variáveis pode ser utilizada.

$$u = \frac{z - \mu}{\sigma} \quad (\text{A.2})$$

Sabendo que o valor esperado de  $z$  deve ser o mais próximo possível do valor real da variável, tem-se as equações (A.3) e (A.4):

$$E(u) = \frac{1}{\sigma}(E(z) - \mu) = 0 \quad (\text{A.3})$$

$$E(u) = \frac{1}{\sigma^2}Var(z - \mu) = \frac{\sigma^2}{\sigma^2} = 1 \quad (\text{A.4})$$

Com base nas duas equações precedentes, que definem a distribuição normal, a Função de Densidade de Probabilidade Gaussiana se reduz a expressão (A.5).

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}}e^{\left(\frac{-u}{2}\right)} \quad (\text{A.5})$$

### A.3.2 Função de Verossimilhança

A função de verossimilhança trata-se de uma função dos parâmetros de um modelo estatístico que pode ser expressa como o produto de Funções de Densidade de Probabilidade Individuais para cada medida independente  $m$  [38]. Assim, tem-se:

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2)\dots f(z_m) \quad (\text{A.6})$$

onde:

$z_i$  é o conjunto de medidas.

O objetivo de estimar a função de máxima verossimilhança é maximizar tal função variando os parâmetros (média e desvio padrão) da Função de Densidade de Probabilidade [38]. Por questões de facilidade, visando simplificar o processo de otimização, a função de verossimilhança pode ser tratada como uma função logarítmica, conforme expresso em (A.7).

$$\tau = \sum_{i=1}^m \log f(z_i) \quad (\text{A.7})$$

Após desenvolvimento matemático, expresso com maiores detalhes em [38], conclui-se que maximizar a expressão (A.7) equivale a minimizar função (A.8), caracterizando o método dos MQP.



$$\min \left( \frac{(z - \mu)^2}{2\sigma^2} \right) \quad (\text{A.8})$$

### A.3.3 Função Objetivo do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

A função de minimização (A.8) pode ser reescrita em termos do valor residual,  $r_i$ , definido como a diferença entre o valor real,  $z_i$  e o valor a ser estimado para esta medida,  $h(\hat{x}_i)$ , composto por um conjunto de funções não lineares que relacionam o vetor de estados  $\hat{x}_i$  com as medições, conforme definido em (A.9).

$$r_i = z_i - \mu_i = z_i - h(\hat{x}_i) \quad (\text{A.9})$$

Cada medida possui um valor de variância associado a si própria, portanto é comum definir uma matriz diagonal de covariância  $R$ , conforme expresso em (A.20).

$$R = \begin{bmatrix} \sigma^2 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma^2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma^2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.10})$$

A estimação de estado pode ser tratada como um processo de otimização visando minimizar a expressão  $J(x)$ , segundo o método dos MQP. A função a ser minimizada é composta pela soma dos quadrados dos resíduos ponderados pela variância associada a cada uma das medidas.

$$J(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \frac{(z_i - h(\hat{x}_i))^2}{R_{ii}} = [z - h(\hat{x})]^T R^{-1} [z - h(\hat{x})] \quad (\text{A.11})$$

A solução ótima do problema é obtida por meio de um processo iterativo conhecido como Método de Gauss-Newton que define os incrementos das variáveis de estado através da equação (A.12), também conhecida como Equação Normal. A cada iteração o vetor de solução é atualizado através do incremento obtido por (A.12) ao resultado da iteração anterior,  $k$ , conforme Equação (A.13).

$$[G(x^k)]\Delta x^{k+1} = H^T(x^k) R^{-1} [z - h(\hat{x}^k)] \quad (\text{A.12})$$

$$\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k \quad (\text{A.13})$$

onde:

$H(x)$  é a Matriz Jacobiana;

$G(x)$  é a Matriz de Ganho.

A convergência do processo ocorre quando  $|\Delta x^{k+1}|$  é menor do que uma tolerância  $\epsilon$  pré-especificada de acordo com a precisão almejada.

A Matriz Jacobiana é definida pelas derivadas de primeira ordem da função não linear  $h(x)$  em relação as variáveis de estado, enquanto que a Matriz de Ganho corresponde as derivadas de segunda ordem da função objetivo em relação as variáveis de estado, conforme equações (A.14) e (A.15) respectivamente.

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad (\text{A.14})$$

$$G(x) = \frac{\partial g(x)}{\partial x} \quad (\text{A.15})$$

onde:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} \quad (\text{A.16})$$

A determinação de G, bem como a solução do método de Gauss-Newton a cada iteração pode ser computacionalmente oneroso, sobretudo em sistemas de distribuição de grande porte. Outras metodologias permitem reduzir significativamente o esforço computacional, entretanto afastam-se do escopo deste trabalho.

#### A.4 Metodologias Clássicas para Detecção e Identificação de Erros Grosseiros

Uma das funções primordiais em estimação de estados consiste em detectar, identificar e eliminar erros grosseiros, processo este que exige grande esforço computacional. A grande maioria dos erros em medições encontra-se associado a equipamentos de medição descalibrados ou com avaria, falhas nos sistemas de telecomunicação e ruídos provenientes de interferências não esperadas.

