

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

**Igor Delgado de Melo**

**Estimação de Estado Harmônico para Sistemas Radiais de Distribuição  
Usando Medição Fasorial Sincronizada**

Juiz de Fora

2015

Igor Delgado de Melo

**Estimação de Estado Harmônico para Sistemas Radiais de Distribuição  
Usando 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: José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Juiz de Fora

2015

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

Melo, Igor.

Estimação de Estado Harmônico para Sistemas Radiais de Distribuição  
Usando Medição Fasorial Sincronizada / Igor Delgado de Melo. – 2015.  
155 f. : il.

Orientador: José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade  
de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2015.

1. Estimação de Estado Harmônico. 2. Qualidade de Energia. 3.  
Medição Fasorial Sincronizada. Pereira, José Luiz R., orient. II. Título.

Igor Delgado de Melo

**Estimação de Estado Harmônico para Sistemas Radiais de Distribuição  
Usando 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: 18/09/2015

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D. - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

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

---

Professor Dr. Abílio Manuel Variz, D.Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Professor Dr. Carlos Augusto Duque, D.Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

## AGRADECIMENTOS

A Deus.

À minha família pelo apoio e companheirismo: Rosane Delgado de Melo, Carlos Alberto de Melo, Zuleima Lopes Delgado, Antônio Lioni Delgado, Lais D'Angela, Manoel Dias, Erodice Delgado, Sérgio Braga. Às primas Valentina, Ingrid, Clarissa e Camila Delgado.

Ao meu orientador, José Luiz Pereira por me incentivar em cada momento durante o desenvolvimento deste trabalho, acompanhando e contribuindo imensamente para minha formação.

Ao professor Abílio Manuel Variz por sempre estar presente desde minha entrada no Mestrado, me guiando através dos temas possíveis para dissertação.

Aos colegas do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e meus amigos Vitor Almeida, Camille Aredes, Jhonas Santos, Vanessa Campos, Tamiris Moreira, Ezequiel Silva, Rafael Silveira e Ricardo Viol.

À Universidade Federal de Juiz de Fora, por todo o suporte e pelas ferramentas necessárias ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao corpo docente do Programa de Pós Graduação da UFJF, especialmente aos professores André Marcato, Ivo Júnior, João Passos, por contribuírem para minha formação.

“Se não sabes, aprende;  
se já sabes, ensina.”

Confúcio \*551 a.C. †479 a.C.

## RESUMO

Este trabalho objetiva apresentar uma metodologia capaz de estimar os componentes harmônicos em sistemas de distribuição com topologia radial utilizando PMUs (*Phasor Measurement Units*). Os estados a serem estimados serão as correntes passantes em todas as linhas do sistema em coordenadas retangulares. Uma vez que essas correntes são obtidas, torna-se possível o cálculo de outras grandezas elétricas através das equações de fluxo de potência e leis de *Kirchhoff*. A metodologia considera poucas unidades de medição fasorial (as PMUs) instaladas efetuando a leitura dos sinais de tensões nodais e correntes nas linhas com distorção harmônica. A fim de restaurar a observabilidade do sistema por completo, são considerados dados históricos de demanda de potência ativa/reativa, os quais serão tratados como restrições de desigualdades excursionando entre um valor mínimo e máximo considerados em um problema de otimização não linear que visa diminuir a diferença entre os valores monitorados pelas PMUs e os calculados pela metodologia. As mencionadas restrições permitem ao estimador o acompanhamento das variações sofridas ao longo do tempo na curva de carga para a frequência fundamental e também para as demais frequências. A abordagem proposta neste trabalho considera a modelagem trifásica de equipamentos e linhas de distribuição, portanto, são modelados os efeitos de acoplamento mútuo entre fases e a operação não linear de equipamentos de eletrônica de potência tiristorizados. O método demonstra eficiência não apenas em estimar os componentes harmônicos de um certo espectro considerado no estudo, como também se mostra uma ferramenta prática de detecção e identificação de fontes harmônicas no sistema elétrico de potência, além de explicitar um exemplo prático do uso de PMUs no que tange ao monitoramento de redes de distribuição, carentes de acompanhamento em tempo real. A metodologia ainda se mostra capaz de ser aliada a grandes estudos contextualizados em qualidade de energia, uma vez que permite a estimação de índices de distorção harmônica.

Palavras-chave: Estimação de Estado Harmônico; Medição Fasorial Sincronizada; Qualidade de Energia; Harmônicos; Equipamentos FACTS; Sistemas de Distribuição; Smart Grids.

## ABSTRACT

This work aims to present a methodology which is capable of estimating harmonic components for distribution systems with radial topology, using PMUs (Phasor Measurement Units). The estimated states will be all branch currents of the system expressed in rectangular coordinates. Once these currents are obtained, it is possible to calculate other electrical quantities using power flow equations and also Kirchhoff's law. The methodology considers the installation of a few number of phasor measurement units which will measure voltage and branch currents signals distorted by harmonic sources. In order to make the whole system observable, historical data of active/reactive power demand will be treated as inequality constraints varying between minimum and maximum limits described in a non linear optimization problem, which aims to minimize the difference between the values monitored by PMUs and the ones calculated by the methodology. The already mentioned constraints allows the accompaniment of the variations occurred in a typical load curve during a period of time for the fundamental frequency and also for their multiples, allowing the accompaniment of the harmonic load curve, normally unknown. The proposed approach considers a three-phase modelling of equipments and distribution lines, subject to their mutual coupling effects caused by mutual impedances between the lines. It will also be considered electronic-based devices using thyristors located along the distribution feeder, injecting harmonic currents in the system. The method demonstrates efficiency in estimating the harmonic states of the net and also in detecting and identifying harmonic sources in an electric power system, besides showing a practical use of PMUs for the monitoring of distribution systems, lacking in information and real-time accompaniment. The method also enables the estimation of power quality indicators such as total harmonic distortion.

Key-words: Harmonic State Estimation; Phasor Measurement Units; Power Quality; Harmonics; FACTS devices; Distribution Systems; Smart Grids.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Um sinal com distorção harmônica. . . . .	29
Figura 2 – Um sinal no domínio da frequência. . . . .	29
Figura 3 – Luminária de LED : onda com distorção harmônica causada pelo <i>driver</i> do LED . . . . .	32
Figura 4 – Amplitudes de Harmônicas de acordo com a variação do ângulo de disparo dos tiristores . . . . .	32
Figura 5 – Corrente 1 <sup>a</sup> harmônica (Sequência Direta). . . . .	33
Figura 6 – Corrente 3 <sup>a</sup> harmônica (Sequência Zero). . . . .	33
Figura 7 – Corrente 5 <sup>a</sup> harmônica (Sequência Inversa). . . . .	34
Figura 8 – Protótipos de PMU com conexão com GPS, processamento de sinais e interface para o usuário . . . . .	44
Figura 9 – Representação de onda senoidal em plano cartesiano (a) e no plano complexo de Argand-Gauss (b) . . . . .	44
Figura 10 – Instalação de uma PMU da conexão no condutor de uma fase da rede elétrica até o computador do usuário: Integração de Transformadores de Corrente (TC), Transformadores de Potencial (TP) e cabos. . . . .	45
Figura 11 – Erro de Estimção versus TVE. . . . .	47
Figura 12 – Um sistema de aquisição de dados baseados em medições fasoriais sincronizadas para estimção de estado harmônico. . . . .	48
Figura 13 – Representação de uma linha trifásica com suas admitâncias próprias e mútuas. . . . .	50
Figura 14 – Representação de um CER. . . . .	52
Figura 15 – Representação de um RCT. . . . .	52
Figura 16 – Sistema Fictício de 16 barras para demonstração do procedimento de posicionamento das PMUs . . . . .	54
Figura 17 – Excursionamento Máximo das Restrições com Limite Inferior (1 – $p$ ) $P_{hist,k}$ . . . . .	60
Figura 18 – Excursionamento Máximo das Restrições com Limite Inferior 0 kW. . . . .	60
Figura 19 – Fluxograma para a Realização dos Estudo de Casos. . . . .	64
Figura 20 – Sistema IEEE 15 barras modificado. . . . .	65
Figura 21 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimção (à direita). . . . .	68
Figura 22 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimção (à direita). . . . .	68
Figura 23 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimção (à direita). . . . .	68

Figura 24 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	69
Figura 25 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	69
Figura 26 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	69
Figura 27 – Potência Ativa da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).	70
Figura 28 – Potência Ativa da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).	70
Figura 29 – Potência Ativa da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).	70
Figura 30 – Potência Reativa da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	71
Figura 31 – Potência Reativa da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	71
Figura 32 – Potência Reativa da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	71
Figura 33 – Tensões da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	72
Figura 34 – Tensões da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	72
Figura 35 – Tensões da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	72
Figura 36 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	73
Figura 37 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	73

Figura 38 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	73
Figura 39 – Potência Ativa da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	74
Figura 40 – Potência Ativa da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	74
Figura 41 – Potência Ativa da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	74
Figura 42 – Potência Reativa da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	75
Figura 43 – Potência Reativa da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	75
Figura 44 – Potência Reativa da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	75
Figura 45 – Tensões da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	76
Figura 46 – Tensões da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	76
Figura 47 – Tensões da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	76
Figura 48 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	77
Figura 49 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	77
Figura 50 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	77

Figura 51 – Potência Ativa da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	78
Figura 52 – Potência Ativa da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	78
Figura 53 – Potência Ativa da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	78
Figura 54 – Potência Reativa da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	79
Figura 55 – Potência Reativa da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	79
Figura 56 – Potência Reativa da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	79
Figura 57 – Tensões da Fase A ( $7^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	80
Figura 58 – Tensões da Fase B ( $7^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	80
Figura 59 – Tensões da Fase C ( $7^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	80
Figura 60 – Tensões da Fase A ( $9^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	81
Figura 61 – Tensões da Fase B ( $9^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	81
Figura 62 – Tensões da Fase C ( $9^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	81
Figura 63 – Tensões da Fase A ( $11^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	82

Figura 64 – Tensões da Fase B (11 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	82
Figura 65 – Tensões da Fase C (11 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	82
Figura 66 – Perfil de THD de Tensão para fase A, com respectivos erros de estimação.	83
Figura 67 – Perfil de THD de Tensão para fase B, com respectivos erros de estimação.	84
Figura 68 – Perfil de THD de Tensão para fase C, com respectivos erros de estimação.	85
Figura 69 – Sistema IEEE 33 barras modificado. . . . .	88
Figura 70 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	91
Figura 71 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	91
Figura 72 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	91
Figura 73 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	92
Figura 74 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	92
Figura 75 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	92
Figura 76 – Potência Ativa da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).	93
Figura 77 – Potência Ativa da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).	93
Figura 78 – Potência Ativa da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).	93
Figura 79 – Potência Reativa da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	94
Figura 80 – Potência Reativa da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	94

Figura 81 – Potência Reativa da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	94
Figura 82 – Tensões da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	95
Figura 83 – Tensões da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	95
Figura 84 – Tensões da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	95
Figura 85 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	96
Figura 86 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	96
Figura 87 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	96
Figura 88 – Potência Ativa da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	97
Figura 89 – Potência Ativa da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	97
Figura 90 – Potência Ativa da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	97
Figura 91 – Potência Reativa da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	98
Figura 92 – Potência Reativa da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	98
Figura 93 – Potência Reativa da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	98

Figura 94 – Tensões da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	99
Figura 95 – Tensões da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	99
Figura 96 – Tensões da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	99
Figura 97 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	100
Figura 98 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	100
Figura 99 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	100
Figura 100 – Potência Ativa da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	101
Figura 101 – Potência Ativa da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	101
Figura 102 – Potência Ativa da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	101
Figura 103 – Potência Reativa da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	102
Figura 104 – Potência Reativa da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	102
Figura 105 – Potência Reativa da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	102
Figura 106 – Tensões da Fase A ( $7^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	103

Figura 107–Tensões da Fase B (7 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	103
Figura 108–Tensões da Fase C (7 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	103
Figura 109–Tensões da Fase A (9 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	104
Figura 110–Tensões da Fase B (9 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	104
Figura 111–Tensões da Fase C (9 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	104
Figura 112–Tensões da Fase A (11 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	105
Figura 113–Tensões da Fase B (11 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	105
Figura 114–Tensões da Fase C (11 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	105
Figura 115–Tensões da Fase A (13 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	106
Figura 116–Tensões da Fase B (13 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	106
Figura 117–Tensões da Fase C (13 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	106
Figura 118–Tensões da Fase A (15 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	107
Figura 119–Tensões da Fase B (15 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	107

Figura 120 – Tensões da Fase C (15 <sup>a</sup> harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	107
Figura 121 – Perfil de THD de Tensão para fase A, com respectivos erros de estimação.	108
Figura 122 – Perfil de THD de Tensão para fase B, com respectivos erros de estimação.	109
Figura 123 – Perfil de THD de Tensão para fase C, com respectivos erros de estimação.	110
Figura 124 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	113
Figura 125 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	113
Figura 126 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	113
Figura 127 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	114
Figura 128 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	114
Figura 129 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	114
Figura 130 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	115
Figura 131 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	115
Figura 132 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	115
Figura 133 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	116
Figura 134 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	116
Figura 135 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	116
Figura 136 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	117

Figura 137–Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	117
Figura 138–Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . .	117
Figura 139–Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	118
Figura 140–Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	118
Figura 141–Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	118
Figura 142–Sistema IEEE 123 barras modificado. . . . .	120
Figura 143–Tensões da Fase A (1ª harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	125
Figura 144–Tensões da Fase B (1ª harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	125
Figura 145–Tensões da Fase C (1ª harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	125
Figura 146–Ângulos de Tensões da Fase A (1ª harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	126
Figura 147–Ângulos de Tensões da Fase B (1ª harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	126
Figura 148–Ângulos de Tensões da Fase C (1ª harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	126
Figura 149–Tensões da Fase A (3ª harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	127
Figura 150–Tensões da Fase B (3ª harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	127

Figura 151 – Tensões da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	127
Figura 152 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	128
Figura 153 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	128
Figura 154 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $3^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	128
Figura 155 – Tensões da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	129
Figura 156 – Tensões da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	129
Figura 157 – Tensões da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	129
Figura 158 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	130
Figura 159 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	130
Figura 160 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $5^a$ harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita). . . . .	130

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de referência para THD de tensão. . . . .	31
Tabela 2 – Sequência de fases para Harmônicas . . . . .	33
Tabela 3 – Sequência de fases para Harmônicas - Inicialização dos ângulos . . . . .	56
Tabela 4 – Plano de Medição para a Fase A. . . . .	66
Tabela 5 – Plano de Medição para a Fase B. . . . .	66
Tabela 6 – Plano de Medição para a Fase C. . . . .	66
Tabela 7 – Valores Parciais da Função Objetivo para Cada Frequência (15 barras). . . . .	87
Tabela 8 – Plano de Medição para a Fase A. . . . .	89
Tabela 9 – Plano de Medição para a Fase B. . . . .	89
Tabela 10 – Plano de Medição para a Fase C. . . . .	90
Tabela 11 – Valores Parciais da Função Objetivo para Cada Frequência (33 barras). . . . .	111
Tabela 12 – Valores Parciais da Função Objetivo para Cada Frequência (33 barras). . . . .	119
Tabela 13 – Dados de leitura de Tensão Nodal (Fasor) para as fases conectadas às PMUs. . . . .	121
Tabela 14 – Dados de leitura de Correntes passantes nas linhas (Fasor) para as fases conectadas às PMUs. . . . .	122
Tabela 15 – Dados de leitura de Correntes passantes nas linhas (Fasor) para as fases conectadas às PMUs (continuação). . . . .	123
Tabela 16 – Valores Parciais da Função Objetivo para Cada Frequência (33 barras). . . . .	131
Tabela 17 – Dados de Linha para 15 barras - Impedâncias Próprias . . . . .	141
Tabela 18 – Dados de Linha para 15 barras - Impedâncias Mútuas . . . . .	141
Tabela 19 – Dados de Carga para 15 barras . . . . .	142
Tabela 20 – Dados para SVC conectado no sistema. . . . .	142
Tabela 21 – Dados de Linha 33 barras - Impedâncias Próprias . . . . .	143
Tabela 22 – Dados de Linha 33 barras - Impedâncias Mútuas . . . . .	144
Tabela 23 – Dados de Carga 33 barras . . . . .	145
Tabela 24 – Dados para TCR conectado no sistema. . . . .	145
Tabela 25 – Dados para SVC conectado no sistema. . . . .	146
Tabela 26 – Dados para TCRs conectados no sistema. . . . .	147
Tabela 27 – Dados para SVCs conectados no sistema. . . . .	147
Tabela 28 – Dados de Linha para 123 barras . . . . .	148
Tabela 29 – Dados de Linha para 123 barras . . . . .	149
Tabela 30 – Dados de Linha para 123 barras . . . . .	150
Tabela 31 – Dados Catalogados de Condutores por Configuração Considerada. . . . .	150
Tabela 32 – Dados de Carga para 123 barras . . . . .	151
Tabela 33 – Dados de Carga 123 barras . . . . .	152

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
BT	Baixa Tensão
CNL	Carga Não-linear
DTF	<i>Discrete Fourier Transform</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EUA	Estados Unidos da América
FACTS	<i>Flexible ac transmission system</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEC	<i>International Electro-technical Commision</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IHD	Distorção Harmônica Individual ( <i>Individual Harmonic Distortion</i> )
LED	<i>Lighting Emtting Diode</i>
MICTH	Método de Injeção de Correntes Trifásico Harmônico
MPI	Método de Pontos Interiores
MQP	Mínimos Quadrados Perfeitos
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PPEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
PQS	Programação Quadrática Sequencial
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
pu	por unidade
RMS	<i>Root mean square</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>

SEP	Sistemas Elétricos de Potência
THD	Distorção Harmônica Total ( <i>Total Harmonic Distortion</i> )
TVE	Vetor de Erros Total ( <i>Total Vector of Error</i> )
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UMF	Unidade de Medição Fasorial
UMFS	Unidade de Medição Fasorial Sincronizada