Alguns erros grosseiros são fáceis de serem detectados e eliminados sem muitas dificuldades, tais como: magnitudes negativas de tensão, medidas com ordem de grandeza em discrepância extrema aos valores esperados e grandes diferenças entre as correntes que "chegam" e "partem" de um nó que se conecta a uma subestação. Entretanto, nem todos os erros grosseiros são detectáveis e nesses casos mais severos a não exclusão de medidas problemáticas pode levar a uma representação incoerente ao estado da rede elétrica, comprometendo as funções de análise de redes [41].

O tratamento de erros grosseiros é altamente dependente do método de implementação utilizado pelo EE. Esta seção versa sobre técnicas de detecção e identificação de erros grosseiros pelo método dos MQP.

A classificação dos erros grosseiros irá depender do tipo, localização e número de medidas afetadas. Assim, eles podem ser classificados como:

- **Erro grosseiro simples:** uma única medida apresenta um erro elevado.
- **Erros grosseiros múltiplos:** mais de uma medida apresenta erro grosseiro. Os erros múltiplos são mais comuns e o grau de dificuldade no processo de detecção depende da correlação entre as medidas e seus resíduos. A interatividade entre os resíduos estimados permite a classificação dos erros múltiplos em **não-interativos** e **interativos**, sendo estes últimos agrupados em **conformativos** e **não-conformativos**. Os erros grosseiros **não-interativos** não afetam as medidas de sua vizinhança, pois há uma fraca correlação entre os resíduos normalizados. Porém, quando um erro perturba negativamente as medidas não portadoras de erro grosseiro, ocasionando o aparecimento de resíduo normalizado de valor elevado em tais medidas e mascarando os erros das medidas que realmente os contêm através de resíduos normalizados de baixa magnitude, diz-se tratar de erros **interativos conformativos**. Já os erros múltiplos **interativos não-conformativos** não sensibilizam a capacidade de detecção de erros grosseiros apesar de haver a interação dos resíduos normalizados [42].

Segundo [38] detectar significa determinar se uma medida contém ou não um erro grosseiro, enquanto que, o processo de identificação visa encontrar a medida específica portadora de erro. Em suma, para cumprir com os referidos propósitos no processamento de erros grosseiros testes são realizados, destacando-se o teste do maior resíduo normalizado e testes de hipóteses explicitados a seguir.

## A.5 Testes para Detecção de Erros Grosseiros

### 1. Teste de Hipótese $\chi^2$

Em [43] é demonstrado que ao considerar que os erros de medidas,  $e_i$ , com  $i = 1, 2, \dots, m$ , são independentes e que possuem distribuição normal com média zero e covariância  $\sigma^2$ , isto é,  $e_i^m \sim N(0, \sigma_i^2)$ , o índice de desempenho será definido pela Equação A.11.

A Equação A.11 apresenta um grau de liberdade  $k = m - n$ , onde  $m$  é o número de medidas e  $n$  é o número de estados estimados. Em estatística, a ausência de erros grosseiros caracteriza o teste de hipótese  $\chi^2$  (Chi-Quadrado). Por conseguinte, o problema resume-se em estabelecer para qual magnitude de  $J(\hat{x})$  haverá erros grosseiros. Duas hipóteses são testadas:

- $H_o$ :  $J\hat{x} \leq \chi_{k,\alpha}^2$ , então não existem medidas com erros grosseiros.
- $H_1$ :  $J\hat{x} > \chi_{k,\alpha}^2$ , então existem medidas com erros grosseiros.

onde:

$\chi_{k,\alpha}^2$  é o valor percentual da distribuição  $\chi^2$  para  $k$  graus de liberdade;  
 $\alpha$  é a probabilidade de não haver erros grosseiros no conjunto de medições. Normalmente, adota-se  $\alpha = 95\%$

## 2. Teste do Maior Resíduo Normalizado, $r^N(\hat{x})$

O teste do maior resíduo normalizado é mais preciso que o teste de hipótese anteriormente elucidado e, portanto, mais comumente utilizado.

De acordo com [44] o valor de erro normalizado para uma medida é obtido através da Equação A.19.

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (\text{A.17})$$

onde:

$\Omega_{ii}$  é o elemento da diagonal da matriz de covariância.

O maior elemento  $r_i^N$  é comparado com um limiar estatístico,  $L$ , para determinar erros grosseiros no conjunto de medidas. Em geral, adota-se  $L = 3$  e caso  $r_i^N$  seja maior que tal valor diz-se tratar de uma medida com erro grosseiro.

### A.6 Testes para Identificação de Erros Grosseiros

Após a etapa de detecção faz-se necessário a identificação de erros grosseiros. Dois métodos são analisados: Teste do Maior Resíduo Normalizado e Hipótese de Teste de Identificação.

#### 1. Teste do Maior Resíduo Normalizado, $r^N(\hat{x})$

Assim como no processo de detecção de erros grosseiros, o teste do maior resíduo normalizado também se aplica na etapa de identificação. O referido teste é utilizado

tanto na identificação de um erro grosseiro simples quanto múltiplos erros grosseiros, desde que não se trate de erros interativos conformativos.

O processo de identificação é implementado de acordo com os seguintes passos:

- a) Usando a Equação A.19 calcular os resíduos normalizados das medidas;
- b) Encontrar o resíduo  $k$  tal que  $r_k^N$  seja o maior entre todos os resíduos;
- c) Se  $r_k^N > L$  então a  $k$  –ésima medida é suspeita de conter erro grosseiro. Caso contrário, pare.
- d) Elimine a  $k$  –ésima medida do conjunto de medidas e volte ao passo a.

## 2. Identificação pelo Teste de Hipóteses

Esse método é aplicável em múltiplos erros grosseiros, mesmo em medidas com erros interativos-conformativos. A efetividade do método está relacionada a escolha do conjunto inicial de medidas suspeitas de conterem erros grosseiros [38].

O conjunto suspeito é linearmente independente e constituído de medidas não críticas, isto é, medidas cuja remoção do conjunto não torna o sistema não observável. As medidas que incorporam essas condições são incluídas no conjunto inicial de medidas suspeitas, enquanto as demais medidas são consideradas isentas de erros. A matriz de sensibilidade,  $S$  e a matriz de covariância dos erros,  $R$ , são separadas de acordo com medidas suspeitas e válidas.

$$r_s = S_{ss} \cdot e_s + S_{sv} \cdot e_v \quad (\text{A.18})$$

$$r_s = S_{vs} \cdot e_s + S_{vv} \cdot e_v \quad (\text{A.19})$$

$$R = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_v \end{bmatrix} \quad (\text{A.20})$$

Onde:

$r_s, r_v$  é o vetor de resíduos suspeito e o vetor de resíduos válidos, respectivamente;

$e_s, e_v$  é o vetor de erros suspeito e o vetor de erros válidos, respectivamente;

$S_{ss}, S_{sv}, S_{vs}, S_{vv}$  são as submatrizes de  $S$ ;

$R_s, R_v$  são as submatrizes de  $R$ .

Este apêndice apresentou o método clássico de estimação de estados denominado Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, bem como os principais testes utilizados para detecção e identificação de erros grosseiros em se tratando da metodologia abordada.

Foi mostrado que a identificação de um erro grosseiro simples é mais precisa ao empregar o teste de maior resíduo normalizado. Já para múltiplos erros grosseiros existem dificuldades em identificar tais medidas, uma vez que o método empregado encontra-se fortemente atrelado aos tipos de medidas e as relações entre resíduos. Ressalta-se que, o processamento de erros grosseiros é visto como uma ferramenta de extrema importância a um estimador de estados.

## APÊNDICE B – JUSTIFICATIVA PARA ALOCAÇÃO DAS PMUs

A alocação de mais de um medidor fasorial (PMU) justifica-se pela melhora na precisão dos resultados estimados obtidos em adequação a norma vigente IEEE C37.118, que estabelece o limite aceitável de erro de estimação de ângulo inferior a  $0.01^\circ$ .

A fim de validar a metodologia de alocação de PMUs proposta, utilizou-se do sistema IEEE 33 barras modificado com as PMUs alocadas conforme Figura 34. Foram realizados testes, isentos de erros grosseiros, retirando-se unidades de medição do sistema, conforme descrito a seguir:

### 1. 7 PMUs:

Primeiramente, considera-se PMUs nas barras de entroncamento (Barras 1, 2 e 5), em que ramos adjacentes surgem a partir do alimentador principal e PMUs nos fins destes ramais (Barras 16, 20, 23, 31).

### 2. 3 PMUs:

Nesta consideração, há PMUs apenas nas barras onde ramos adjacentes aparecem a partir do ramo principal. Ou seja, apenas nas barras 1, 2 e 5, contabilizando 3 PMUs no total.

### 3. 1 PMU:

Neste caso extremo, adota-se uma única PMU na subestação, isto é, no barramento 33.

Apesar de se tratar de um sistema trifásico, este teste contempla valores estimados apenas para a fase *a* da rede, sendo suficiente para demonstrar o que se almeja. Também vale ressaltar que, o sistema não foi dividido em subsistemas, logo apresenta uma única função objetivo para todo o sistema.

A Tabela 105 apresenta os resultados da FOB, bem como os máximos erros absolutos em módulo e fase para as tensões estimadas em cada caso.

Tabela 105 – Testes Realizados

<i>Qtd. de PMUs</i>	<i>FOB</i>	<i>Erro Absoluto – Módulo</i>	<i>Erro Absoluto – Fase</i>
7	0,1232	$2,453 \times 10^{-11}$	$5,590 \times 10^{-6}$
3	$4,7700 \times 10^4$	0,0014	0,0717
1	$7,7504 \times 10^4$	0,0031	0,1633

Percebe-se que a FOB cresce demasiadamente ao reduzir o número de unidades de medição de 7 para 3, apresentando os piores resultados para o caso de uma única unidade de medição. Observa-se também, que os erros absolutos máximos de estimação para módulo e fase aumentam significativamente com a retirada das unidades de medição do sistema, violando os limites aceitáveis para as erros absolutos nos ângulos de tensão nas condições de 3 PMUs e 1 PMU.