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>23</b>
1.1	Estado da Arte . . . . .	23
1.2	Objetivo do Trabalho . . . . .	24
1.3	Publicações Decorrentes da Dissertação . . . . .	25
1.4	Estruturação do Documento . . . . .	25
<b>2</b>	<b>COMPONENTES HARMÔNICAS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA . . . . .</b>	<b>27</b>
2.1	Distorções Harmônicas . . . . .	27
2.2	Análise de Fourier . . . . .	28
2.3	Indicadores de Distorção Harmônica e Normas Reguladoras . . . . .	30
2.3.1	Taxa de Distorção Harmônica . . . . .	30
2.3.2	Normas Reguladoras . . . . .	31
2.4	Fontes Geradoras de Harmônicos . . . . .	31
2.5	Distorção Harmônica em Sistemas Trifásicos . . . . .	32
2.6	Fluxo de Potência Harmônico . . . . .	34
<b>3</b>	<b>ESTIMADORES DE ESTADO . . . . .</b>	<b>35</b>
3.1	Histórico . . . . .	35
3.2	Abordagem Geral sobre Estimadores de Estado nos Sistemas Elétricos de Potência . . . . .	36
3.3	Métodos Clássicos para Estimação de Estado . . . . .	37
3.3.1	Etapas para o Desenvolvimento do Estimador . . . . .	37
3.3.2	Cálculo do Vetor de Estados . . . . .	38
3.3.3	Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) . . . . .	39
3.3.4	Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição . . . . .	41
3.4	Medições Fasoriais Sincronizadas . . . . .	43
3.4.1	Calibração dos Transdutores . . . . .	46
3.5	Estimação de Estado Harmônico . . . . .	47
<b>4</b>	<b>DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .</b>	<b>49</b>
4.1	Modelagem de Componentes da Rede . . . . .	49
4.1.1	Linhas Trifásicas . . . . .	50
4.1.2	Equipamentos FACTS . . . . .	51
4.1.3	Modelagem das Cargas . . . . .	53
4.1.4	Procedimento para a Alocação das PMUs . . . . .	53

4.2	Vetor de Estados da Rede . . . . .	54
4.3	Vetor de Medidas realizadas pelas PMUs . . . . .	54
4.4	Valores Calculados em Função dos Estados Estimados . . . . .	55
4.5	Função Objetivo . . . . .	57
4.6	Restrições de Desigualdades . . . . .	57
4.7	Forma de Resolução do Problema de Otimização . . . . .	61
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASOS . . . . .</b>	<b>62</b>
5.1	Etapas para a Realização dos Testes . . . . .	62
5.2	Sistema de 15 Barras . . . . .	65
5.2.1	Plano de Medição . . . . .	65
5.2.2	Teste do Estimador Harmônico . . . . .	66
5.2.3	Conclusões Parciais sobre o Teste em 15 barras . . . . .	86
5.3	Sistema de 33 Barras . . . . .	88
5.3.1	Plano de Medição . . . . .	88
5.3.2	Teste do Estimador Harmônico . . . . .	90
5.3.3	Conclusões Parciais sobre o Teste em 33 barras . . . . .	111
5.4	Sistema 33 Barras Com Aumento de Carga . . . . .	112
5.4.1	Teste do Estimador Harmônico . . . . .	112
5.4.2	Conclusões Parciais sobre o Teste em 33 barras com aumento de carga .	119
5.5	Sistema de 123 Barras . . . . .	120
5.5.1	Plano de Medição . . . . .	121
5.5.2	Testes do Estimador Harmônico . . . . .	124
5.5.3	Conclusões Parciais sobre o Teste em 123 barras . . . . .	131
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>132</b>
6.1	Conclusão . . . . .	132
6.2	Contribuições do Trabalho . . . . .	133
6.3	Trabalhos Futuros . . . . .	134
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>135</b>
	<b>APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 15 BARRAS . .</b>	<b>141</b>
	<b>APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS . .</b>	<b>143</b>
	<b>APÊNDICE C – DADOS DO SISTEMA DE 123 BARRAS .</b>	<b>147</b>
	<b>APÊNDICE D – RESUMO DO MÉTODO DE PONTOS IN- TERIORES - BARREIRA LOGARÍTMICA)</b>	<b>153</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho encontra-se inserido no contexto das pesquisas relacionadas à qualidade de energia e à estimação de estado harmônico das redes radiais de distribuição. Através do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), as redes de transmissão já têm sua estimação de estado consolidada, diferente dos sistemas de distribuição, carentes de monitoramento em tempo real [1].

Com o aumento da demanda de energia elétrica, os sistemas operam cada vez mais próximos de seus limites e necessitam de monitoramento para tomada de decisão em tempo real. O número crescente de cargas não lineares conectadas à rede como equipamentos eletrônicos e o próprio advento da eletrônica de potência, injetam correntes harmônicas nos sistemas elétricos, afetando diretamente a qualidade de energia, que precisa ser averiguada para que sua regulamentação seja respeitada [2].

Vários estudos buscam tecnologias capazes de mensurar grandezas elétricas em alimentadores com topologias radiais, almejando a obtenção de informações *online* do estado da rede e acerca da qualidade de energia entregue pelas concessionárias aos seus consumidores [3].

Nesse contexto, as PMUs (*Phasor Measurement Units*) representam um grande avanço nos conceitos de supervisão e operação das redes elétricas e vêm prover os meios para uma quebra de paradigma no assunto, possibilitando a obtenção e leitura de fasores de grandezas elétricas sincronizadas através de GPS (*Global Positioning System*), o que torna possível analisar e estudar fasores obtidos por unidades de medição distantes umas das outras [1]. Quanto ao aumento de fontes harmônicas nos sistemas de distribuição, as PMUs também se mostram úteis ao medir fasores com distorções harmônicas, que podem ser analisados e estudados, possibilitando uma estimação de índices de qualidade de energia relacionados a essas distorções, assim como analisar cada componente harmônico através da Análise de Fourier [3].

O termo em inglês Phasor Measurement Unit (PMU) foi traduzido como Unidade de Medição Fasorial (UMF) ou ainda Unidade de Medição Fasorial Sincronizada (UMFS). Neste trabalho, será usada a versão inglesa por esta ser a mais usual.

### 1.1 Estado da Arte

No contexto das redes de transmissão muitos trabalhos ganham destaque atualmente, como na referência [4], em que uma tese de doutorado disserta sobre a análise de sistemas elétricos trifásicos, abrangendo conceitos sobre observabilidade e redundância dos estimadores quando as PMUs auxiliam no processo de estimação. Na referência [5], é analisada a situação de medidas críticas no contexto de identificação de erros grosseiros nos

estimadores baseados em medição fasorial sincronizada. Já em [6], é mostrada a integração das PMUs com seus transdutores, assim como a interferência de transformadores de potencial/corrente afetando as medições realizadas pelas PMUs, a partir de sua calibração.

O método apresentado neste trabalho almeja mostrar uma aplicação prática das PMUs no que tange ao monitoramento em tempo real de redes radiais de distribuição.

Várias publicações ganham destaque neste âmbito, almejando desenvolver metodologias capazes de estimar o estado da rede de distribuição e monitorá-la *online*. Estas pesquisas apontam, em sua grande maioria para o uso da tecnologia dos sincrofasores. Na referência [7], é desenvolvido um método baseado em Algoritmo Genético, com o intuito de providenciar uma alocação ótima para as PMUs nos sistema de distribuição, procurando tornar o sistema todo observável a partir da instalação desses medidores. Em [8], uma técnica baseada no método tradicional de Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) é aplicada para estimar amplitudes e fases angulares de correntes harmônicas injetadas nas barras da rede ao longo de um alimentador radial. Em [9], um algoritmo modificado baseado em enxame de partículas é desenvolvido para estimar as variáveis de estado harmônicas para as redes radiais de distribuição. Em [10] é estudado o problema da observabilidade do sistema quando poucos medidores são disponíveis na rede. Em [11], uma otimização heurística baseada no comportamento das abelhas é usada para estimar o estado harmônico da rede incluindo geração distribuída.

## 1.2 Objetivo do Trabalho

O diferencial da abordagem em relação a outros métodos publicados na literatura científica, refere-se à uma metodologia baseada em um problema de otimização não linear com restrições, cujo objetivo é minimizar a diferença entre os valores medidos pelas PMUs e os valores calculados para um certo ponto operativo do sistema. Tais valores medidos serão correntes nas linhas e tensões nas barras em coordenadas retangulares, representando o fasor obtido pela PMU, com distorção harmônica. Para as barras não monitoradas pelas PMUs, as equações de potência ativa e reativa serão representadas por restrições de desigualdades cujos limites inferiores e superiores são baseados em dados históricos da rede, fornecidos pelas concessionárias de energia elétrica. Estes valores poderão excursionar de um valor mínimo dado de demanda até um valor máximo, possibilitando que o estado da rede seja estimado em qualquer instante acompanhando a curva de carga do sistema, variante ao longo do tempo. A formulação, portanto, irá permitir a estimação de componentes harmônicos da frequência fundamental até a maior ordem harmônica considerada em um espectro sob análise, representando uma ferramenta útil para monitoramento em tempo real da rede.

A estimação de estado harmônico é objetivada, sendo os estados da rede considerados na metodologia como sendo correntes nas linhas, também em coordenadas retangulares.

Almejando alcançar robustez necessária, o estimador deve informar o estado para a rede toda com precisão suficiente para analisar cada componente harmônica de um espectro considerado.

Uma vez estimadas as correntes em todas as linhas do alimentador, pode-se através de cálculos baseados em leis de Kirchhoff e equações de fluxo de potência, obter outras grandezas elétricas para toda a rede, tal como tensão e ângulo para todas as barras, também para todas as frequências analisadas.

### 1.3 Publicações Decorrentes da Dissertação

O autor disponibiliza nesta subseção os principais trabalhos com notificações de aceite referentes ao trabalho desenvolvido nesta dissertação.

1. MELO, I.D.; PEREIRA, J.L.R.; VARIZ, A.M. *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, 2015.
2. MELO, I.D.; PEREIRA, J.L.R.; VARIZ, A.M. *Harmonic State Estimation for Distribution Systems based on Synchrophasors using Parallel Processing*. PSCC- Power System Computation Conference. Italy, Genoa, 2016. (RESUMO EXTENDIDO ACEITO).
3. MELO, I.D.; PEREIRA, J.L.R.; VARIZ, A.M. *A New Approach for Harmonic State Estimation for Distribution Systems using Phasor Measurement Units*. Revista IEEE/PES-2015 (SUBMETIDO EM 31 DE MARÇO DE 2015).

### 1.4 Estruturação do Documento

Para a descrição completa do estudo desenvolvido referente à estimação de estado harmônico das redes de distribuição, este documento encontra-se estruturado em seis capítulos além deste Capítulo 1 de caráter introdutório.

O Capítulo 2 discorre sobre as fontes harmônicas nos sistemas elétricos de potência (SEP), os problemas causados por essas, as formas de análise harmônica e métodos de cálculo dos fluxos harmônicos em sistemas de distribuição.

Já no Capítulo 3 são mostrados métodos clássicos e alternativos para a estimação de estado harmônico da rede com ênfase em análises estáticas mais usadas pelos operadores do sistema. Serão apresentadas técnicas desenvolvidas atualmente para Estimação do Estado Harmônico para alimentadores de distribuição e serão discutidas as possibilidades de estudo trazidas com o advento da tecnologia das medições fasoriais sincronizadas.

O desenvolvimento passo a passo da metodologia proposta neste trabalho será apresentado no Capítulo 4, desde a construção da função objetivo até as restrições consideradas no problema de otimização que visa estimar o estado harmônico da rede. A alocação das PMUs, visando restaurar a observabilidade de toda a rede também será discutida, assim como a inicialização do processo de otimização, considerando modelagem trifásica de componentes da rede, cargas desbalanceadas e o efeito de impedâncias mútuas. A inserção de cargas não lineares geradoras de harmônicos e equipamentos de eletrônica de potência influenciando a controlabilidade do sistema também terá seus efeitos discutidos e mostrados.

No capítulo 5, testes serão realizados em sistemas radiais de distribuição com resultados mostrados e analisados, buscando validação da metodologia.

Por fim, a conclusão, no Capítulo 6, mostrará as principais contribuições do trabalho e análise do estudo com sua prospecção.

## 2 COMPONENTES HARMÔNICAS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Este Capítulo 2 objetiva dissertar sobre as fontes harmônicas nos sistemas elétricos de potência com ênfase nas redes de distribuição, mostrando seus efeitos e como é realizada a análise espectral dos sinais com distorções harmônicas.

### 2.1 Distorções Harmônicas

A Distorção Harmônica em uma rede elétrica é decorrente do surgimento de correntes e tensões não senoidais provocadas por cargas não lineares conectadas à rede. Ela é indesejada por ocasionar inúmeros problemas no sistema elétrico, perturbando a operação do mesmo, sendo portanto um fenômeno sobre o qual há interesse de estudo do ponto de vista da identificação (medição de níveis de distorção), do estabelecimento de limites (regulamentação) e de sua mitigação [12].

Uma carga não linear (CNL) possui uma relação não constante entre tensão e corrente, ou seja, a forma de onda de ambas são distintas [13]. Equipamentos eletrônicos modernos tais como retificadores, inversores, compensadores estáticos de reativos são exemplos de carga não linear. Eles são responsáveis pela injeção de correntes harmônicas na rede, sendo eles próprios sensíveis ao fenômeno. Um determinado equipamento pode não operar na presença de distorção harmônica, ou funcionar de maneira inadequada, afetando sua vida útil [14]. Outros exemplos de cargas não lineares são monitores de computador, carregadores de telefones celulares, fontes de alimentação de computadores, lâmpadas fluorescentes e até o próprio sistema de iluminação pública que pode ser fonte de harmônicos caso possua luminárias com LED (*light emitting diode*), por exemplo [15].

A harmônica é uma componente do sinal cuja frequência é múltiplo inteiro da frequência fundamental da rede[14]. As componentes harmônicas distorcem as ondas senoidais do sistema, originando um sinal composto pela frequência fundamental e suas múltiplas. Na maioria dos países da América, inclusive Brasil e EUA, a frequência fundamental da rede elétrica é de 60 Hz. Na Europa, inclusive em Portugal, é usada a frequência de 50 Hz. A frequência de 50 Hz também é usada em alguns países da América do Sul, como por exemplo a Argentina, a Bolívia, o Chile e o Paraguai [12].

Dentre os principais efeitos das componentes harmônicas citam-se: solicitações dielétricas (por sobretensão) e térmicas (por sobrecorrente); operação indevida ou erro em diversos equipamentos de controle [16]; proteção e medição (relés, medidores, controles eletrônicos, dentre outros) e perda de vida útil acelerada ou queima precoce de capacitores, cabos, motores e transformadores [17].

Dentre as diversas medidas possíveis para a redução e controle das harmônicas, destaca-se a instalação de filtros harmônicos em derivação nos circuitos de potência:

Filtros Passivos, Filtros Ativos ou Filtros Híbridos [18]. O filtro harmônico passivo reduz a amplitude de uma ou mais correntes harmônicas (e, por conseqüência, das distorções harmônicas na tensão) em uma determinada parte do sistema, através da geração de um caminho de baixa impedância para as frequências desejadas. O filtro harmônico ativo detecta a forma de onda das correntes harmônicas existentes e injeta uma forma de onda igual e  $180^\circ$  defasada para o cancelamento das harmônicas geradas pelas cargas. Já o filtro híbrido combina ambas as soluções, passiva e ativa, acima, buscando a melhor filtragem de harmônicos com a melhor correção do Fator de Potência desejada [17].

## 2.2 Análise de Fourier

Pela Análise de Fourier, uma forma de onda periódica de frequência fundamental  $f$  pode ser decomposta em uma soma infinita de componentes senoidais, ou *harmônicos*, cada um com uma frequência múltipla da frequência  $f$  [19]. Assim pode-se descrever uma corrente não senoidal como na equação 2.1:

$$i(t) = I_{max,1}\cos(\omega t + \theta_1) + I_{max,3}\cos(3\omega t + \theta_3) + I_{max,5}\cos(5\omega t + \theta_5) + \dots \quad (2.1)$$

Em que  $\omega = 2\pi f$ , em radianos por segundos;  $\theta_h$  é o ângulo inicial em radianos do componente harmônico  $h$ , e as amplitudes das correntes para cada componente harmônica é  $I_{max,h}$ . Dessa forma, a Análise de Fourier, permite que um sinal analógico no domínio do tempo seja quantificado no domínio da frequência.

Na equação 2.1 nota-se que somente há presença de componentes harmônicas de ordem ímpar. Demonstra-se que as componentes de ordem par possuem amplitude nula quando a grandeza original possui assimetria de meia onda [20].

Na aplicação prática da Análise de Fourier é considerado somente um número finito de harmônicas. É usual estudos chegarem até a 49ª ordem, oferecendo resultados com boa precisão. O conjunto de valores de frequência considerados em uma determinada análise recebe o nome de espectro harmônico [21].

Assim, para uma medida  $z_1$ , assim como em 2.2, em que um sinal senoidal contém amplitudes definidas para a frequência fundamental (60Hz), para a terceira harmônica (180Hz) e quinta harmônica (300Hz), pode-se analisar o sinal no domínio do tempo e da frequência:

$$z_1 = 2.7\cos(2\pi 60 t) + 1\cos(2\pi 180 t) + 0.4\cos(2\pi 300 t) \quad (2.2)$$

A plotagem do sinal no domínio do tempo é mostrado na Figura 1.

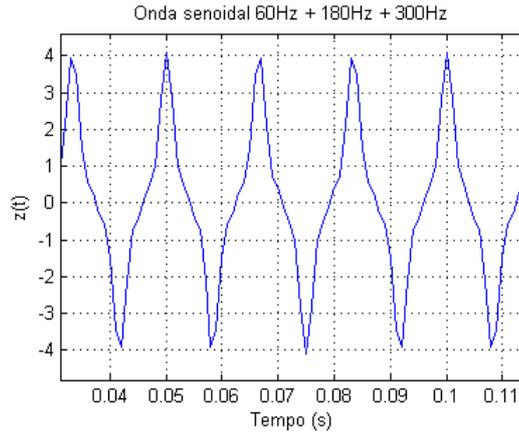


Figura 1 – Um sinal com distorção harmônica.

O sinal pode ser plotado no domínio da frequência, considerando a Transformada de Fourier, que irá passar um sinal no domínio do tempo para o domínio da frequência.

A Transformada de Fourier para funções contínuas, que representa qualquer função integrável  $f(t)$  como a soma de exponenciais complexas com frequência angular  $w$ , medida em rad/s, e amplitude complexa  $F(w)$ , é definida na equação 2.3:

$$F(w) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \cdot e^{-j\omega t} dt \quad (2.3)$$

É sabido que a Transformada de Fourier para uma onda cossenoidal é igual a expressão 2.4, considerando  $\delta$  como a função Delta de Dirac, ou função Impulso e  $a$ , a banda de frequência correspondente a amplitude da componente harmônica :

$$F(\cos(an)) = \pi [\delta(\omega - a) + \delta(\omega + a)] \quad (2.4)$$

O espectrograma no domínio da frequência do sinal pode ser visto na Figura 2.