## APÊNDICE C – SISTEMA TUTORIAL DE 10 BARRAS

Os dados com informações de potências ativa e reativa demandadas para o sistema tutorial de 10 Barras encontram-se na Tabela 106. Já os valores de impedância própria das linhas do sistema são mostrados na Tabela 107, bem como suas impedâncias mútuas na Tabela ??.

Tabela 106 – Dados de Barra do Sistema Tutorial 10 Barras

<i>Barra</i>	<i>Pa(MW)</i>	<i>Qa(MVAr)</i>	<i>Pb(MW)</i>	<i>Qb(MVAr)</i>	<i>Pc(MW)</i>	<i>Qc(MVAr)</i>
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,1000	0,0600	0,1000	0,0600	0,1000	0,0600
3	0,3000	0,0400	0,3000	0,0400	0,3000	0,0400
4	0,1200	0,0800	0,1200	0,0800	0,1200	0,0800
5	0,6000	0,3000	0,6000	0,3000	0,6000	0,3000
6	0,6000	0,2000	0,6000	0,2000	0,6000	0,2000
7	0,4900	0,5000	0,4900	0,5000	0,4900	0,5000
8	0,4200	0,2000	0,4200	0,2000	0,4200	0,2000
9	0,4100	0,1500	0,4100	0,1500	0,4100	0,1500
10	0,3100	0,1000	0,3100	0,1000	0,3100	0,1000

Tabela 107 – Dados de Impedância Própria do Sistema Tutorial de 10 Barras

De	Para	$R_{aa}(\Omega)$	$X_{aa}(\Omega)$	$R_{bb}(\Omega)$	$X_{bb}(\Omega)$	$R_{cc}(\Omega)$	$X_{cc}(\Omega)$
1	2	0,0922	0,0470	0,0922	0,0470	0,0922	0,0470
2	3	0,4930	0,2511	0,4930	0,2511	0,4930	0,2511
3	4	0,3660	0,1864	0,3660	0,1864	0,3660	0,1864
4	5	0,8190	0,7070	0,8190	0,7070	0,8190	0,7070
5	6	0,1872	0,6188	0,1872	0,6188	0,1872	0,6188
3	7	0,4512	0,3083	0,4512	0,3083	0,4512	0,3083
7	8	0,8980	0,7091	0,8980	0,7091	0,8980	0,7091
8	9	0,8960	0,7011	0,8960	0,7011	0,8960	0,7011
9	10	0,3105	1,1550	0,3105	1,1550	0,3105	1,1550



Tabela 109 – Dados de Impedância Própria do Sistema IEEE 33 Barras Modificado

De	Para	$R_{aa}(\Omega)$	$X_{aa}(\Omega)$	$R_{bb}(\Omega)$	$X_{bb}(\Omega)$	$R_{cc}(\Omega)$	$X_{cc}(\Omega)$
33	1	0,0922	0,0470	0,0922	0,0470	0,0922	0,0470
1	2	0,4930	0,2511	0,4930	0,2511	0,4930	0,2511
2	3	0,3660	0,1864	0,3660	0,1864	0,3660	0,1864
3	4	0,3811	0,1941	0,3811	0,1941	0,3811	0,1941
4	5	0,8190	0,7070	0,8190	0,7070	0,8190	0,7070
5	6	0,1872	0,6188	0,1872	0,6188	0,1872	0,6188
6	7	0,7114	0,2351	0,7114	0,2351	0,7114	0,2351
7	8	1,0300	0,7400	1,0300	0,7400	1,0300	0,7400
8	9	1,0440	0,7400	1,0440	0,7400	1,044	0,7400
9	10	0,1966	0,0650	0,1966	0,0650	0,1966	0,0650
10	11	0,3744	0,1238	0,3744	0,1238	0,3744	0,1238
11	12	1,4680	1,1550	1,468	1,1550	1,4680	1,1550
12	13	0,5416	0,7129	0,5416	0,7129	0,5416	0,7129
13	14	0,5910	0,5260	0,5910	0,5260	0,5910	0,5260
14	15	0,7463	0,5450	0,7463	0,5450	0,7463	0,5450
15	16	1,2890	1,7210	1,2890	1,7210	1,2890	1,7210
16	17	0,7320	0,5740	0,7320	0,5740	0,7320	0,5740
1	18	0,1640	0,1565	0,1640	0,1565	0,1640	0,1565
18	19	1,5042	1,3554	1,5042	1,3554	1,5042	1,3554
19	20	0,4095	0,4784	0,4095	0,4784	0,4095	0,4784
20	21	0,7089	0,9373	0,7089	0,9373	0,7089	0,9373
2	22	0,4512	0,3083	0,4512	0,3083	0,4512	0,3083
22	23	0,8980	0,7091	0,898	0,7091	0,8980	0,7091
23	24	0,8960	0,7011	0,896	0,7011	0,8960	0,7011
5	25	0,2030	0,1034	0,2030	0,1034	0,2030	0,1034
25	26	0,2842	0,1447	0,2842	0,1447	0,2842	0,1447
26	27	1,0590	0,9337	1,0590	0,9337	1,0590	0,9337
27	28	0,8042	0,7006	0,8042	0,7006	0,8042	0,7006
28	29	0,5075	0,2585	0,5075	0,2585	0,5075	0,2585
29	30	0,9744	0,9630	0,9744	0,9630	0,9744	0,9630
30	31	0,3105	0,3619	0,3105	0,3619	0,3105	0,3619
31	32	0,3410	0,5302	0,3410	0,5302	0,3410	0,5302

Tabela 110 – Dados de Impedância Mútua do Sistema IEEE 33 Barras Modificado

De	Para	$R_{ab}(\Omega)$	$X_{ab}(\Omega)$	$R_{ac}(\Omega)$	$X_{ac}(\Omega)$	$R_{bc}(\Omega)$	$X_{bc}(\Omega)$
33	1	0,0230	0,0117	0,0230	0,0117	0,0230	0,0117
1	2	0,1232	0,0627	0,1232	0,0627	0,1232	0,0627
2	3	0,0915	0,0466	0,0915	0,0466	0,0915	0,0466
3	4	0,0952	0,0485	0,0952	0,0485	0,0952	0,0485
4	5	0,2047	0,1767	0,2047	0,1767	0,2047	0,1767
5	6	0,0468	0,1547	0,0468	0,1547	0,0468	0,1547
6	7	0,1778	0,0587	0,1778	0,0587	0,1778	0,0587
7	8	0,2575	0,1850	0,2575	0,1850	0,2575	0,1850
8	9	0,2610	0,1850	0,2610	0,1850	0,2610	0,1850
9	10	0,0491	0,0162	0,0491	0,0162	0,0491	0,0162
10	11	0,0936	0,0309	0,0936	0,0309	0,0936	0,0309
11	12	0,3670	0,2887	0,3670	0,2887	0,3670	0,2887
12	13	0,1354	0,1782	0,1354	0,1782	0,1354	0,1782
13	14	0,1477	0,1315	0,1477	0,1315	0,1477	0,1315
14	15	0,1865	0,1362	0,1865	0,1362	0,1865	0,1362
15	16	0,3222	0,4302	0,3222	0,4302	0,3222	0,4302
16	17	0,1830	0,1435	0,1830	0,1435	0,1830	0,1435
1	18	0,0410	0,0391	0,0410	0,0391	0,0410	0,0391
18	19	0,3760	0,3388	0,3760	0,3388	0,3760	0,3388
19	20	0,1023	0,1196	0,1023	0,1196	0,1023	0,1196
20	21	0,1772	0,2343	0,1772	0,2343	0,1772	0,2343
2	22	0,1128	0,0770	0,1128	0,0770	0,1128	0,0770
22	23	0,2245	0,1772	0,2245	0,1772	0,2245	0,1772
23	24	0,2240	0,1752	0,2240	0,1752	0,2240	0,1752
5	25	0,0507	0,0258	0,0507	0,0258	0,0507	0,0258
25	26	0,0710	0,0361	0,0710	0,0361	0,0710	0,0361
26	27	0,2647	0,2334	0,2647	0,2334	0,2647	0,2334
27	28	0,2010	0,1751	0,2010	0,1751	0,2010	0,1751
28	29	0,1268	0,0646	0,1268	0,0646	0,1268	0,0646
29	30	0,2436	0,2407	0,2436	0,2407	0,2436	0,2407
30	31	0,0776	0,0904	0,0776	0,0904	0,0776	0,0904
31	32	0,0852	0,1325	0,0852	0,1325	0,0852	0,1325

## APÊNDICE E – SISTEMA IEEE 70 BARRAS MODIFICADO

Os dados com informações de potências ativa e reativa demandadas para o sistema IEEE 70 barras modificado encontram-se na Tabela 111. Já os valores de impedância própria das linhas do sistema são mostrados na Tabela 112, bem como suas impedâncias mútuas na Tabela 113.

Tabela 111 – Dados de Barra do Sistema IEEE 70 Barras  
Modificado

Barra	$P_a$ (MW)	$Q_a$ (MVar)	$P_b$ (MW)	$Q_b$ (MVar)	$P_c$ (MW)	$Q_c$ (MVar)
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	0,0026	0,0022	0,0026	0,0022	0,0026	0,0022
8	0,0404	0,0300	0,0404	0,0300	0,0404	0,0300
9	0,0750	0,0540	0,0750	0,0540	0,0750	0,0540
10	0,0300	0,0220	0,0300	0,0220	0,0300	0,0220
11	0,0280	0,0190	0,0280	0,0190	0,0280	0,0190
12	0,1450	0,1040	0,1450	0,1040	0,1450	0,1040
13	0,1450	0,1040	0,1450	0,1040	0,1450	0,1040
14	0,0080	0,0055	0,0080	0,0055	0,0080	0,0055
15	0,0080	0,0055	0,0080	0,0055	0,0080	0,0055
16	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
17	0,0455	0,0300	0,0455	0,0300	0,0455	0,0300
18	0,0600	0,0350	0,0600	0,0350	0,0600	0,0350
19	0,0600	0,0350	0,0600	0,0350	0,0600	0,0350
20	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21	0,0010	0,0006	0,0010	0,0006	0,0010	0,0006
22	0,1140	0,0810	0,1140	0,0810	0,1140	0,0810
23	0,0053	0,0035	0,0053	0,0035	0,0053	0,0035
24	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
25	0,0280	0,0200	0,0280	0,0200	0,0280	0,0200
26	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
27	0,0140	0,0100	0,0140	0,0100	0,0140	0,0100
28	0,0140	0,0100	0,0140	0,0100	0,0140	0,0100
29	0,0260	0,0186	0,0260	0,0186	0,0260	0,0186
30	0,0260	0,0186	0,0260	0,0186	0,0260	0,0186