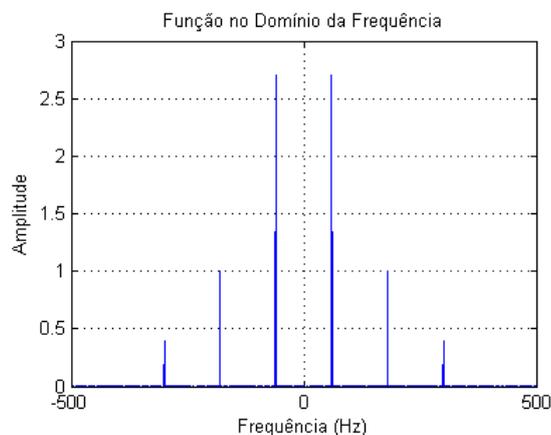


Figura 2 – Um sinal no domínio da frequência.

## 2.3 Indicadores de Distorção Harmônica e Normas Reguladoras

Esta Seção 2.3 almeja dissertar sobre indicadores de qualidade de energia no que tange à distorção harmônica causada por cargas não lineares conectadas ao sistema e seus valores de referência que regulamentam os níveis aceitáveis de distorção harmônica nos sistemas.

### 2.3.1 Taxa de Distorção Harmônica

Nos estudos de qualidade de energia nos sistemas de distribuição, é comum a definição de estimadores que expressam valores de referência para limites aceitáveis de certo fenômeno ocorrido durante a operação dos sistemas [22]. É comum definir para as redes de distribuição limites aceitáveis de variação de frequência, variação de tensão de curta/longa duração, desequilíbrios de tensão e corrente, flutuações de tensão, interrupção de fornecimento entre outros [23].

No contexto da distorção harmônica, é comum definir o indicador de qualidade de energia denominado taxa de distorção harmônica, que é uma informação de como o espectro harmônico analisado distorce a onda senoidal da frequência fundamental do sistema [14].

Em cada frequência do espectro, excetuando-se a frequência fundamental, define-se a Taxa de Distorção Harmônica Individual de tensão de ordem harmônica  $h$  (IHD, *Individual Harmonic Distortion*) como sendo a relação porcentual entre a tensão harmônica de ordem  $h$  e a tensão fundamental [14], como em 2.5;

$$IHD = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2.5)$$

A taxa de distorção harmônica total, THD (*Total Harmonic Distortion*) para a tensão,  $V$ , é obtida de acordo com (2.6):

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2.6)$$

Desta definição, resulta que o THD será nulo no caso de ausência de distorção harmônica [14].

O IDH e o THD também podem ser calculados para a corrente, respeitando as analogias.

A distorção harmônica normalmente varia ao longo do dia, da semana e do ano. Por esta razão, as janelas de medição são repetidas um número conveniente de vezes, de forma a capturar essa variação. Em estudos de distorção harmônica de curto prazo, é usual que as janelas cubram períodos de tempo de até duas semanas [14].

### 2.3.2 Normas Reguladoras

Normalmente, os sistemas possuem normas para a mitigação de harmônicos, para formas de mensurá-los a fim de mantê-los dentro de limites aceitáveis. Alguns institutos internacionais merecem destaque na regulamentação de harmônicos: a IEC (*International Electro-technical Commission*) com as normas específicas de harmônicos em IEC-61000 e as normas do IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) com as normas IEEE 519-1992 [24] [25].

Especificamente no Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) já estabeleceu o limite para indicadores de distorção harmônica total máxima permitida, juntamente com seus valores de referência [26] conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de referência para THD de tensão.

Tensão Nominal $V_N$ (kV)	THD(%)
$V_N \leq 1$	10
$1 \leq V_N \leq 13.8$	8
$13.8 \leq V_N \leq 69$	6
$69 \leq V_N \leq 230$	3

Note que os valores de referência só têm significado se forem acompanhados de um protocolo de medição efetuado em campo. Tipicamente um medidor de qualidade de energia registra diversas amostras de tensão e corrente em cada fase e obtém a magnitude dos componentes harmônicos [27]. Os valores obtidos são agrupados em janelas cuja duração é normalmente 10 minutos. Em cada janela, o valor eficaz de um determinado componente harmônico é calculado através da média quadrática de todos os valores obtidos para esse componente [14].

### 2.4 Fontes Geradoras de Harmônicos

Com a busca por tecnologias mais eficientes, econômicas, exortando a busca de fontes de energia limpa e renovável, novos equipamentos são ligados aos sistemas elétricos de potência. Grande partes deles, eletrônicos em geral, são fontes harmônicas para as redes elétricas [28].

Na Figura 3, é mostrado a produção de harmônicos de uma luminária LED destinada ao uso em iluminação pública [15]. Percebe-se na figura, que as normas estabelecidas pela IEC são respeitadas, porém pode ser notado que uma luminária com LED como essa poderia causar uma distorção harmônica maior na rede de distribuição quando instalada em conjunto com outras iguais à ela, como por exemplo em um parque de iluminação pública com mais luminárias. Sabe-se que a produção de harmônicos em luminárias LED se deve ao fato de o acionamento delas ser feito através do seu *driver*, que é um componente eletrônico [29].

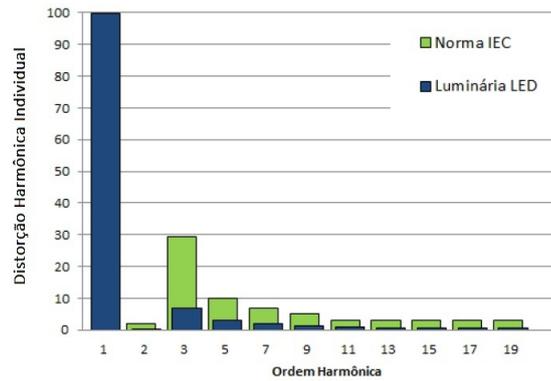


Figura 3 – Luminária de LED : onda com distorção harmônica causada pelo *driver* do LED .

Com o advento da eletrônica de potência, vários equipamentos que visam a controlabilidade de tensão e fluxos de potência são instalados nas redes elétricas [30]. Na Figura 4, é mostrado como as amplitudes de correntes harmônicas variam em um dispositivo FACT (*Flexible AC Transmission System*) controlado a tiristores [31]. As amplitudes variam de acordo com o ângulo  $\alpha$  de disparo dos tiristores, gerando mais ou menos harmônicos [2].

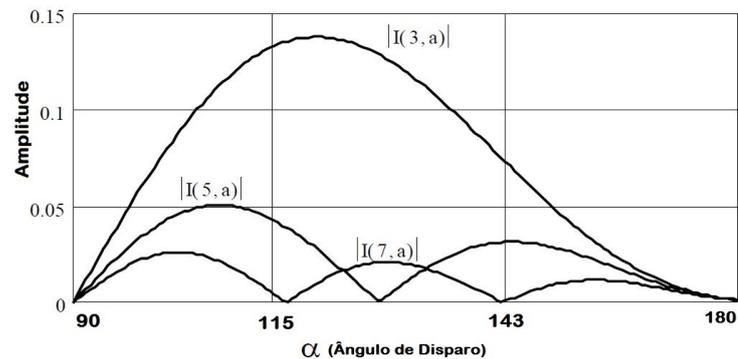


Figura 4 – Amplitudes de Harmônicas de acordo com a variação do ângulo de disparo dos tiristores .

Outras tecnologias, como as citadas nesta seção, podem contribuir significativamente para a produção de harmônicos nos sistemas elétricos de potência, como os carregadores de celulares, e outros equipamentos eletrônicos de uso comum [32]. Sendo suas injeções de corrente harmônica ao longo do dia nas redes elétricas geralmente desconhecidas pelas concessionárias, torna-se importante a mitigação do evento, uma vez que esta produção de harmônicos irá se espalhar pelo sistema, podendo afetar máquinas elétricas, levando a mau funcionamento e perdas econômicas associadas à avaria de equipamentos [25].

## 2.5 Distorção Harmônica em Sistemas Trifásicos

Considera-se que a defasagem angular e sequência de fases variam de acordo com as fases e harmônicas envolvidas. De acordo com a Tabela 2, observa-se o modo correto

de consideração de ângulos para uma rede trifásica, dependendo da ordem harmônica [14] [33].

Tabela 2 – Sequência de fases para Harmônicas

Ordem Harmônica	Sequência de fases
1, 7, 13, ... $[3(2h - 1) - 2]$	Direta
3, 9, 15, ... $[3(2h - 1)]$	Zero
5, 11, 17, ... $[3(2h - 1) + 2]$	Inversa

Em sistemas equilibrados, se a sequência for a direta (positiva) ou a indireta (negativa), há deslocamento entre fases de  $120^\circ$ . Por outro lado, para a sequência zero, não há deslocamento entre fases. Portanto, as três possuem ângulos iguais.

Na Figura 5, é mostrado um exemplo de corrente em sequência direta, para a frequência fundamental (60Hz), para as fases A, B e C, com ângulos deslocados de  $120^\circ$  em sequência positiva.

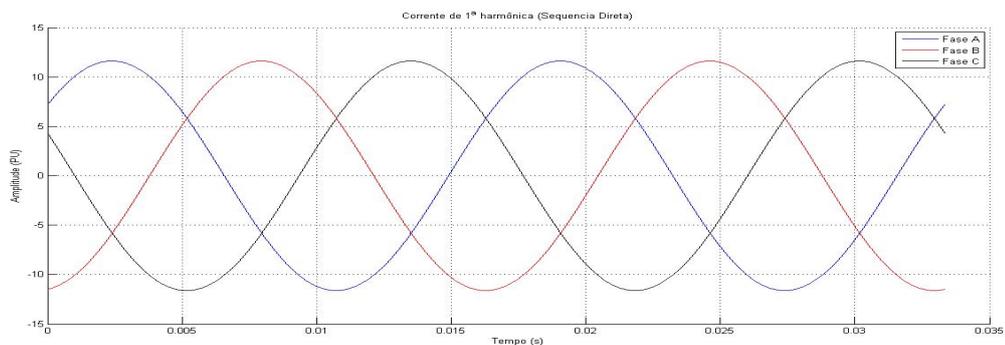


Figura 5 – Corrente 1ª harmônica (Sequência Direta).

Na Figura 6, é mostrado um exemplo de corrente em sequência zero, para a terceira harmônica (180Hz), para as fases A, B e C, sem deslocamento angular, em sequência nula.

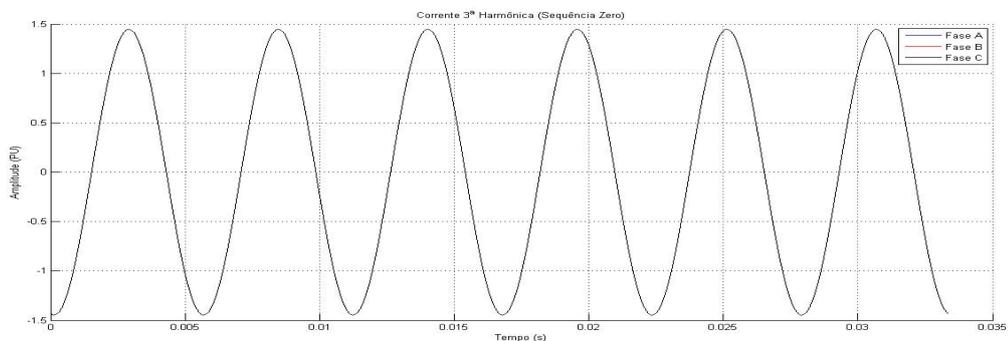


Figura 6 – Corrente 3ª harmônica (Sequência Zero).

Na Figura 7, é mostrado um exemplo de corrente em sequência inversa, para a quinta harmônica (300Hz), para as fases A, B e C, com ângulos deslocados de  $120^\circ$  em sequência negativa.

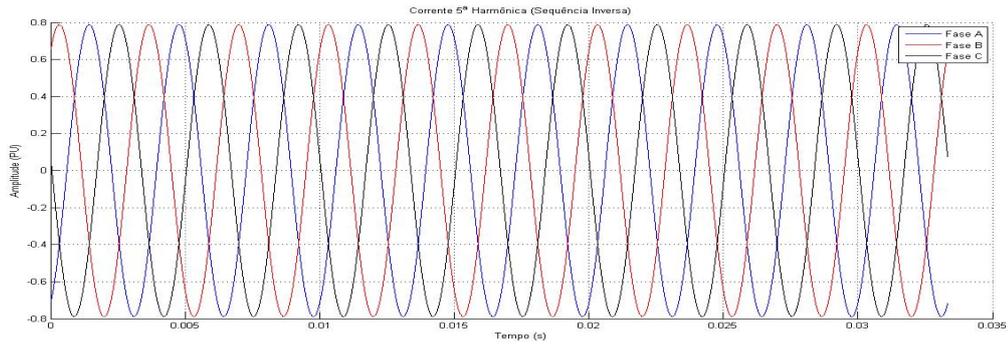


Figura 7 – Corrente 5ª harmônica (Sequência Inversa).

## 2.6 Fluxo de Potência Harmônico

Para analisar o espargimento de harmônicos pelos sistemas elétricos, com ênfase nos radiais, precisa-se modelar o sistema trifásico com possibilidade de cargas desbalanceadas e o efeito das impedâncias mútuas. Não obstante, é necessário considerar que as impedâncias de linhas e outros componentes são de acordo com a ordem harmônica sob análise, resultando em um matriz de admitâncias diferente para cada harmônica [34]. A modelagem de cargas não lineares não é realizada mediante o uso de equações triviais e muitas vezes são considerados como dispositivos geradores de harmônicos a partir de dados dos fabricantes, que fornecem informações de injeção de corrente harmônica para cada frequência [34].

A representação de transformadores e geradores também deve se valer de dados trifásicos, possibilidade de conexões em estrela ou triângulo para ser versátil na análise de sistemas reais.

A modelagem do sistema será mostrado no Capítulo 4, em que a metodologia será toda desenvolvida para sistemas trifásicos considerando harmônicos e a inserção e modelagem de equipamentos FACTS, com tiristores chaveados gerando harmônicos.

O fluxo de potência harmônico representa uma forma de análise de harmônicos nos sistemas elétricos e calcula grandezas elétricas através do método iterativo de Newton-Raphson [35], em que a Jacobiana é modificada a cada iteração durante o processo de convergência. Para simulações em sistemas testes com harmônicos, um fluxo de potência emula o comportamento real de um dado sistema com determinado ponto de operação [34].

### 3 ESTIMADORES DE ESTADO

Este capítulo tem o propósito de realizar uma revisão bibliográfica do processo de estimação de estado em sistemas de energia elétrica, descrevendo todas as funções associadas aos estimadores de estado, assim como proceder a revisão do estado da arte da estimação de estado focada em sistemas de distribuição de energia elétrica e no uso das medições fasoriais sincronizadas. Toda a atenção deste trabalho é voltada para os modelos de estimação de estado estática e suas aplicações.

#### 3.1 Histórico

Desde que a estimação de estado em sistemas elétricos de potência foi introduzida por Fred Schweppe [36], essa passou a representar um elemento de fundamental importância nos modernos centros de gerenciamento de energia elétrica, EMS (*Energy Management System*), fornecendo uma base completa de dados, consistente e confiável para as outras funções essenciais do sistema EMS, tal como o monitoramento da segurança de operação em tempo real, fluxo de potência ótimo, análise de segurança, estudos de fluxo de potência em tempo real, controle supervisão, controle automático da tensão e despacho econômico [21].

Em função da desregulação verificada no setor de energia elétrica, a partir da década de 80 [37], o processo de estimação de estado passou a ser considerado como um elemento fundamental nos modernos centros de controle e operação dos sistemas de energia elétrica. Muitas aplicações importantes nos sistemas elétricos, como a gerência dos corredores congestionados de transmissão de eletricidade, necessitam ser fundamentadas e justificadas através da utilização de um modelo preciso da rede, o qual é derivado do processo de estimação de estado. Daí, a necessidade da melhoria do estimador de estado de forma a conseguir um modelo mais exato e com maior confiabilidade para análise do sistema de energia elétrica [37].

O programa de estimação de estado visa processar um conjunto redundante de medidas e dados da rede elétrica [36], fornecendo, em tempo real, o estado mais provável do sistema (tensões nodais em módulo e fase), o qual é a base para a execução de todas as funções que monitoram a segurança do sistema e fazem seu controle em tempo real [36]. A estimação de estado é baseada em relações matemáticas entre as variáveis de estado do sistema, geralmente ângulos e magnitudes da tensão nos barramentos e as medidas. Um conjunto redundante de medidas em tempo real, incluindo medidas de magnitude de tensão nas barras, fluxo e injeção de potência ativa e reativa em circuitos e barramentos, e em algumas situações, magnitudes de corrente nos circuitos, são coletados da rede elétrica através do sistema supervisão de controle e a aquisição de dados, SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) [36]. O conjunto de medidas obtidas em tempo real, em

geral, apresentam diferentes tipos de erros, cabendo aos estimadores de estado detectar, identificar e remover os erros grosseiros através de análises estatísticas do problema [36].

### 3.2 Abordagem Geral sobre Estimadores de Estado nos Sistemas Elétricos de Potência

Supondo alguns medidores de grandezas elétricas instalados na rede de tal forma a garantir a observabilidade da mesma, tem-se um número de medidas capaz de estimar os estados (grandezas elétricas para todas as barras e ramos da rede) do sistema elétrico a ser monitorado. Essas medidas serão enviadas, portanto, para um centro de controle [38], e serão dados de entrada para o estimador de estado, que pressupõe que essas medidas todas recebidas contém pequenos erros de aferição e erros inerentes ao próprio medidor, sua instalação e o no envio de dados [36].

O estimador de estado atua, então, como um filtro para suavizar erros estatisticamente pequenos, corriqueiros, inerentes à medição, bem como para suprimir erros grosseiros eventuais, causados por funcionamento inadequado do sistema de aquisição de dados [37].

A implementação do estimador de estado nos centros de operação permite ainda ao operador realizar as seguintes tarefas:

- Determinar a configuração atual da rede elétrica e a observabilidade do plano de medição, para fins de estimação do estado de todo o sistema elétrico;
- Monitorar o desempenho do sistema de forma que não sejam tomadas decisões baseadas em medidas errôneas;
- Determinar todas as grandezas de interesse para a operação do sistema, como valores de fluxo e injeção de potência ativa e reativa e tensões complexas, mesmo para regiões não monitoradas do sistema;
- Descobrir possíveis anomalias no sistema elétrico, devido a incidentes como curto circuito, ou avarias em equipamentos de medida ou transmissão de dados.