31	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
32	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
33	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
34	0,0140	0,0100	0,0140	0,0100	0,0140	0,0100
35	0,0195	0,0140	0,0195	0,0140	0,0195	0,0140
36	0,0060	0,0040	0,0060	0,0040	0,0060	0,0040
37	0,0260	0,0186	0,0260	0,0186	0,0260	0,0186
38	0,0260	0,0186	0,0260	0,0186	0,0260	0,0186
39	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
40	0,0240	0,0170	0,0240	0,0170	0,0240	0,0170
41	0,0240	0,0170	0,0240	0,0170	0,0240	0,0170
42	0,0012	0,0010	0,0012	0,0010	0,0012	0,0010
43	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
44	0,0060	0,0043	0,0060	0,0043	0,0060	0,0043
45	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
46	0,0392	0,0263	0,0392	0,0263	0,0392	0,0263
47	0,0392	0,0263	0,0392	0,0263	0,0392	0,0263
48	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
49	0,0790	0,0564	0,0790	0,0564	0,0790	0,0564
50	0,3847	0,2745	0,3847	0,2745	0,3847	0,2745
51	0,3847	0,2745	0,3847	0,2745	0,3847	0,2745
52	0,0405	0,0283	0,0405	0,0283	0,0405	0,0283
53	0,0036	0,0027	0,0036	0,0027	0,0036	0,0027
54	0,0044	0,0035	0,0044	0,0035	0,0044	0,0035
55	0,0264	0,0190	0,0264	0,0190	0,0264	0,0190
56	0,0240	0,0172	0,0240	0,0172	0,0240	0,0172
57	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
58	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
59	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
60	0,1000	0,0720	0,1000	0,0720	0,1000	0,0720
61	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
62	1,2440	0,8880	1,2440	0,8880	1,2440	0,8880
63	0,0320	0,0230	0,0320	0,0230	0,0320	0,0230
64	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
65	0,2270	0,1620	0,2270	0,1620	0,2270	0,1620
66	0,0590	0,0420	0,0590	0,0420	0,0590	0,0420
67	0,0180	0,0130	0,0180	0,0130	0,0180	0,0130
68	0,0180	0,0130	0,0180	0,0130	0,0180	0,0130
69	0,0280	0,0200	0,0280	0,0200	0,0280	0,0200

70	0,0280	0,0200	0,0280	0,0200	0,0280	0,0200
----	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Tabela 112 – Dados de Impedância Própria do Sistema IEEE  
70 Barras Modificado

De	Para	$R_{aa}(\Omega)$	$X_{aa}(\Omega)$	$R_{bb}(\Omega)$	$X_{bb}(\Omega)$	$R_{cc}(\Omega)$	$X_{cc}(\Omega)$
1	2	0,0005	0,0012	0,0005	0,0012	0,0005	0,0012
2	3	0,0005	0,0012	0,0005	0,0012	0,0005	0,0012
3	4	0,0004	0,0000	0,0004	0,0000	0,0004	0,0000
4	5	0,0015	0,0036	0,0015	0,0036	0,0015	0,0036
5	6	0,0251	0,0294	0,0251	0,0294	0,0251	0,0294
6	7	0,3660	0,1864	0,3660	0,1864	0,3660	0,1864
7	8	0,3811	0,1941	0,3811	0,1941	0,3811	0,1941
8	9	0,0922	0,0470	0,0922	0,0470	0,0922	0,0470
9	10	0,0493	0,0251	0,0493	0,0251	0,0493	0,0251
10	11	0,8190	0,2707	0,8190	0,2707	0,8190	0,2707
11	12	0,1872	0,0619	0,1872	0,0619	0,1872	0,0619
12	13	0,7114	0,2351	0,7114	0,2351	0,7114	0,2351
13	14	1,0300	0,3400	1,0300	0,3400	1,0300	0,3400
14	15	1,0440	0,3450	1,0440	0,3450	1,0440	0,3450
15	16	1,0580	0,3496	1,0580	0,3496	1,0580	0,3496
16	17	0,1966	0,0650	0,1966	0,0650	0,1966	0,0650
17	18	0,3744	0,1238	0,3744	0,1238	0,3744	0,1238
18	19	0,0047	0,0016	0,0047	0,0016	0,0047	0,0016
19	20	0,3276	0,1083	0,3276	0,1083	0,3276	0,1083
20	21	0,2106	0,0696	0,2106	0,0696	0,2106	0,0696
21	22	0,3416	0,1129	0,3416	0,1129	0,3416	0,1129
22	23	0,0140	0,0046	0,0140	0,0046	0,0140	0,0046
23	24	0,1591	0,0526	0,1591	0,0526	0,1591	0,0526
24	25	0,3463	0,1145	0,3463	0,1145	0,3463	0,1145
25	26	0,7488	0,2475	0,7488	0,2475	0,7488	0,2475
26	27	0,3089	0,1021	0,3089	0,1021	0,3089	0,1021
27	28	0,1732	0,0572	0,1732	0,0572	0,1732	0,0572
3	29	0,0044	0,0108	0,0044	0,0108	0,0044	0,0108
29	30	0,0640	0,1565	0,0640	0,1565	0,0640	0,1565
30	31	0,3978	0,1315	0,3978	0,1315	0,3978	0,1315
31	32	0,0702	0,0232	0,0702	0,0232	0,0702	0,0232
32	33	0,3510	0,1160	0,3510	0,1160	0,3510	0,1160