Embora o papel de um estimador do estado esteja bem definido, existe muita liberdade na escolha da sua implementação prática [39]. A principal opção de implementação se baseia no emprego de metodologias estatísticas para tratamento dos dados medidos em tempo real [37]. Neste contexto, o método com maior popularidade, dentre os vários métodos propostos a partir do trabalho inicial de Schweppe, é o algoritmo dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) [40]. Como este algoritmo pode ser resolvido por técnicas numéricas eficientes, o estimador de estado baseado na aproximação dos MQP veio a ser instalado em quase todos os sistemas EMS pelo mundo inteiro [36]. Entretanto, o método dos MQP é altamente sensível à presença de erros grosseiros nas medidas obtidas em

tempo real [36]. A fim de minimizar este problema, formulações alternativas do problema de estimação de estado foram propostas, como os algoritmos baseados na aplicação do critério da máxima verossimilhança. Esses algoritmos vieram propor o conceito de robustez estatística ao processo de estimação de estado [36]. Contudo, esses algoritmos demandam uma carga computacional mais elevada para a solução do problema de estimação de estado quando comparados aos estimadores MQP [8].

Para os estudos e pesquisas nesta área de estimação, é comum algumas considerações e simplificações serem feitas, como por exemplo:

- Considera-se que os parâmetros das linhas e componentes são conhecidos e precisos;
- Considera-se que a modelagem dos equipamentos do sistema é estática. Ou seja, normalmente o comportamento dinâmico dos equipamentos elétricos não é estimado;
- A topologia da rede é conhecida;
- As variâncias ( $\sigma^2$ ) dos erros de medição são conhecidos;
- Quando a estimação é feita para sistema de transmissão considera-se que as linhas estejam transpostas e não haja desequilíbrio. Entretanto, para modelar o sistema de distribuição, tal simplificação não pode ser feita.

O estimadores estáticos são os mais utilizados, porém há aqueles baseados em filtros recursivos [41] que consideram a variação das medições ao longo do tempo [42]. Esses últimos são chamados de estimadores dinâmicos [43] e foram introduzidos a partir da década de 90. Esses algoritmos, por serem mais complexos, geralmente não são adotados e, por isso, há uma predominância do uso de estimadores estáticos [21].

### 3.3 Métodos Clássicos para Estimação de Estado

Desde que o conceito de estimação foi introduzido nos sistemas elétricos de potência, várias propostas de algoritmos surgiram ao longo dos anos. Esta seção introduzirá o conceito geral sobre estimação, apresentando os estimadores mais utilizados.

#### 3.3.1 Etapas para o Desenvolvimento do Estimador

Deve-se estabelecer uma ordem para que o processo de estimação seja eficaz no sistema no qual esse será aplicado. O processo de estimação de estado em sistemas de energia elétrica é tradicionalmente dividido em quatro etapas [37]:

1. Obtenção da topologia do sistema, no modelo barra – ramo;
2. Análise e restauração da observabilidade do sistema;

3. Cálculo do vetor de estado do sistema aplicando o estimador de estado;
4. Processamento de erros grosseiros presentes em medidas analógicas.

Na primeira etapa, considera-se que a topologia da rede seja conhecida, assim como os parâmetros que definem as linhas em estudo e os equipamentos presentes no sistema.

Na segunda etapa, define-se o local onde serão instalados medidores de grandezas elétricas a fim de que esses estejam em algumas poucas barras do sistema, fazendo com que todo ele esteja observável [44]. Ou seja, com poucas medições, deve-se obter tensões e outras grandezas elétricas em toda uma região considerada sob análise. Pode-se analisar sistemas inteiros, ou partes observáveis dele [45].

Na terceira etapa, calcula-se o estado da rede (grandezas elétricas da mesma), usando o método de estimação implementado.

Em uma etapa posterior, verifica-se se o estado obtido está correto ou contém erros associados à medições não efetuadas corretamente [46].

### 3.3.2 Cálculo do Vetor de Estados

Nas abordagens clássicas, define-se  $\hat{x}$  como sendo o vetor das variáveis de estados, com dimensão  $2n_b - 1$ , e um barramento utilizado como referência para os ângulos de fase das tensões complexas, sendo  $n_b$  o número de barras do sistema [47]. Define-se, também, o vetor  $z$  como sendo o vetor do conjunto de medidas analógicas presentes no sistema, com dimensão definida por  $n_m$  (número de medidas). As medidas analógicas obtidas em tempo real e transmitidas aos centros de operação e controle, mais frequentemente processadas pelo estimador de estado, são: fluxos de potência ativa e reativa, injeções de potência ativa e reativa, magnitudes de tensão nos barramentos e magnitude da corrente nas linhas ou circuitos [48]. A partir da década de 80, têm-se proposto também a utilização de medição fasorial sincronizada (PMU), caracterizada pela medição dos fasores de tensão nas barras e corrente nas linhas do sistema elétrico [3].

Outros tipos de medidas processadas pelos estimadores de estado, não mensuradas em tempo real, referem-se às medidas virtuais e pseudo medidas [36]. O conceito de medida virtual está associado à injeção de potência nula nas barras de passagem do sistema [21]. A representação de medidas virtuais no problema de estimação de estado resulta em elevados valores de ponderação para as mesmas, em razão da precisão da informação. Uma alternativa para evitar a utilização de ponderações elevadas para modelar as medidas virtuais e, com isso, reduzir o mau condicionamento da matriz de solução, é modelar estas medidas como restrições de igualdade [36]. O conceito de pseudo medida é utilizado para denotar medidas fictícias criadas no algoritmo de estimação de estado com o propósito de tornar o sistema elétrico observável [49]. Neste trabalho, o

conceito de medida virtual será usado para denotar as medidas fictícias de injeção nula nas barras de passagem, enquanto pseudo medidas serão medidas fictícias criadas a partir de informações qualitativas disponibilizadas acerca do estado operativo do sistema elétrico (dados históricos conhecidos previamente) [50].

### 3.3.3 Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP)

O vetor de medidas  $Z$  é composto por todas as medições efetuadas pelos medidores instalados na rede elétrica a ser analisada. Cada medição contém um erro, que geralmente é representado por uma distribuição Gaussiana (Normal) com os dois parâmetros que a definem [51]: sua média,  $\mu$  e sua variância  $\sigma^2$ .

Tem-se, para o estimador, portanto, um grande número de medições redundantes a fim de extrair média e variância para cada medida [52].

A função de densidade de probabilidade para uma variável randômica  $z$  é definida em (3.1):

$$f(z) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-(z-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)} \quad (3.1)$$

Onde:

- $z$  é a variável randômica;
- $\mu$  é a média (ou valor esperado) de  $z$ ;
- $\sigma$  é o desvio padrão de  $z$ .

O erro,  $\gamma$  que é a diferença do dado  $z$  pelo seu valor medido médio  $\mu$ , deve ser minimizado para que o processo de estimação seja concluído com sucesso. Para tanto, deve-se maximizar a probabilidade de estes valores serem iguais. Maximiza-se então, a função de densidade de probabilidade  $f(z)$  [14]:

- Como em (3.2):

$$\gamma = z - \mu \quad (3.2)$$

- Maximizar  $f(z)$ , leva a (3.3):

$$\max(f(z)) = \max\left(\ln\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} - \left(\frac{\gamma^2}{2\sigma^2}\right)\right) \quad (3.3)$$

- Que equivale a minimizar a seguinte expressão (3.4):

$$\min\left(\frac{\gamma^2}{2\sigma^2}\right) \quad (3.4)$$

- Portanto, tem-se uma expressão a ser minimizada em (3.5):

$$\min \left( \frac{(z - \mu)^2}{2\sigma^2} \right) \quad (3.5)$$

Em (3.5), tem-se a expressão que dá o nome ao processo mais comum de estimação de estado: Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) [53]. Cada informação de grandeza elétrica  $z$ , está sendo ponderada, no caso, pela própria variância  $\sigma^2$  associada à ela.

O resíduo de cada medida,  $r_i$  pode ser definido como a diferença entre o valor medido  $z_i$  e valor a ser estimado para esta medida,  $h(\hat{x}_i)$ , uma função não linear relacionando o vetor de estados do sistema  $\hat{x}_i$  com a medida  $z_i$ , assim como em (3.6).

$$r_i = z_i - h(\hat{x}_i) \quad (3.6)$$

Como cada medida tem um valor de variância associado à ela, é comum definir-se uma matriz diagonal de covariância  $R$ , contendo cada variância  $\sigma^2$  de cada medida.

O estimador MQP irá minimizar a seguinte expressão  $J(x)$ , considerando todas as medidas [36] lidas por todos os medidores instalados (3.7):

$$J(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \left( \frac{z_i - h(\hat{x}_i)}{R_{ii}} \right)^2 = [z - h(\hat{x})]^T R^{-1} [z - h(\hat{x})] \quad (3.7)$$

A condição de optimalidade de primeira ordem deve ser satisfeita [54], portanto a derivada de  $J(x)$  deve ser igualada a zero para o processo de otimização, assim como em (3.2):

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \quad (3.8)$$

Como em (3.9):

$$\begin{aligned} H(x) &= \frac{\partial h(x)}{\partial x} \\ G(x) &= \frac{\partial g(x)}{\partial x} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Tem-se que (3.10):

$$-H^T(x) R^{-1} [z - h(\hat{x})] = 0 \quad (3.10)$$

Expandindo a função não linear  $g(x)$  na série de Taylor em torno do vetor de estado  $x^k$ , considerando apenas os termos de primeira ordem, tem-se que (3.11):

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \quad (3.11)$$

Negligenciando os termos de ordem superior, pode-se achar a solução do problema através de processo iterativo, conhecido como método de Gauss-Newton [52], em que  $k$  é o

número da iteração e  $x^k$  é o vetor solução na iteração  $k$  correspondente. Assim, tem-se que (3.12):

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1}g(x^k) \quad (3.12)$$

Em que (3.13) :

$$\begin{aligned} G(x^k) &= \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k)R^{-1}H(x^k) \\ g(x^k) &= -H^T(x^k) R^{-1} [z - h(\hat{x}^k)] \end{aligned} \quad (3.13)$$

$G(x)$  é chamado de *matriz ganho*. Ela é esparsa, definida positiva e simétrica desde que o sistema todo seja observável [36]. Para a resolução do problema de otimização por processo iterativo, tem-se que para cada iteração  $k$  o sistema a ser resolvido será (3.14):

$$\begin{aligned} [G(x^k)]\Delta x^{k+1} &= H^T(x^k) R^{-1} [z - h(\hat{x}^k)] \\ \Delta x^{k+1} &= x^{k+1} - x^k \end{aligned} \quad (3.14)$$

A importância da matriz ganho é justificada pela matriz Jacobiana  $H(x)$  não ser quadrada e, portanto, não inversível. Portanto, usa-se a matriz ganho que é calculada a partir da Jacobiana e a matriz diagonal de covariância  $R$ , assim como apresentado em (3.13).

A convergência se dá quando  $|\Delta x^{k+1}|$  é menor do que uma tolerância  $\epsilon$  considerada [36]. Como o vetor de estados trata-se de grandezas elétricas como tensão e ângulo nas barras, pode-se alterar este valor de tolerância de acordo com a precisão desejada no estudo.

Deve-se observar que o estimador MQP tem suas variações no que tange a metodologia aplicada para estimar os estados da rede, visando obter tempo computacional menor, maior robustez, ou facilidade de implementação computacional. Entretanto, estimador MQP é um dos métodos mais usados e difundidos na literatura, sendo seu estudo considerado muito importante dentro da área de estimação [37].

### 3.3.4 Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição

Conforme as subseções anteriores, a estimação de estado permite, a partir de um conjunto de medições, avaliar o estado da rede mais consistente com a configuração e características elétricas do sistema. A partir daí tem-se não somente um melhor ajuste das medições frente aos erros de cada local, mas também estimações de demais grandezas elétricas em pontos não monitorados da rede, como é o caso de carregamentos de equipamentos, níveis de tensão e perdas técnicas [55].

As variáveis de estado do sistema consistem comumente nas tensões em todos os nós da rede. Estimadas as tensões em todas as barras, todas as demais grandezas elétricas são facilmente avaliadas utilizando as leis de *Kirchhoff*.

No caso de sistemas de distribuição, para aplicação da metodologia em redes de média e baixa tensão (MT e BT, respectivamente), devem ser feitas algumas adaptações específicas. Tais adaptações baseiam-se em medições de curvas de carga ao longo da rede, em consumidores ou nas curvas típicas de carga [14], tendo em vista a carência de medidores nos sistemas para monitoramento em tempo real. Geralmente, só há medições em tempo real nas subestações dos sistemas de distribuição [14].

O consumo mensal em kWh (kilowatt-hora) é realizada para o faturamento, nos consumidores de baixa tensão e é transferida aos sistemas técnicos da empresa. As curvas típicas determinam os valores de demanda e de desvio padrão em intervalos de demanda de 15 minutos, com base na demanda média do alimentador [14]. Uma forma de agregação dos consumidores da rede secundária na rede primária é realizada através da soma de demandas médias de cada consumidor reunidas na barra da rede primária.

A medição de demanda nos consumidores particulares, ou consumidores primários, em média tensão é feita considerando o valor de demanda em kWh e o fator de potência, também inspecionado [14].

Tendo informações nodais da rede primária, pode-se considerar estas demandas médias fornecidas pela concessionária em cada barra, como pseudo medidas, que serão incorporadas no estimador como restrições no problema de otimização [56].

Sendo o sistema de distribuição carente de monitoramento, informações e medições em tempo real, é de grande interesse metodologias que visam a estimação dessas redes [57], pois representam um grande desafio aos pesquisadores da área [58].

Se houvesse um monitoramento da rede de distribuição, seria possível detecção de perdas não técnicas e defeitos na rede, facilitando o trabalho da concessionária.

O monitoramento de harmônicos nas redes de distribuição é, em geral inexistente [59]. Pode-se averiguar índices de distorções harmônicas em algumas barras instalando medidores de qualidade de energia, porém não é praticado um monitoramento em tempo real de injeções harmônicas na rede para o sistema todo.

Outro campo fértil de pesquisa é a estimação dos estados harmônicos da rede, o que tornaria possível a detecção de fontes harmônicas [60], que o próprio consumidor pode injetar na rede através de equipamentos eletrônicos como celulares e *notebooks* [61] de uso pessoal.

Com o advento da eletrônica de potência e sua utilização nas redes elétricas, também tem-se aumento de distorções harmônicas causadas pelos ângulos de disparos de

tiristores [62] que compõe tais equipamentos [63].

Em linhas gerais, pode-se dizer que a curva de carga para o sistema de distribuição pode ser levantada considerando a demanda dos consumidores, mas em geral, a identificação de fontes harmônicas não é realizada em tempo real e o que ocasiona distorção harmônica no sistema é incompreendido, uma vez que as informações harmônicas se misturam e se espalham ao longo da rede [64].

Detectar, identificar as fontes harmônicas e analisar a curva de carga harmônica nos sistemas de distribuição levaria a uma melhor qualidade de energia fornecida. Como benefício adicional, as normas relativas à distorção harmônica poderiam ser respeitadas de fato, estando dentro dos limites permitidos pelas normas reguladoras [65].

### 3.4 Medições Fasoriais Sincronizadas

As unidades de medição de fasores sincronizados são dispositivos que visam medir fasores de tensão em barras e correntes nas linhas dos sistemas elétricos de potência, sendo possível a sincronização de dados através de GPS (*Global Positioning System*) [1]. Essa sincronização permite que dados coletados em regiões distantes umas das outras sejam analisadas em um mesmo instante de tempo, levando a resultados mais eficazes [66].

Os primeiros protótipos usando GPS foram construídos nos Estados Unidos, na Virginia Tech [21], em início de 1980, e dois destes protótipos são apresentados na Figura 8. As unidades do protótipo construído na Virginia Tech foram testados em algumas subestações da Bonneville Power Administration, uma Corporação Americana de Serviços ligados aos Sistemas Elétricos de Potência. A primeira produção comercial de uma PMU pela própria Virginia Tech foi através da colaboração iniciada com a Macrodyne em 1991 [21]. Atualmente, um certo número de fabricantes oferecem PMU como um produto comercial, e a utilização desses medidores nos sistemas de energia está sendo realizada em muitos países ao redor do mundo.

Um sinal senoidal puro, com amplitude  $X_m$ , frequência angular  $w$  em radianos por segundo e fase  $\phi$  em radianos é representado pela equação (3.15) ao longo do tempo  $t$  [67].

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (3.15)$$

A representação fasorial deste sinal é mostrada em (3.16), em que a amplitude do mesmo é dada em seu valor eficaz (RMS) [67]:

$$X = (X_m/\sqrt{2}) [\cos(\phi) + j \operatorname{sen}(\phi)] \quad (3.16)$$

Dessa forma, pode-se representar esta onda senoidal como um fasor, considerando sua parte real e imaginária, definindo um ângulo no plano de Argand-Gauss (plano

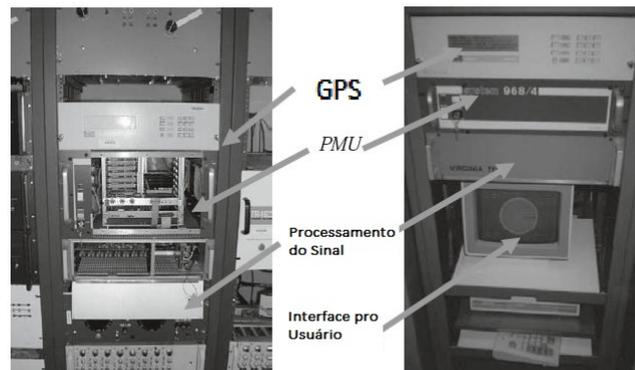


Figura 8 – Protótipos de PMU com conexão com GPS, processamento de sinais e interface para o usuário .

complexo), assim como mostrado na Figura 9. Portanto, diz-se que as PMUs leem uma grandeza elétrica em módulo e ângulo, ou partes real e imaginária de uma certa grandeza [67].

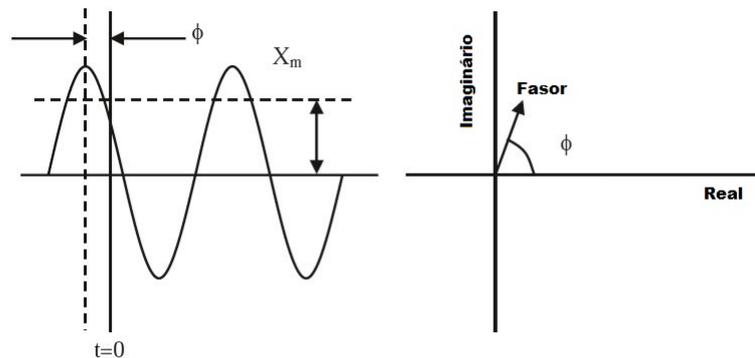


Figura 9 – Representação de onda senoidal em plano cartesiano (a) e no plano complexo de Argand-Gauss (b) .

A frequência angular  $w$ , pode ser escrita em função da frequência em Hertz do sistema (3.17). Essa representação é importante para análises espectrais que consideram não apenas a frequência fundamental, mas frequências múltiplas dessa:

$$w = 2\pi f \quad (3.17)$$

As PMUs, atualmente podem analisar não apenas sinais senoidais perfeitos, mas também sinais ruidosos e compostos por frequências múltiplas da fundamental, através de processamento de sinais usando Análise de Fourier e a Transformada Discreta de Fourier [68]. Com isso, viabiliza-se a utilização dos medidores fasoriais sincronizados para o monitoramento de harmônicos no sistema elétrico de potência.

O desenvolvimento das PMUs, desde sua criação vem sofrendo evoluções ao longo dos anos, portanto é possível falar de PMUs de uma forma genérica, porém há vários modelos comerciais sendo oferecidos e desenvolvidos.

As PMUs geralmente são capazes de realizar medições de ondas em corrente alternada tipicamente numa razão de 2880 quadros por segundo, o que garante a leitura de componentes harmônicos de ordem elevada [68]. As amostras dos dados coletados podem ser sincronizados pelo GPS em até 1 microsegundo de precisão. Os valores podem ser transmitidos das unidades até os centros gestores em razões acima de 50/60 quadros por segundo. Algumas PMUs conseguem medir mais de 10 fasores, além da medição da frequência do sistema [21]. A escolha da unidade de medição deve ser feita de acordo com os critérios e necessidades do comprador, levando em conta o custo-benefício.

As entradas analógicas das PMUs são correntes e tensões trifásicas obtidas a partir do secundário de transformadores de tensão e corrente, com suas respectivas classes de exatidão interferindo na qualidade das medidas realizadas pelas unidades. Ou seja, as medições estarão sujeitas às classes de exatidão não apenas das PMUs, mas de todo o equipamento conectado a elas como mostra a Figura 10. Por isso, a calibração em campo destes instrumentos deve ser feita com cuidado para não ocasionar erros de medição maiores do que os aceitáveis. Caso isso ocorra, as medições podem mascarar os valores reais dos fasores medidos [3].

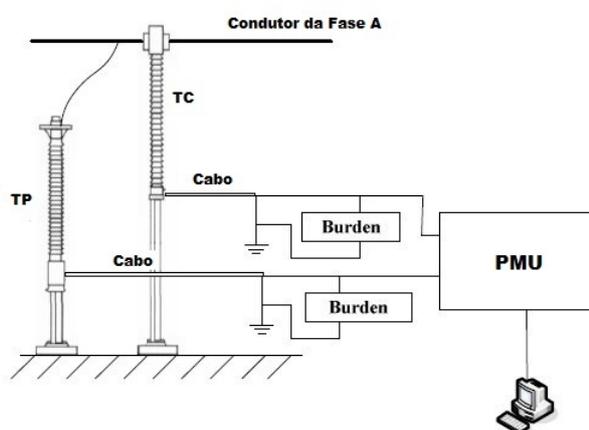


Figura 10 – Instalação de uma PMU da conexão no condutor de uma fase da rede elétrica até o computador do usuário: Integração de Transformadores de Corrente (TC), Transformadores de Potencial (TP) e cabos.

Em geral, as PMUs representam atualmente, uma moderna evolução nos medidores de grandezas elétricas e vem sendo estudadas com muito interesse em várias aplicações [69], não somente na estimação de estado do sistema, mas também em detecções de faltas nos sistemas elétricos aliada aos sistemas de proteção, uso em sistemas em malha fechada em teoria de controle quando há necessidade de *feedback* de fasores [21], e em alguns estudos de propagação de ondas eletromecânicas [70].

### 3.4.1 Calibração dos Transdutores

A calibração é um problema na estimação de estado [36] muito anterior ao desenvolvimento das medições fasoriais. Os maiores geradores de erro nas medições são os transdutores: transformadores de potencial (TP) e corrente (TC) conectados às PMUs [21]. Eles contribuem com a adição de um erro sistemático nas medições [6]. Se uma grandeza medida tem seu valor real  $z$ , este valor será medido como  $\gamma z$ , em que  $\gamma$  será sempre o mesmo número adicionando erros de leitura nas partes reais e imaginárias da medida.

Deve-se tomar cuidado com a instalação das PMUs e sua conexão com os TPs e TCs, diminuindo o valor de  $\gamma$ . Este processo é chamado de calibração dos instrumentos de medição [71].

Os erros adicionados podem afetar a amplitude dos fasores, assim como o ângulo formado com os eixos real/imaginário, no plano complexo de Argand-Gauss.

Matematicamente, o modelo das medições será considerado como na equação (3.18), em que  $i$  representa o número de medidas e  $\epsilon$  é o erro que já estava sendo considerado, próprio das diferenças entre as medições realizadas pelo equipamento e  $\gamma$  é o erro sistemático gerado pela calibração dos equipamentos [21].

$$z_i = \gamma_i \times h(\hat{x}_i) + \epsilon \quad (3.18)$$

Os valores adotados 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 [72].

Valores adotados para a calibração devem ser menores que 1% para medidas de tensão e corrente, de acordo com a norma estabelecida em 2005, IEEE C37.118 [73]. Essa norma ainda estabelece limites para erros nos ângulos de até  $\pm 0.2$  graus.

Os valores dos parâmetros calculados e idealizados para PMUs são comparados através do TVE (vetor de erros total), definido na equação 3.19:

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(t) - X_r)^2 + (X_i(t) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (3.19)$$

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).

Na Figura 11, apresentada a seguir, percebe-se que o erro de estimação angular está intimamente relacionado com o TVE.

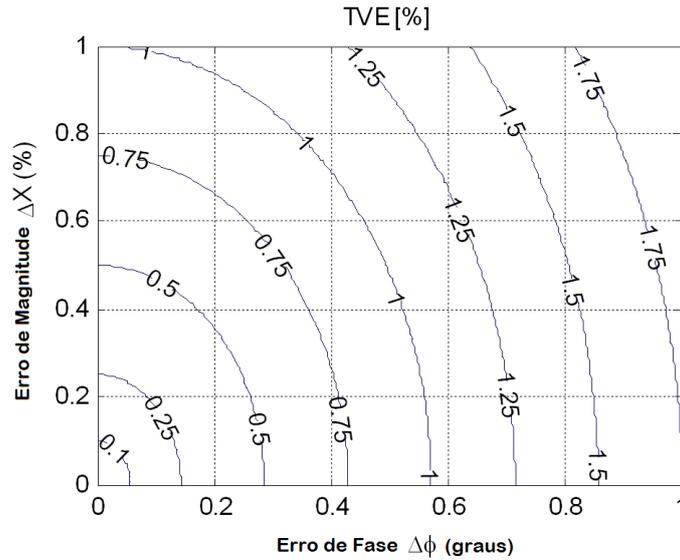


Figura 11 – Erro de Estimação versus TVE.

### 3.5 Estimação de Estado Harmônico

Um sistema de medição para harmônicos baseado em medição fasorial sincronizada é similar a um sistema de medição para grandes áreas, WAMS (*Wide Area Measurement System*) [74]. O único diferencial é que o sinal deve passar por uma Análise Espectral baseada na Transformada de Fourier [75] para se retirar as informações acerca dos componentes harmônicos presentes no sinal. Tais componentes (tensões e correntes) terão seus valores também em fasores sincronizados pelo GPS [76].

Em geral, estes sistemas são dotados de PMUs, um computador instalado na subestação, contendo uma interface para o usuário, informações sobre a posição da PMU, seu estado e os dados medidos e processados [3].

A referência de tempo é dada pelo GPS, permitindo medição de ângulos de fase até a 25ª ordem harmônica com precisão menor que 1 grau, o que viabiliza a aplicação de um sistema desses [3].

Seguindo o Relatório sobre Utilização de Fasores no Sistema Elétrico de Potência Brasileiro, emitido pelo Operador Nacional (ONS) disponível na referência [77], baseado nas normas IEEE C37-118 para PMUs, os tipos de dados de PMU necessários para estimação de estado harmônico são fasores de tensão de barramento até o 15º harmônico e fasor de corrente da linha monitorada, sendo que o próprio dispositivo de medição fasorial deve ter taxa de amostragem suficiente para acomodar os harmônicos.

Com a topologia do sistema e os parâmetros das linhas como suas admitâncias e impedâncias *shunt* armazenadas no banco de dados, o processamento de dados para a estimação de estado harmônico se torna uma realidade.

Os dados podem ser transmitidos para computadores distantes da subestação, que ainda estejam sincronizados pelo GPS garantindo a aplicação e sincronismo de outras unidades de medição fasorial. Tais unidades compreenderão um vetor de medidas em diferentes posições do sistema elétrico, as quais serão concentradas em um centro de controle para estimar o estado da rede em 60Hz e para outras frequências, consideradas na análise de Fourier [3].

Na Figura 12 mostrada a seguir, esse sistema de medição de harmônicos é detalhado.

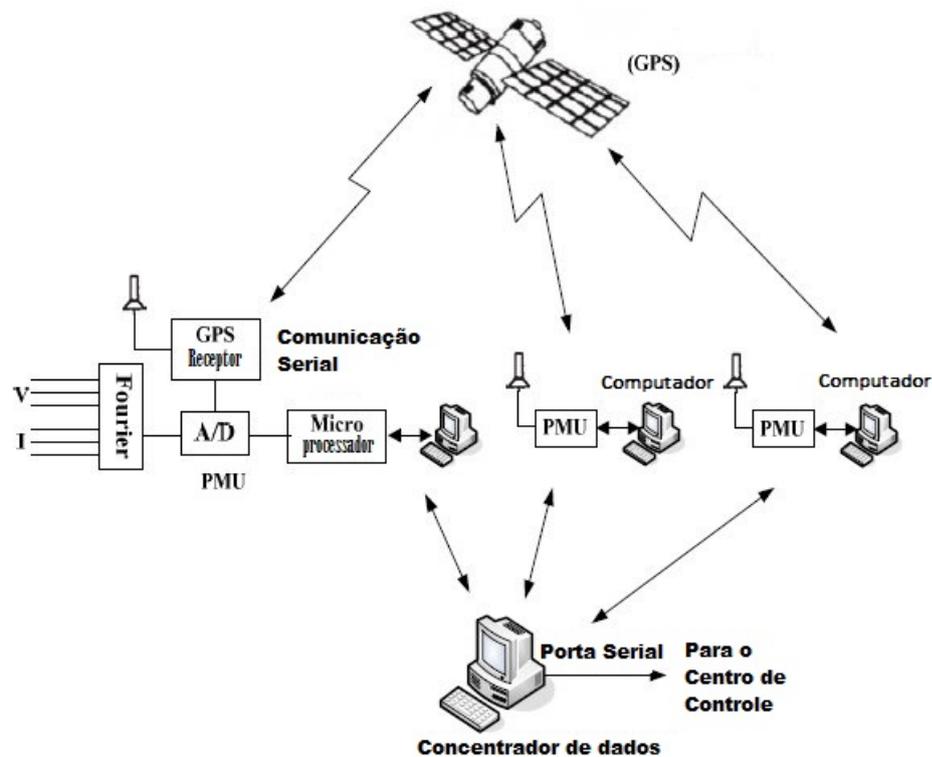


Figura 12 – Um sistema de aquisição de dados baseado em medições fasoriais sincronizadas para estimação de estado harmônico.

## 4 DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia propõe um estimador de estado trifásico harmônico baseado na medição realizada por medidores fasoriais sincronizados por GPS. Cada unidade irá medir sinais de tensões nodais e correntes passantes nas linhas de um sistema, considerando esse sinal composto por valores da frequência fundamental e de suas múltiplas. Essas grandezas elétricas, expressas em coordenadas retangulares, devem ser processadas pelo estimador a fim de obter o mesmo estado da rede radial de distribuição elétrica para todas as frequências sob análise.

Os estados a serem estimados serão correntes em todos os ramos do sistema, em coordenadas retangulares. A partir da obtenção destas correntes, pode-se obter outras grandezas, como tensões e ângulos nas barras da rede elétrica.

Este capítulo tem como objetivo mostrar todo o desenvolvimento da metodologia para estimação de estado harmônico, desde sua modelagem de linhas e equipamentos, passando pelo procedimento de alocação das PMUs, formulação do problema a ser otimizado apresentando sua função objetivo e restrições, até o método de resolução do problema proposto.

O estimador de estado trifásico harmônico proposto pode calcular todas as harmônicas sob análise simultaneamente ou desacopladamente, separando as componentes harmônicas, e estimando-as individualmente. Serão abordados os dois casos no decorrer deste capítulo.

### 4.1 Modelagem de Componentes da Rede

Na referência [34], um fluxo de potência harmônico, denominado MICTH (Método de Injeção de Corrente Trifásico Harmônico) modela linhas trifásicas e outros componentes da rede elétrica, considerando harmônicas, cargas desbalanceadas no modelo ZIP e equipamentos de eletrônica de potência tiristorizados. Esta modelagem será seguida de acordo com esta Tese de Doutorado realizada em 2006.

Além de ser um método robusto para o cálculo do fluxo de potência no domínio da frequência, tal metodologia demonstrou resultados semelhantes ao programa ATP, validando a tese em [34].

Para emular as medições realizadas pelas PMUs, os valores medidos por elas serão obtidos a partir do MICTH, para as simulações computacionais e estudo de casos no capítulo 5.

#### 4.1.1 Linhas Trifásicas

As linhas de distribuição de energia elétrica serão modeladas de acordo com a Figura 13. Nesta modelagem, serão consideradas as admitâncias próprias e mútuas das linhas para sistemas trifásicos.

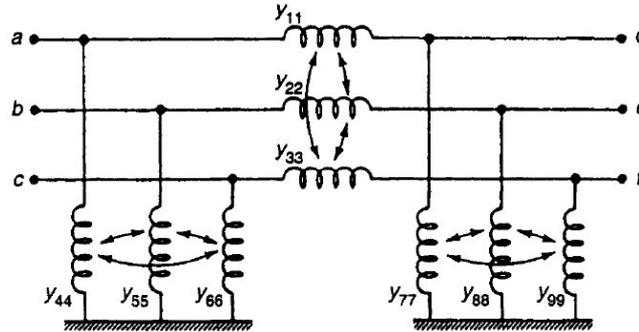


Figura 13 – Representação de uma linha trifásica com suas admitâncias próprias e mútuas.

Devido ao efeito pelicular, ou efeito skin, sabe-se que a resistência aumenta com a elevação da frequência. Portanto, correções podem ser feitas no valor da resistência em função da frequência. Entretanto, o aumento das perdas causadas pelo efeito pelicular em sistemas de potência é expressivo somente em estudos com frequências elevadas. Logo, no presente trabalho, tal efeito é desprezado e a resistência considerada assim como em (4.1):

$$\begin{aligned} R(w) &= R \\ Z_R(w) &= R \end{aligned} \quad (4.1)$$

Em que  $R$  é a resistência,  $Z_R$  a parte real da impedância da linha. A frequência angular,  $w$  é dada por  $w = 2\pi f$ , em que  $f$  é a frequência em Hertz (Hz).

As reatâncias capacitivas e indutivas devem ser modeladas em função da frequência, de acordo com (4.2):

$$\begin{aligned} X_C(w) &= (wC)^{-1} \\ X_L(w) &= wL \\ Z_C(w) &= (j \times w \times C)^{-1} \\ Z_L(w) &= j \times w \times L \end{aligned} \quad (4.2)$$

Em que  $C$  e  $L$  são respectivamente a capacitância e a indutância;  $Z_C$  e  $Z_L$ , as impedâncias capacitiva e indutiva, respectivamente.

Portanto, sabendo-se os parâmetros de capacitância, indutância e resistividade das linhas, pode-se definir as impedâncias destas em função da frequência.

Considerando a extensão das linhas de distribuição como pequenas em relação às de transmissão de energia elétrica, pode-se considerar o modelo de linhas menores, e desprezar as capacitâncias *shunt* na modelagem.

Desta forma, considerando as impedâncias mútuas e próprias, tem-se a matriz de impedâncias de linha de distribuição trifásica em (4.3):

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

#### 4.1.2 Equipamentos FACTS

Os dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Transmission Current*) são equipamentos de eletrônica de potência que visam aumentar o controle e aumento de capacidade de transmissão de energia elétrica nos sistemas de potência. Os principais dispositivos de eletrônica são o Reator Controlado a Tiristor, também conhecido como por RCT ou TCR (*Thyristor-Controlled Reactor*), o Compensador Estático de Reativo, também conhecido por CER ou SVC (*Static Var Compensator*), o Capacitor Controlado a Tiristor, o Compensador Série Controlado a Tiristores, e o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*).

As iterações dos dispositivos de eletrônica de potência com a rede produzem distorções harmônicas, portanto, sendo considerados como fontes harmônicas. A modelagem destes dispositivos é mais complexa, pois não podem ser representadas apenas por resistências, capacitâncias e indutâncias constantes. Além disso, suas características não lineares não podem ser modeladas como um modelo harmônico linear equivalente.

Estes equipamentos serão usados como fontes harmônicas nas simulações deste trabalho, alterando a controlabilidade e o estado da rede, porém a modelagem destes componentes não são contribuição original deste trabalho. Mais detalhes sobre a modelagem dos equipamentos FACTS são discutidos na referência [34].

No presente trabalho, os equipamentos CER e RCT conforme ilustrados nas Figuras 14 e 15, respectivamente, serão utilizados nas simulações.

Pode-se notar que os equipamentos são semelhantes, sendo o Compensador Estático de Reativos uma variação do Reator Controlado a Tiristores, com adição de banco de capacitores em paralelo aos reatores, em cada fase respectivamente.