33	34	0,8390	0,2816	0,8390	0,2816	0,8390	0,2816
34	35	1,7080	0,5646	1,7080	0,5646	1,7080	0,5646
35	36	1,4740	0,4873	1,4740	0,4873	1,4740	0,4873
4	37	0,0044	0,0108	0,0044	0,0108	0,0044	0,0108
37	38	0,0640	0,1565	0,0640	0,1565	0,0640	0,1565
38	39	0,1053	0,1230	0,1053	0,1230	0,1053	0,1230
39	40	0,0304	0,0355	0,0304	0,0355	0,0304	0,0355
40	41	0,0018	0,0021	0,0018	0,0021	0,0018	0,0021
41	42	0,7283	0,8509	0,7283	0,8509	0,7283	0,8509
42	43	0,3100	0,3623	0,3100	0,3623	0,3100	0,3623
43	44	0,0410	0,0478	0,0410	0,0478	0,0410	0,0478
44	45	0,0092	0,0116	0,0092	0,0116	0,0092	0,0116
45	46	0,1089	0,1373	0,1089	0,1373	0,1089	0,1373
46	47	0,0009	0,0012	0,0009	0,0012	0,0009	0,0012
5	48	0,0034	0,0084	0,0034	0,0084	0,0034	0,0084
48	49	0,0851	0,2083	0,0851	0,2083	0,0851	0,2083
49	50	0,2898	0,7091	0,2898	0,7091	0,2898	0,7091
50	51	0,0822	0,2011	0,0822	0,2011	0,0822	0,2011
9	52	0,0928	0,0473	0,0928	0,0473	0,0928	0,0473
52	53	0,3319	0,1114	0,3319	0,1114	0,3319	0,1114
10	54	0,1740	0,0886	0,1740	0,0886	0,1740	0,0886
54	55	0,2030	0,1034	0,2030	0,1034	0,2030	0,1034
55	56	0,2842	0,1447	0,2842	0,1447	0,2842	0,1447
56	57	0,2813	0,1433	0,2813	0,1433	0,2813	0,1433
57	58	1,5900	0,5337	1,5900	0,5337	1,5900	0,5337
58	59	0,7837	0,2630	0,7837	0,2630	0,7837	0,2630
59	60	0,3042	0,1006	0,3042	0,1006	0,3042	0,1006
60	61	0,3861	0,1172	0,3861	0,1172	0,3861	0,1172
61	62	0,5075	0,2585	0,5075	0,2585	0,5075	0,2585
62	63	0,0974	0,0496	0,0974	0,0496	0,0974	0,0496
63	64	0,1450	0,0738	0,1450	0,0738	0,1450	0,0738
64	65	0,7105	0,3619	0,7105	0,3619	0,7105	0,3619
65	66	1,0410	0,5302	1,0410	0,5302	1,0410	0,5302
12	67	0,2012	0,0611	0,2012	0,0611	0,2012	0,0611
67	68	0,0047	0,0014	0,0047	0,0014	0,0047	0,0014
13	69	0,7394	0,2444	0,7394	0,2444	0,7394	0,2444
69	70	0,0047	0,0016	0,0047	0,0016	0,0047	0,0016