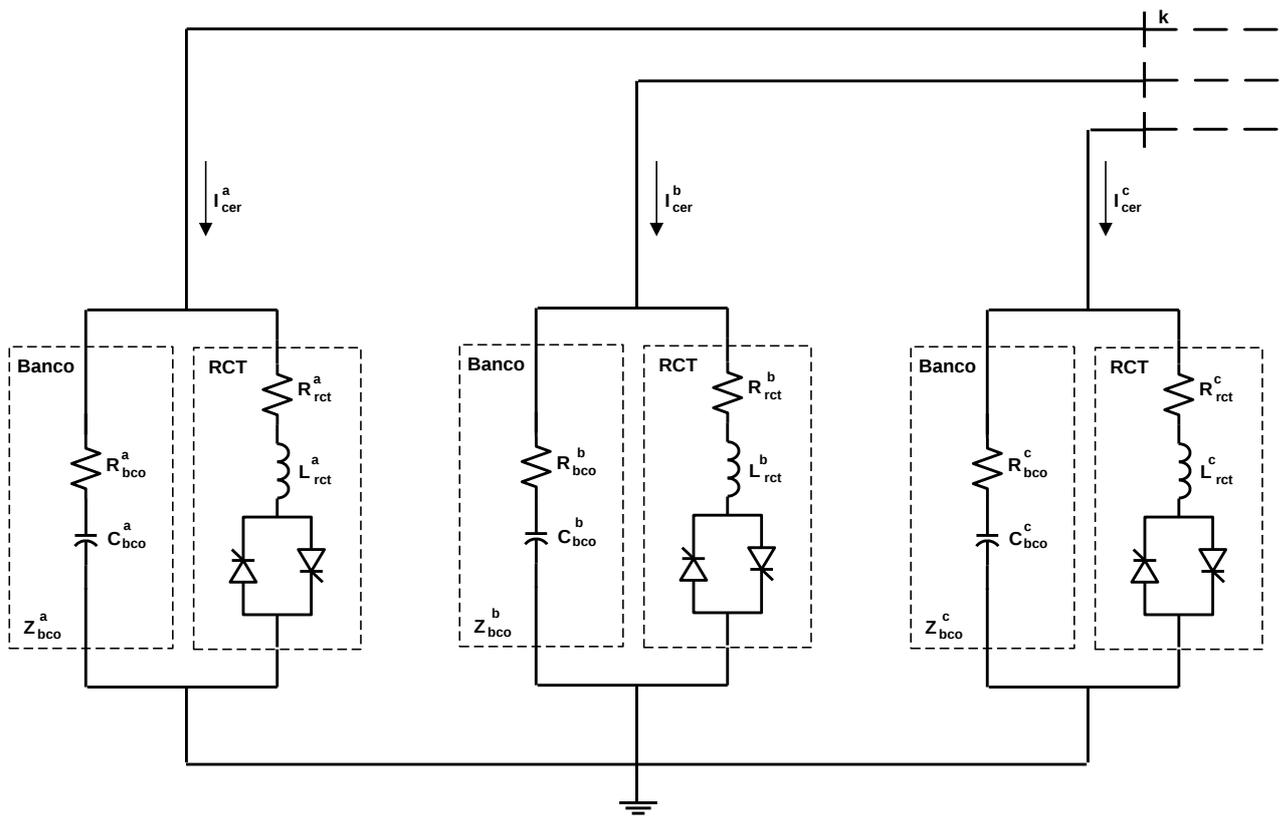


Figura 14 – Representação de um CER.

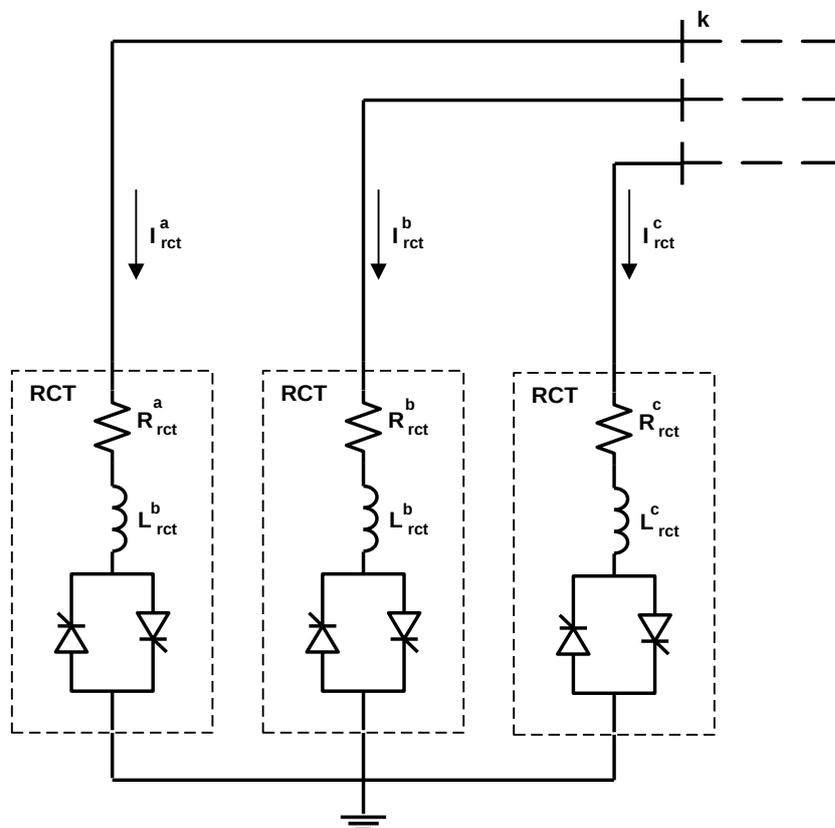


Figura 15 – Representação de um RCT.

### 4.1.3 Modelagem das Cargas

Assim como as linhas trifásicas, as cargas devem ser modeladas em função da frequência, assim como detalhado na referência [34], onde as mesmas serão representadas pelo modelo ZIP na frequência fundamental e expandida em elementos passivos (R, L e C) nas demais frequências.

O significado físico deste modelo associa o comportamento da potência que flui para a carga como uma composição de 3 parcelas: uma parcela da carga representada por um modelo de impedância constante (a parcela  $\alpha$  da potência, proporcional ao quadrado da tensão), uma parcela do modelo de corrente constante (a parcela  $\beta$  da potência, diretamente proporcional à tensão) e uma parcela de potência constante (a parcela  $\gamma$  da potência, que não varia com a tensão). Assim, representam a potências ativa (P) e reativa (Q) em função de desvios da Tensão (V) de seus valores iniciais de operação ( $V_0$ ) ao longo do tempo k, estabelecendo uma relação não linear entre essas grandezas, em (4.4) e (4.5):

$$P(k) = P_0 \left[ \alpha \left( \frac{V(k)}{V_0} \right)^2 + \beta \left( \frac{V(k)}{V_0} \right)^1 + \gamma \left( \frac{V(k)}{V_0} \right)^0 \right] \quad (4.4)$$

$$Q(k) = Q_0 \left[ \alpha \left( \frac{V(k)}{V_0} \right)^2 + \beta \left( \frac{V(k)}{V_0} \right)^1 + \gamma \left( \frac{V(k)}{V_0} \right)^0 \right] \quad (4.5)$$

Os parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  devem resultar em 1 (100%), ao serem somados.

### 4.1.4 Procedimento para a Alocação das PMUs

O procedimento de alocação adotado consiste em conectar uma PMU no início do alimentador e na penúltima barra do ramo principal. Desta forma, consegue-se medidas de corrente nos ramos que entram nas barras monitoradas por PMUs e correntes que saem destas barras, possibilitando observar a densidade de carga à jusante e montante da unidade medidora.

Adicionalmente, deve-se também alocar PMUs nas barras em que a corrente passante encontra uma bifurcação para seu caminho. Ou seja, barras em que ramos adjacentes estão conectados, assim como na penúltima barra destes ramos adjacentes. Este procedimento pode ser melhor esclarecido com a Figura 16, onde existem algumas PMUs instaladas em barras monitoradas, representadas por quadrados.

A principal ideia a ser seguida é restaurar a observabilidade do sistema com unidades de medição que informam a densidade de carga distribuída pelo sistema.

Por exemplo, na Figura 16, a PMU instalada na barra 3 irá ler além da tensão naquela barra, correntes passantes nas linhas que conectam a barra 2 a 3; 3 a 4 e 3 a 10.

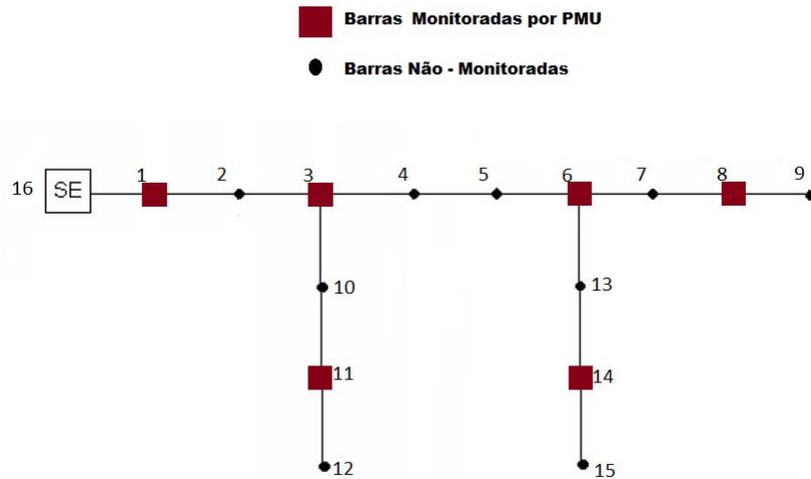


Figura 16 – Sistema Fictício de 16 barras para demonstração do procedimento de posicionamento das PMUs .

#### 4.2 Vetor de Estados da Rede

A metodologia considera como estado a ser estimado,  $\hat{x}$ , as partes real e imaginária das correntes passantes em todas as linhas do sistema, como em 4.7, em que  $I_{km,r}^{s,h}$  e  $I_{km,m}^{s,h}$  são as partes reais e imaginárias das correntes passantes em um ramo  $km$  para todas as fases A, B e C e as harmônicas  $h$ , expressas na equação 4.6:

$$h = 1, 3, 5, \dots, H \quad (4.6)$$

Caso a estimação seja realizada para todas as frequências simultaneamente, a dimensão deste vetor  $\hat{x}$  é  $(6 \times n_r \times H)$ , onde  $n_r$  e  $H$  são os números de ramos e harmônicas, respectivamente.

Se a estimação for feita, para cada harmônica separadamente, a dimensão será  $(6 \times n_r)$ .

$$\hat{x} = \begin{bmatrix} I_{km,r}^{A,h} \\ I_{km,m}^{A,h} \\ I_{km,r}^{B,h} \\ I_{km,m}^{B,h} \\ I_{km,r}^{C,h} \\ I_{km,m}^{C,h} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

#### 4.3 Vetor de Medidas realizadas pelas PMUs

Em cada barra monitorada, em que uma PMU é instalada, leituras de tensão na barra e corrente nos ramos podem ser realizadas. Se uma PMU é instalada em certa

barra  $k$ , esta lerá a tensão nesta barra mais as correntes nos ramos de cada linha que é conectada na PMU. Portanto cada PMU deve ser capaz de ler uma certa quantidade de dados, de acordo com 4.8.

$$n_m = (n_r + 1) \times n_{pmu} \times H \times 3 \times 2 \quad (4.8)$$

Sendo  $n_m$  o número de medidas realizadas pelas PMUs,  $n_r$  o número de ramos conectados à PMU. O número 3 representa as fases A, B e C, caso todas existam e estejam conectadas ao medidor. O número 2 é explicitado para enfatizar que as medições tem parte real e imaginária.

As medições em tempo real (tensões harmônicas e correntes nos ramos) fornecidos pela PMU, compõe o vetor de valores medidos,  $Z$ . Observe que os elementos de  $Z$  tem partes reais e imaginárias, porque os fasores medidos são sincronizados por GPS (Sistema de Posicionamento Global) [78].

Matematicamente, o modelo das medições será considerado como na equação 4.9, em que  $i$  representa o número de medidas e  $\epsilon$  é um erro com média zero e desvio padrão considerado para cada medida,  $z$ , próprio das diferenças entre as medições realizadas pelo equipamento e  $\gamma$  é o erro sistemático gerado pela calibração dos equipamentos [21].

$$Z_i = \gamma_i z_i + \epsilon \quad (4.9)$$

Os valores adotados para  $\gamma$  são diferentes para medidas de corrente e tensão. Para tensão, serão adotados valores randômicos em um sinal de ruído branco com amplitude máxima de 0.8% e para corrente, 0.4% [73], respeitando a norma para PMUs, IEEE C37.118 [73].

#### 4.4 Valores Calculados em Função dos Estados Estimados

A cada iteração do processo de otimização, as tensões e correntes serão calculadas em função dos estados estimados. Esses valores calculados, denominados de valores funcionais,  $\phi(\hat{x})$  deverão ser comparados com os valores correspondentes medidos pelas PMUs, almejando que a diferença seja minimizada.

A tensão é calculada através de queda de tensão ao longo da rede, calculada da barra considerada sob análise até o caminho até a subestação (fonte de geração elétrica para as redes radiais).

A tensão será calculada através de queda de tensão através da rede radial para as fases A, B e C e harmônicas,  $h$ , uma vez que se conhece a matriz de impedâncias  $Z_{abc}$  para a rede trifásica, considerando as mútuas, assim como em (4.3). É importante ressaltar que o valor das reatâncias mudam em função das frequências, alterando as impedâncias. Todos

os valores com o índice  $h$ , portanto, representam valores em função da ordem harmônica sob análise.

Assim, traçando um caminho de determinada barra até a subestação (barra de referência, com tensão de referência  $V_0$  definida para cada fase), é possível calcular a queda de tensão seguindo as equações:

$$V_k^{calc,A,h} = V_0^{A,h} - (\sum_{x=1}^{n_l} Z_{aa}^h \cdot I_{km}^{A,h} + \sum_{x=1}^{n_l} Z_{ab}^h \cdot I_{km}^{B,h} + \sum_{x=1}^{n_l} Z_{ca}^h \cdot I_{km}^{C,h}) \quad (4.10)$$

$$V_k^{calc,B,h} = V_0^{B,h} - (\sum_{x=1}^{n_l} Z_{ab}^h \cdot I_{km}^{A,h} + \sum_{x=1}^{n_l} Z_{bb}^h \cdot I_{km}^{B,h} + \sum_{x=1}^{n_l} Z_{bc}^h \cdot I_{km}^{C,h}) \quad (4.11)$$

$$V_k^{calc,C,h} = V_0^{C,h} - (\sum_{x=1}^{n_l} Z_{ca}^h \cdot I_{km}^{A,h} + \sum_{x=1}^{n_l} Z_{bc}^h \cdot I_{km}^{B,h} + \sum_{x=1}^{n_l} Z_{cc}^h \cdot I_{km}^{C,h}) \quad (4.12)$$

Em que  $n_l$  é o número total de ramos que conectam determinada barra até a subestação. O caminho é o de menor percurso.

As correntes injetadas são facilmente obtidas pelo somatório de todas as correntes de linha que convergem em determinada barra, através da lei de *Kirchhoff*.

Os vetores  $I_{km}^{calc,A,h}$ ,  $I_{km}^{calc,B,h}$  e  $I_{km}^{calc,C,h}$  serão calculados a cada iteração e comparados com os valores medidos pelas PMUs até que a diferença quadrática entre o medido e calculado seja abaixo de certa tolerância considerada. Estes valores de correntes podem ser inicializados como vetores nulos, com valores completamente desconhecidos. A metodologia se mostra eficaz mesmo não se tendo estes valores iniciais. A única inicialização que deve ser respeitada, neste caso, é a inicialização dos ângulos das fases de acordo com a tabela:

Tabela 3 – Sequência de fases para Harmônicas - Inicialização dos ângulos

Ordem Harmônica	Sequência de fases
1, 7, 13, ... $[3(2h - 1) - 2]$	Direta
3, 9, 15, ... $[3(2h - 1)]$	Zero
5, 11, 17, ... $[3(2h - 1) + 2]$	Inversa.

Se a sequência for a direta, há deslocamento entre fases de  $120^\circ$ . Para a sequência zero, não há deslocamento entre fases. Portanto, as três inicializam com  $0^\circ$ .

Ainda a fim de calcular as potências injetadas nas barras a partir dos valores estimados é possível usar as fórmulas:

$$S^{calc,A,h} = V^{calc,A,h} I_{inj}^{* calc,A,h} \quad (4.13)$$

$$S^{calc,B,h} = V^{calc,B,h} I_{inj}^{* calc,B,h} \quad (4.14)$$

$$S^{calc,C,h} = V^{calc,C,h} I_{inj}^{* calc,C,h} \quad (4.15)$$

#### 4.5 Função Objetivo

Conhecendo o vetor de medidas  $Z$ , e os valores de correntes nos ramos calculadas em função dos estados estimados,  $\phi(\hat{x})$ , deve-se minimizar a diferença entre eles, ponderada pelo desvio padrão associado à cada medida realizada pela PMU, de acordo com a expressão:

$$\min J(x) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^n \left( \frac{Z_j - \phi(\hat{x})_j}{\sigma_j} \right)^2 \quad (4.16)$$

Deve-se salientar que tal expressão considera uma distribuição Gaussiana, valendo-se de um grande número de leituras para uma mesma medida. O valor da média extraído destes valores será o valor considerado lido pela PMU. O desvio padrão  $\sigma$  destas leituras é representado explicitamente na função objetivo, para cada medida. O índice  $n$  representa o número total de medições realizadas pelas PMUs.

#### 4.6 Restrições de Desigualdades

As Concessionárias de Energia Elétrica disponibilizam dados de demanda média mensal para cada barra do sistema radial de distribuição, como já foi discutido anteriormente neste trabalho. Tais dados serão considerados pseudo medidas e, em vez de serem representadas como restrições de igualdade, serão representadas como restrições de desigualdades.

Considerando um limite superior e inferior para excursionamento em torno do valor médio fornecido pelas concessionárias, é possível analisar a rede não só no caso de demanda média, mas considerando as variações na curva de carga do sistema, e de cada barra.

De acordo com [58], para a frequência fundamental, é comum excursionamentos de 40% para mais e para menos em torno deste valor médio fornecido pelas concessionárias. Este fator em porcentagem,  $p$ , permite o estimador de estados se adequar à qualquer situação de variação de carga que ocorrer durante a operação normal das redes. As equações de desigualdade representam esta ideia implementada neste trabalho:

$$\begin{aligned} (1-p) P_{hist,k}^A &\leq P_k^A \leq (1+p) P_{hist,k}^A \\ (1-p) Q_{hist,k}^A &\leq Q_k^A \leq (1+p) Q_{hist,k}^A \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$\begin{aligned} (1-p) P_{hist,k}^B &\leq P_k^B \leq (1+p) P_{hist,k}^B \\ (1-p) Q_{hist,k}^B &\leq Q_k^B \leq (1+p) Q_{hist,k}^B \end{aligned} \quad (4.18)$$

$$\begin{aligned} (1-p) P_{hist,k}^C &\leq P_k^C \leq (1+p) P_{hist,k}^C \\ (1-p) Q_{hist,k}^C &\leq Q_k^C \leq (1+p) Q_{hist,k}^C \end{aligned} \quad (4.19)$$

Em que  $P_k$  e  $Q_k$  são as potencias ativa e reativa em cada barra  $k$  não monitorada (sem PMUs instaladas);  $P_{hist}$  e  $Q_{hist}$  são os valores médios históricos de potência ativa e reativa, respectivamente somente disponíveis para a frequência fundamental.

Entretanto, a curva de conteúdo harmônico d carga é, em geral, desconhecida. Muitas referências em que a identificação de fonte harmônicas é almejada, utiliza-se uma porcentagem dos valores de carga obtidos na frequência fundamental. Entretanto, esta porcentagem pode variar de acordo com a freqüência a ser analisada, ou ser proposta de maneira inconveniente.

A metodologia proposta neste trabalho considera os limites inferiores das restrições de desigualdades como sendo nulos. Esta consideração permite que mesmo as barras sem qualquer distorção harmônica possam ter seus estados estimados sem nenhum problema. Isso permite que a curva de carga harmônica, mesmo não sendo conhecida seja considerada na abordagem, com a possibilidade de identificação de fontes harmônicas de forma mais robusta, sólida e completa.

Os limites inferiores considerados como zero, serão assim considerados para todas as frequências sob análise, permitindo adequação às curvas de carga para a frequência fundamental, e também as suas múltiplas.

Portanto, o equacionamento considerado na metodologia será o seguinte :

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_k^{A,h} \leq (1+p) P_{hist,k}^A \\ 0 &\leq Q_k^{A,h} \leq (1+p) Q_{hist,k}^A \end{aligned} \quad (4.20)$$

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_k^{B,h} \leq (1+p) P_{hist,k}^B \\ 0 &\leq Q_k^{B,h} \leq (1+p) Q_{hist,k}^B \end{aligned} \quad (4.21)$$

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_k^{C,h} \leq (1+p) P_{hist,k}^C \\ 0 &\leq Q_k^{C,h} \leq (1+p) Q_{hist,k}^C \end{aligned} \quad (4.22)$$

O índice  $h$  representa todas as harmônicas consideradas sob análise.

Nas Figuras 17 e 18, são mostradas as curvas de carga para a frequência fundamental e a curva de carga harmônica, geralmente desconhecida. Elas sofrem variações ao longo do tempo e a metodologia deve considerar estas variações.

Geralmente, as concessionárias informam a demanda máxima e mínima demandada em cada barra do sistema para a frequência fundamental, que podem ser expressadas em função do valor médio de demanda consumida, excursionando até o valor máximo e mínimo.

Na Figura 17 pode ser percebido que os limites sendo uma porcentagem do valor médio disponibilizado pelas concessionárias de demanda média histórica, não permite a avaliação da curva de carga harmônica, geralmente desconhecida. Todavia, permite excursionamento para toda a curva de carga para frequência fundamental apenas. Em contrapartida, na Figura 18, percebe-se que a curva de conteúdo harmônico da carga é levada em consideração e pode ser estimada também.

Nota-se que nas Figuras 17 e 18, supõe-se potências demandadas apenas, porém a metodologia é capaz de estimar fontes harmônicas e geração distribuída também. Ou seja, é capaz de estimar potências demandadas e geradas para cada barra. Para tal análise, o estimador considera que os valores de  $P_{hist,k}$  podem assumir valores positivos e negativos.

Quando a potência  $P_{hist,k}$  for demandada, ou a potência demandada for simplesmente maior do que a gerada naquela barra,  $P_{hist,k}$  será tratada com sinal positivo, e as equações de desigualdades (4.20), (4.21) e (4.22) são válidas para  $P_{hist,k} > 0$  e  $Q_{hist,k} > 0$ .

Caso haja geração na barra, ou a potência gerada for simplesmente maior do que a demandada naquela barra, o valor de  $P_{hist,k}$  deve ser tratado como um valor negativo. Assim, as restrições de desigualdade, para  $P_{hist,k} < 0$  e  $Q_{hist,k} < 0$ , devem ser reescritas como em (4.27), (4.28) e (4.29):

$$\begin{aligned} 0 &\geq P_k^{A,h} \geq (1+p) P_{hist,k}^A \\ 0 &\geq Q_k^{A,h} \geq (1+p) Q_{hist,k}^A \end{aligned} \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned} 0 &\geq P_k^{B,h} \geq (1+p) P_{hist,k}^B \\ 0 &\geq Q_k^{B,h} \geq (1+p) Q_{hist,k}^B \end{aligned} \quad (4.24)$$

$$\begin{aligned} 0 &\geq P_k^{C,h} \geq (1+p) P_{hist,k}^C \\ 0 &\geq Q_k^{C,h} \geq (1+p) Q_{hist,k}^C \end{aligned} \quad (4.25)$$

Tal consideração é de extrema importância para identificar fontes harmônicas e geração distribuída, permitindo a estimação de potência gerada e potência demandada de maneira correta. A partir da estimação de fasores de tensão para cada barra do sistema, a metodologia automaticamente avalia estes sinais dos dados históricos para dada barra (através dos limites considerados nas restrições de igualdade), permitindo que o método se

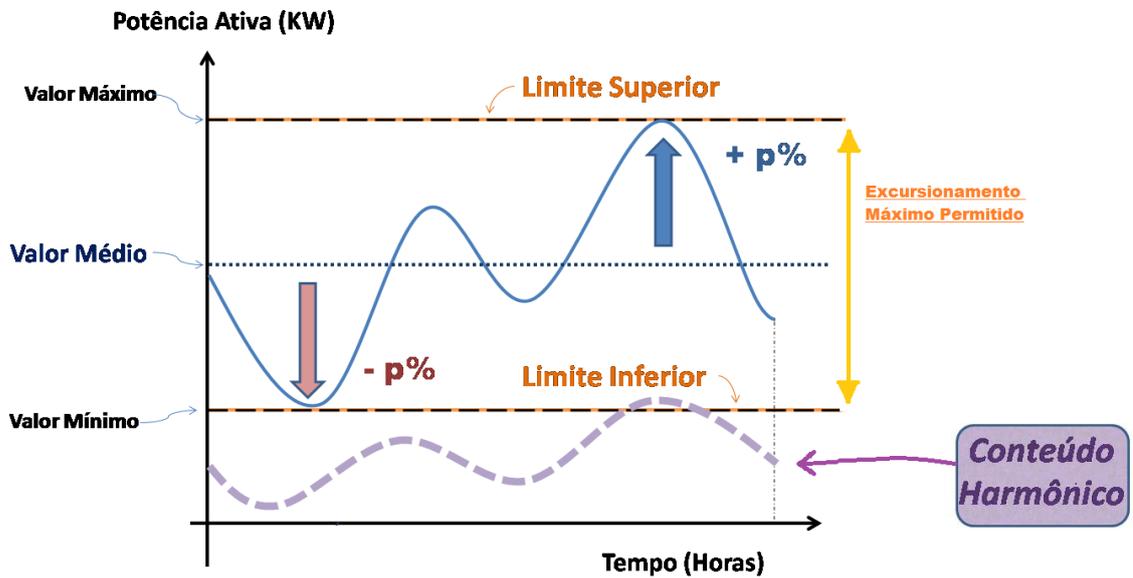


Figura 17 – Excursão Máxima das Restrições com Limite Inferior  $(1 - p) P_{hist,k}$ .

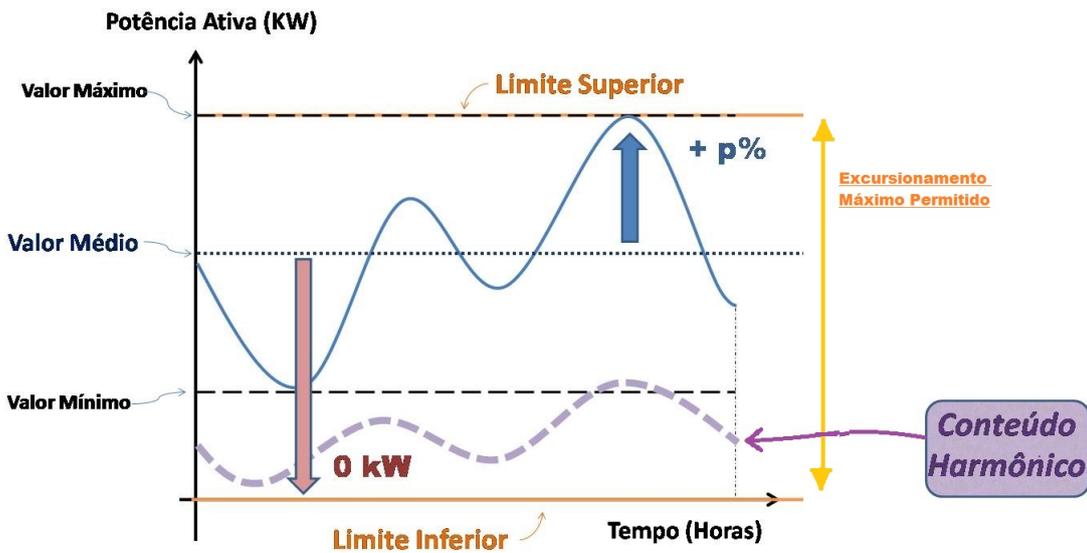


Figura 18 – Excursão Máxima das Restrições com Limite Inferior  $0 \text{ kW}$ .

adéque dentro do excursionamento permitido nas restrições, achando o ponto de operação estimado mais coerente com os dados coletados pelas PMUs. Através dessa consideração também é possível analisar os casos em que  $Q_{hist,k} < 0$  pelo motivo de o fator de potência ser capacitivo ou indutivo.

Paras as barras sem carga, as injeções de corrente real e imaginária,  $I_{k,r}$  e  $I_{k,m}$ , respectivamente, são tratadas como restrições de igualdades como nas equações (4.26), (4.27) e (4.28).

$$\begin{aligned} I_{k,r}^{A,h} &= 0 \\ I_{k,m}^{A,h} &= 0 \end{aligned} \tag{4.26}$$

$$\begin{aligned} I_{k,r}^{B,h} &= 0 \\ I_{k,m}^{B,h} &= 0 \end{aligned} \tag{4.27}$$

$$\begin{aligned} I_{k,r}^{C,h} &= 0 \\ I_{k,m}^{C,h} &= 0 \end{aligned} \tag{4.28}$$

#### 4.7 Forma de Resolução do Problema de Otimização

O método estudado no trabalho contempla um problema de otimização não linear [79] [80]. A implementação desse método de otimização não é o foco do trabalho, sendo apenas uma ferramenta de resolução do problema descrito na metodologia. Portanto, pode-se haver flexibilidade na escolha do algoritmo a ser usada na resolução do problema.

Para os testes que virão a seguir no presente documento, será usado o Método de Pontos Interiores Barreira Logarítmica. O método descrito no Apêndice D, em forma de resumo, é implementado na *toolbox* denominada *fmincon* do próprio programa MATLAB, sendo essa ferramenta utilizada para a realização da etapa de otimização vislumbrada a partir da formulação proposta para estimação de estado. O *fmincon* utiliza o método de pontos interiores valendo-se do método Barreira Logarítmica, assim como é explicitado na própria página do programa:

- [mathworks.com/help/optim/ug/fmincon-interior-point-algorithm-with-analytic-hessian.html](https://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon-interior-point-algorithm-with-analytic-hessian.html)

A tolerância para a convergência usada neste trabalho será de  $10^{-6}$ .

## 5 ESTUDO DE CASOS

Para validar a metodologia descrita no Capítulo 4, serão considerados três sistemas testes do IEEE com PMUs instaladas e equipamentos FACTS alocados ao longo da rede primária de distribuição. Os sistemas serão os seguintes:

1. Sistema de teste IEEE com 15 barras modificado com dados no Apêndice A;
2. Sistema de teste IEEE com 33 barras modificado com dados no Apêndice B;
3. Sistema de teste IEEE com 123 barras modificado com dados no Apêndice C.

Para os sistemas analisados, os equipamentos FACTS instalados nas redes radiais, terão seus dados apresentados juntos aos respectivos sistemas aos quais estão conectados. Sabe-se que esses equipamentos são conectados em barras consideradas críticas através de um estudo de estabilidade de tensão, visando controlabilidade dessas barras. Porém, não sendo o objetivo principal do presente trabalho, os equipamentos FACTS foram colocados nas redes a fim de mostrar a iteração destes geradores de harmônicos com o sistema de distribuição, mostrando eficiência da metodologia em identificá-los independente da posição dos mesmos nas redes.

O principal objetivo almejado será testar se o estimador se adéqua às variações na curva de carga do sistema, testando as restrições do problema de otimização para todas as harmônicas.

Os estudos realizados neste trabalho irão considerar leitura de fasores até no máximo a 15<sup>a</sup> ordem harmônica, seguindo as recomendações previstas pelo ONS em aplicações de PMUs no Brasil [77].

### 5.1 Etapas para a Realização dos Testes

Para a realização dos estudos de casos neste capítulo, os procedimentos enumerados no fluxograma da Figura 19 devem ser realizados.

O primeiro passo é decidir qual o espectro harmônico será usado. Isto é, até que ordem harmônica será considerada no estudo.

No bloco 1 do fluxograma, um fluxo de potência harmônico é usado com o intuito de obter informações acerca da rede de distribuição sob análise. O fluxo harmônico usado é descrito na referência [34].

A partir do fluxo, irão ser obtidos dados que seriam na prática obtidas pelas PMUs nas barras nas quais elas estão instaladas. Na modelagem computacional, irão ser coletados dados de correntes de linhas e tensões harmônicas retirados do fluxo de potência harmônico. Esta etapa é representada no fluxograma pelo bloco 2a.

Sabe-se que, na prática, estes valores não serão obtidos através de um fluxo, mas serão medidas em tempo real das PMUs, que irá processar um sinal senoidal distorcido por harmônicas e ruídos. Cada componente harmônico será extraído usando Análise de Fourier.

Deve-se extrair do fluxo não somente as informações obtidas pelas PMUs, mas também os dados de potência ativa e reativa das barras não monitoradas pelas PMUs. Esses dados, na prática serão dados mensais e médios fornecidos pelas concessionárias de energia elétrica. Este processo é representado pelo bloco 2b.

Em 3a, define-se o vetor de medidas  $Z$ , contendo todas as medições realizadas pelas PMUs. Em 3b, define-se todos dados históricos que serão usados para as barras não monitoradas.

No bloco 4, define-se o problema de otimização não linear com sua função objetivo, almejando diminuir a diferença dos valores medidos e os valores que serão estimados pela metodologia, respeitando as restrições de desigualdades que serão modeladas a partir dos dados históricos.

O processo de inicialização se dá sabendo que na primeira iteração os valores estimados pela metodologia ainda são desconhecidos, mas devem obedecer à topologia da rede e sequência de fase correspondente para cada harmônica, visto que a modelagem é trifásica.

Por fim, calcula-se os valores a serem estimados em função dos estados iniciais. Obviamente, esses valores não serão iguais aos valores medidos pelas PMUs, levando o problema a ser resolvido iterativamente.

O desenvolvimento da metodologia considera o uso da *toolbox* do programa MATLAB, chamada *fmincon*, que é capaz de resolver problemas de otimização não linear com restrições de desigualdade. O método selecionado pela *fmincon* é o Método de Pontos Interiores.

Uma vez que a função for minimizada, os valores estimados estarão próximos aos valores medidos pelas PMUs. Desta forma, se o somatório das diferenças quadráticas ponderadas for menor que uma tolerância considerada no problema de otimização, o estado mais provável do sistema será obtido para todas as frequências sob análise.

A tolerância usada no processo de otimização usando a *fmincon* será  $10^{-6}$  para todas as simulações.

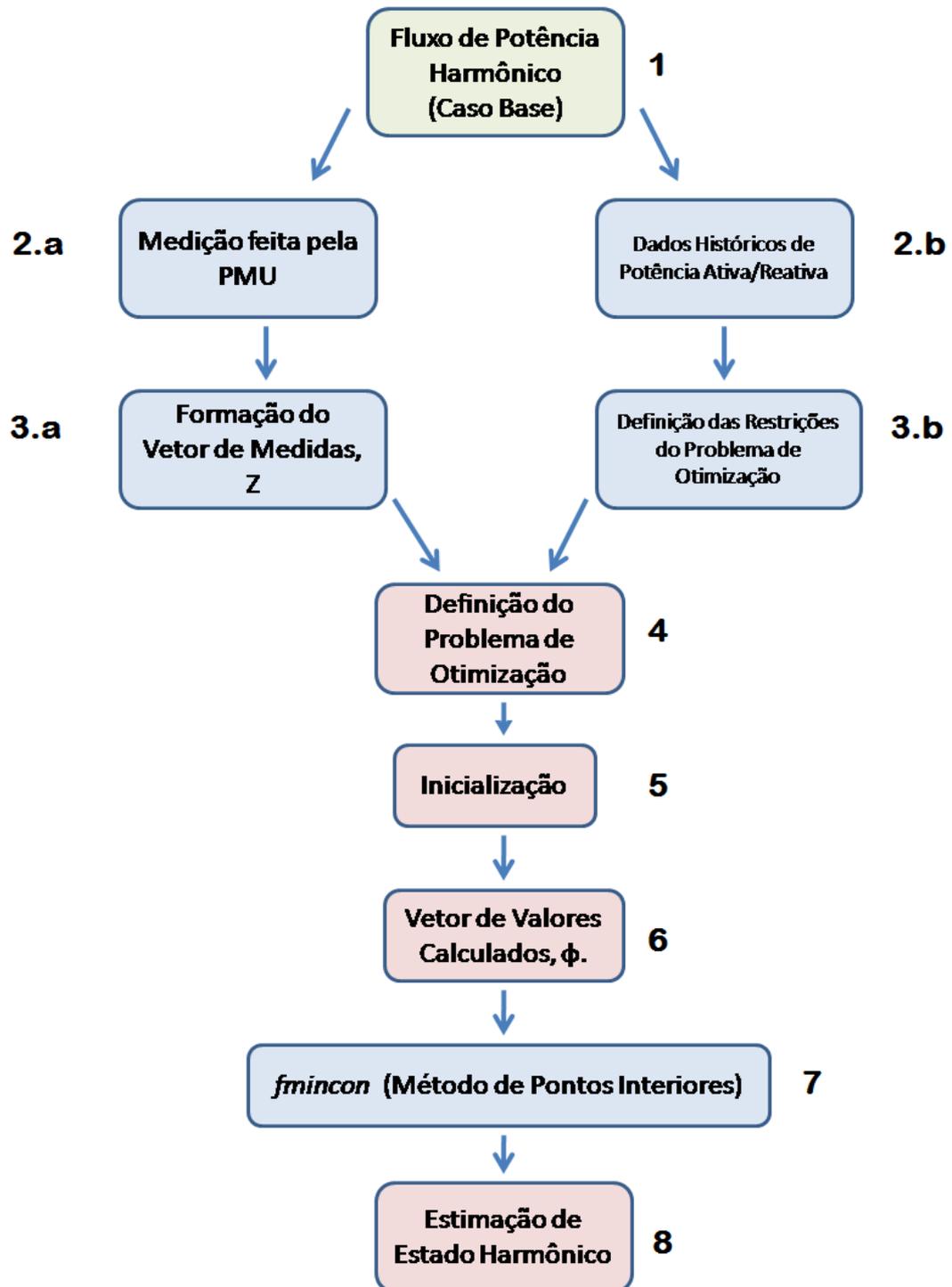


Figura 19 – Fluxograma para a Realização dos Estudo de Casos.