Tabela 113 – Dados de Impedância Mútua do Sistema IEEE  
70 Barras Modificado

De	Para	$R_{ab}(\Omega)$	$X_{ab}(\Omega)$	$R_{ac}(\Omega)$	$X_{ac}(\Omega)$	$R_{bc}(\Omega)$	$X_{bc}(\Omega)$
1	2	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003
2	3	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003	0,0001	0,0003
3	4	0,0001	0,0000	0,0001	0,0000	0,0001	0,0000
4	5	0,0003	0,0009	0,0003	0,0009	0,0003	0,0009
5	6	0,0062	0,0073	0,0062	0,0073	0,0062	0,0073
6	7	0,0915	0,0466	0,0915	0,0466	0,0915	0,0466
7	8	0,0952	0,0485	0,0952	0,0485	0,0952	0,0485
8	9	0,0230	0,0117	0,0230	0,0117	0,0230	0,0117
9	10	0,0123	0,0062	0,0123	0,0062	0,0123	0,0062
10	11	0,2047	0,0676	0,2047	0,0676	0,2047	0,0676
11	12	0,0468	0,0154	0,0468	0,0154	0,0468	0,0154
12	13	0,1778	0,0587	0,1778	0,0587	0,1778	0,0587
13	14	0,2575	0,0850	0,2575	0,0850	0,2575	0,0850
14	15	0,2610	0,0862	0,2610	0,0862	0,2610	0,0862
15	16	0,2645	0,0874	0,2645	0,0874	0,2645	0,0874
16	17	0,0491	0,0162	0,0491	0,0162	0,0491	0,0162
17	18	0,0936	0,0309	0,0936	0,0309	0,0936	0,0309
18	19	0,0011	0,0004	0,0011	0,0004	0,0011	0,0004
19	20	0,0819	0,0270	0,0819	0,0270	0,0819	0,0270
20	21	0,0526	0,0174	0,0526	0,0174	0,0526	0,0174
21	22	0,0854	0,0282	0,0854	0,0282	0,0854	0,0282
22	23	0,0035	0,0011	0,0035	0,0011	0,0035	0,0011
23	24	0,0397	0,0131	0,0397	0,0131	0,0397	0,0131
24	25	0,0865	0,0286	0,0865	0,0286	0,0865	0,0286
25	26	0,1872	0,0618	0,1872	0,0618	0,1872	0,0618
26	27	0,0772	0,0255	0,0772	0,0255	0,0772	0,0255
27	28	0,0433	0,0143	0,0433	0,0143	0,0433	0,0143
3	29	0,0011	0,0027	0,0011	0,0027	0,0011	0,0027
29	30	0,0160	0,0391	0,0160	0,0391	0,0160	0,0391
30	31	0,0994	0,0328	0,0994	0,0328	0,0994	0,0328
31	32	0,0175	0,0058	0,0175	0,0058	0,0175	0,0058
32	33	0,0877	0,0290	0,0877	0,0290	0,0877	0,0290
33	34	0,2097	0,0704	0,2097	0,0704	0,2097	0,0704
34	35	0,4270	0,1411	0,4270	0,1411	0,4270	0,1411
35	36	0,3685	0,1218	0,3685	0,1218	0,3685	0,1218
4	37	0,0011	0,0027	0,0011	0,0027	0,0011	0,0027

37	38	0,0160	0,0391	0,0160	0,0391	0,0160	0,0391
38	39	0,0263	0,0307	0,0263	0,0307	0,0263	0,0307
39	40	0,0076	0,0088	0,0076	0,0088	0,0076	0,0088
40	41	0,0004	0,0005	0,0004	0,0005	0,0004	0,0005
41	42	0,1820	0,2127	0,1820	0,2127	0,1820	0,2127
42	43	0,0775	0,0905	0,0775	0,0905	0,0775	0,0905
43	44	0,0102	0,0119	0,0102	0,0119	0,0102	0,0119
44	45	0,0023	0,0029	0,0023	0,0029	0,0023	0,0029
45	46	0,0272	0,0343	0,0272	0,0343	0,0272	0,0343
46	47	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003
5	48	0,0008	0,0021	0,0008	0,0021	0,0008	0,0021
48	49	0,0212	0,0520	0,0212	0,0520	0,0212	0,0520
49	50	0,0724	0,1772	0,0724	0,1772	0,0724	0,1772
50	51	0,0205	0,0502	0,0205	0,0502	0,0205	0,0502
9	52	0,0232	0,0118	0,0232	0,0118	0,0232	0,0118
52	53	0,0829	0,0278	0,0829	0,0278	0,0829	0,0278
10	54	0,0435	0,0221	0,0435	0,0221	0,0435	0,0221
54	55	0,0507	0,0258	0,0507	0,0258	0,0507	0,0258
55	56	0,0710	0,0361	0,0710	0,0361	0,0710	0,0361
56	57	0,0703	0,0358	0,0703	0,0358	0,0703	0,0358
57	58	0,3975	0,1334	0,3975	0,1334	0,3975	0,1334
58	59	0,1959	0,0657	0,1959	0,0657	0,1959	0,0657
59	60	0,0760	0,0251	0,0760	0,0251	0,0760	0,0251
60	61	0,0965	0,0293	0,0965	0,0293	0,0965	0,0293
61	62	0,1268	0,0646	0,1268	0,0646	0,1268	0,0646
62	63	0,0243	0,0124	0,0243	0,0124	0,0243	0,0124
63	64	0,0362	0,0184	0,0362	0,0184	0,0362	0,0184
64	65	0,1776	0,0904	0,1776	0,0904	0,1776	0,0904
65	66	0,2602	0,1325	0,2602	0,1325	0,2602	0,1325
12	67	0,0503	0,0152	0,0503	0,0152	0,0503	0,0152
67	68	0,0011	0,0003	0,0011	0,0003	0,0011	0,0003
13	69	0,1848	0,0611	0,1848	0,0611	0,1848	0,0611
69	70	0,0011	0,0004	0,0011	0,0004	0,0011	0,0004