## 5.2 Sistema de 15 Barras

Sendo o sistema de 15 barras IEEE um equivalente monofásico, as modificações para os testes trifásicos foram as seguintes:

1. Repetir os valores de impedâncias próprias da fase A para as fases B e C;
2. Considerar as impedâncias mútuas AB, BC e CA iguais (Dados do Apêndice A);
3. Desequilibrar a carga das fases da seguinte forma:
  - a) Fase A mantém os dados de carga disponibilizados pelo IEEE;
  - b) Fase B terá a carga da fase A dividida por 2;
  - c) Fase C terá a carga da fase A dividida por 10;

Uma ilustração representativa do sistema é mostrada na Figura 20, em que há um SVC conectado na barra 5, sendo uma fonte harmônica para o sistema. As PMUs estão localizadas nas barras 1 e 13.

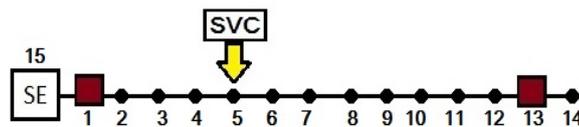


Figura 20 – Sistema IEEE 15 barras modificado.

Esse sistema possui 15 barras, sendo a barra 15 a barra de geração, tensão de 12,66 kV e potência base de 1 MVA.

### 5.2.1 Plano de Medição

As medições realizadas pelas PMUs, localizadas nas barras 1 e 13, serão tensões nodais e correntes passantes nas linhas conectadas às PMUs. Estas grandezas elétricas serão lidas por um número finito de componentes harmônicas consideradas sob análise.

As análises serão feitas considerando a frequência fundamental até a 11<sup>a</sup> harmônica, para este primeiro teste.

Pode-se considerar que para cada medida realizada pela PMU, uma ampla amostragem de dados redundantes com Distribuição Gaussiana será obtida. Estes dados, sujeitos à adição de erros sistemáticos, possibilitam a obtenção da média,  $\mu$ , e covariância,  $\sigma^2$ , desta amostragem.

Os valores adotados para estes erros sistemáticos são diferentes para medidas de corrente e tensão. Para tensão, serão adotados valores randômicos de um sinal de ruído branco com amplitude 0.8% e para corrente, 0.4% [36].

Tabela 4 – Plano de Medição para a Fase A.

$N^{\circ}$	Medida (pu)
1	$V_1$
2	$V_{13}$
3	$I_{1-2}$
4	$I_{2-3}$
5	$I_{12-13}$
6	$I_{13-14}$

Tabela 5 – Plano de Medição para a Fase B.

$N^{\circ}$	Medida (pu)
1	$V_1$
2	$V_{13}$
3	$I_{1-2}$
4	$I_{2-3}$
5	$I_{12-13}$
6	$I_{13-14}$

Tabela 6 – Plano de Medição para a Fase C.

$N^{\circ}$	Medida (pu)
1	$V_1$
2	$V_{13}$
3	$I_{1-2}$
4	$I_{2-3}$
5	$I_{12-13}$
6	$I_{13-14}$

### 5.2.2 Teste do Estimador Harmônico

Para realizar os testes, as medições serão aquelas disponibilizadas *online* pelas PMUs através do Plano de Medição apresentado nas Tabelas 4, 5 e 6 e as pseudo medidas serão os dados históricos usados a fim de restaurar a observabilidade da rede.

Os dados de carga disponibilizados no Apêndice A serão considerados como os valores históricos para potência ativa e reativa.

Para melhor organização do documento, os resultados serão mostrados da seguinte forma:

1. Resultados detalhados de tensão, ângulo nas barras; potências ativa e reativa detalhados para cada frequência até a 5<sup>a</sup> ordem, com seus respectivos erros de estimação;
2. Resultados para valores absolutos de tensões nodais para demais frequências, com o respectivo erro associado à estimação;
3. Resultados para Índice de Distorção Harmônica para as três fases.

O objetivo deste primeiro teste será mostrar que a partir dos valores de tensão e ângulos estimados pode-se obter outras grandezas nodais e ramais, como potências ativa e reativa em cada barra e até mesmo índice de distorção harmônica total.

Deve ser lembrado que a metodologia estima primeiramente as correntes  $I_{km}$  passantes nas linhas, almejando aumentar a robustez do estimador, porém através das equações 4.10, 4.11 e 4.12, disponibilizadas no Capítulo 4, é possível obter os valores estimados de fasores de tensões.

Os valores de tensão serão exibidos com mais ênfase, sendo os valores de tensão, comumente mais usados para avaliar estados operativos com normas reguladoras prevendo valores aceitáveis geralmente entre 0.95 pu e 1.05 pu , para estados operativos normais.

Os resultados dos testes realizados para o sistema de 15 barras serão apresentados nas Figuras 21-68.

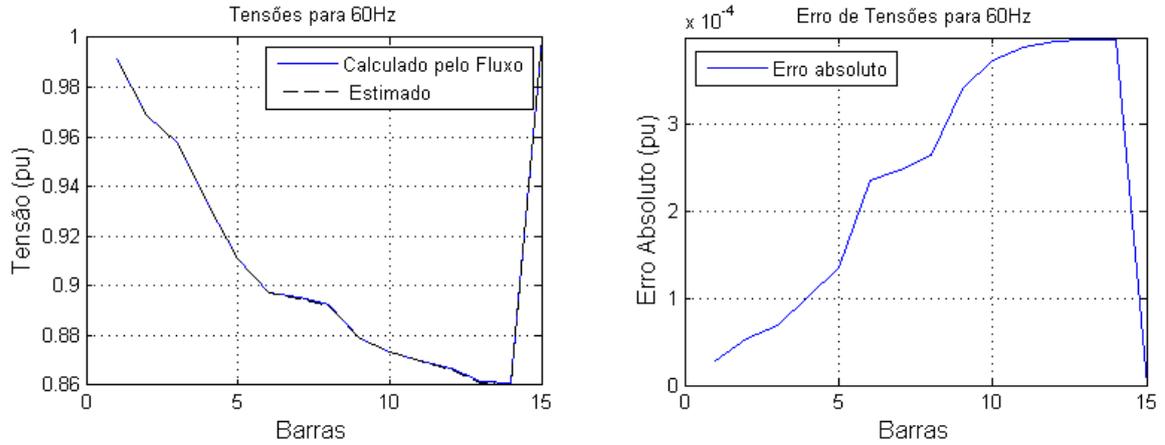


Figura 21 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

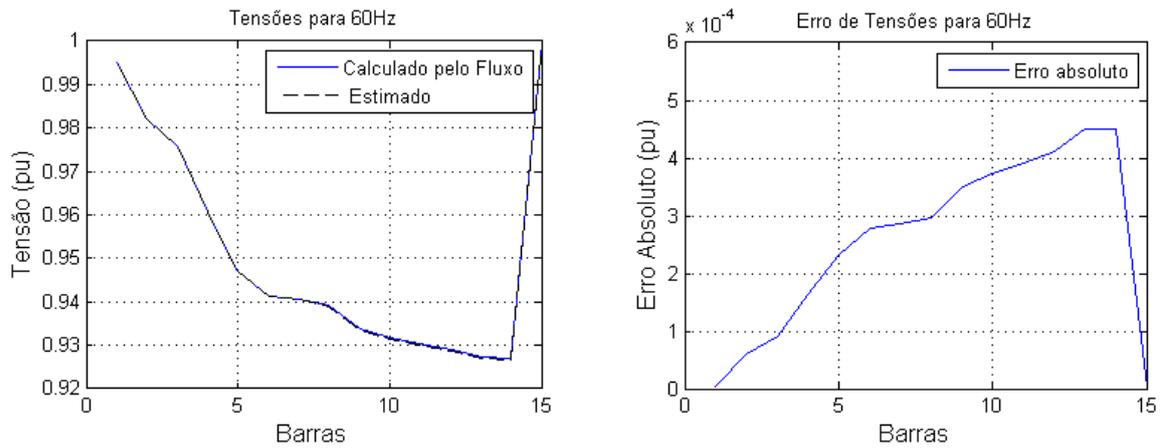


Figura 22 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

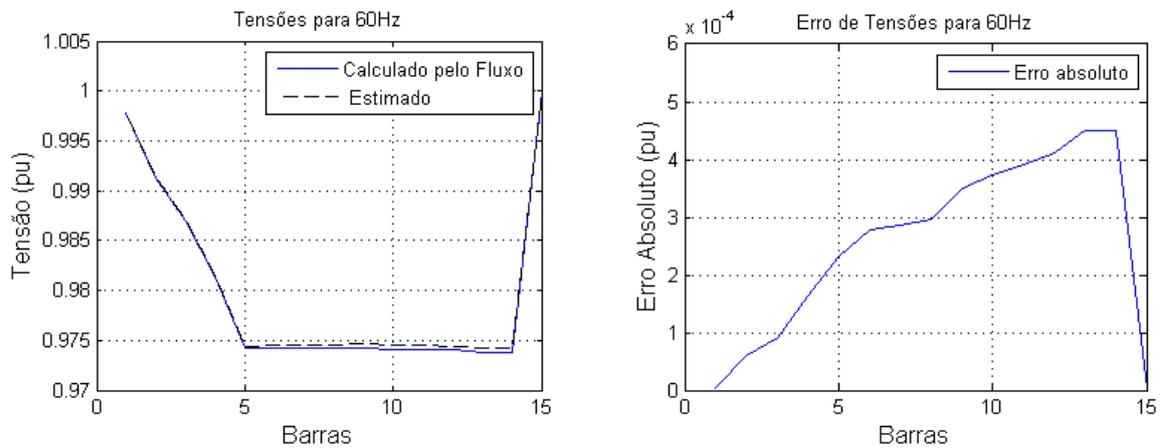


Figura 23 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

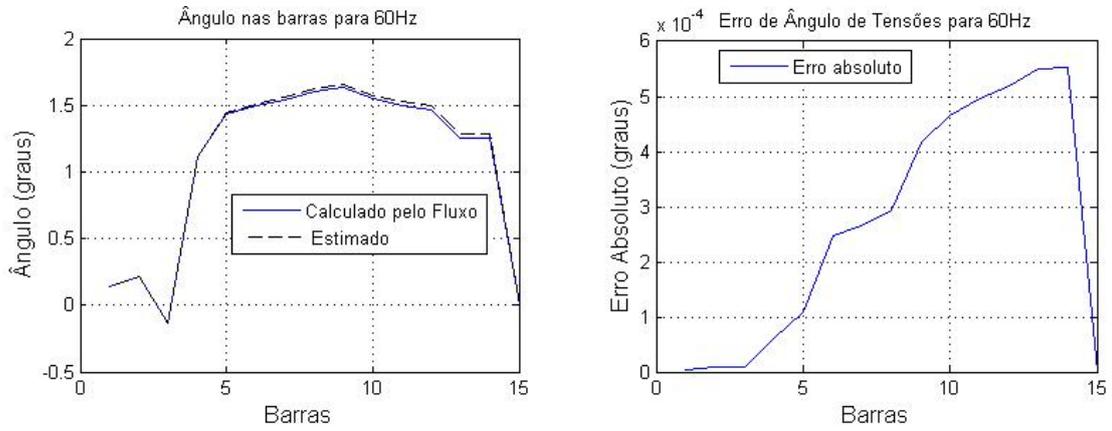


Figura 24 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

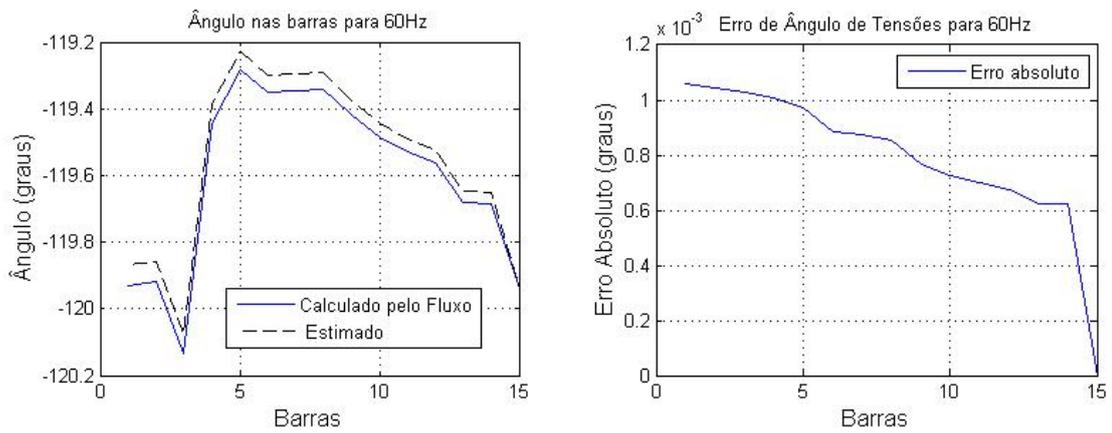


Figura 25 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

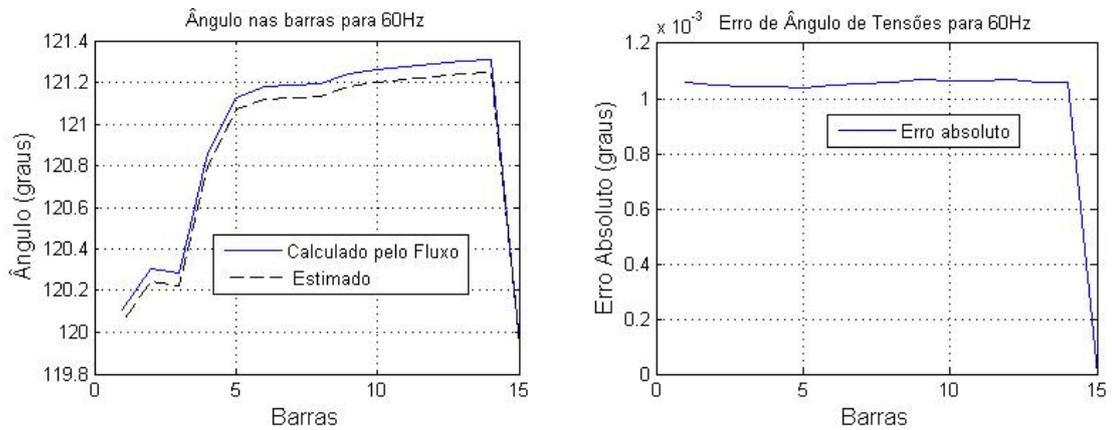


Figura 26 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

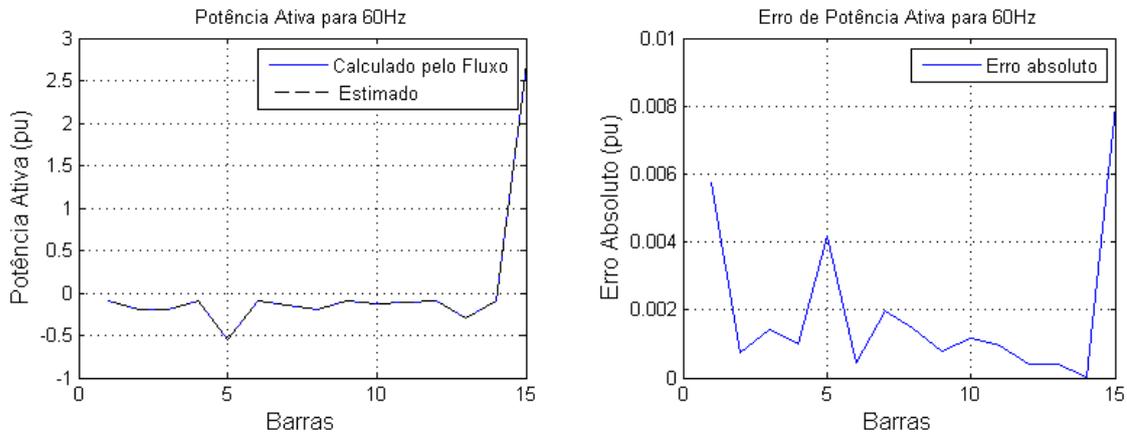


Figura 27 – Potência Ativa da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

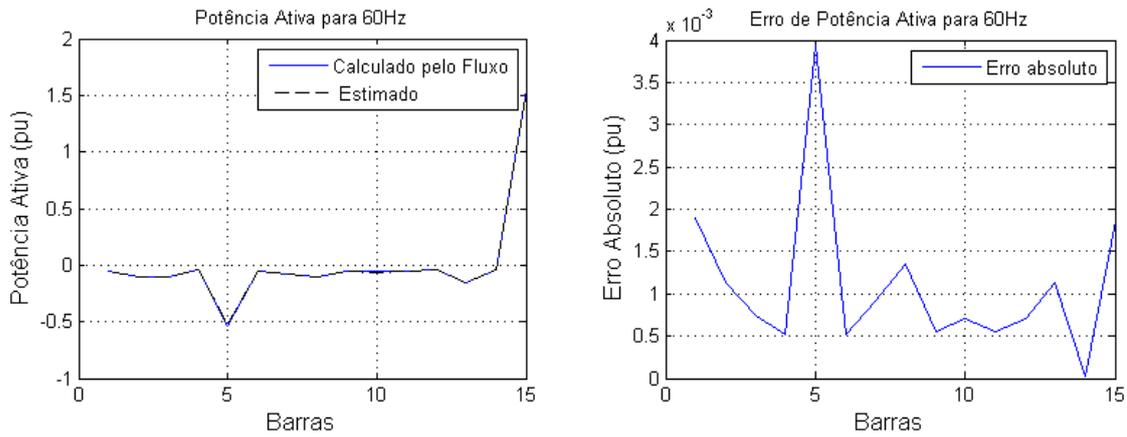


Figura 28 – Potência Ativa da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

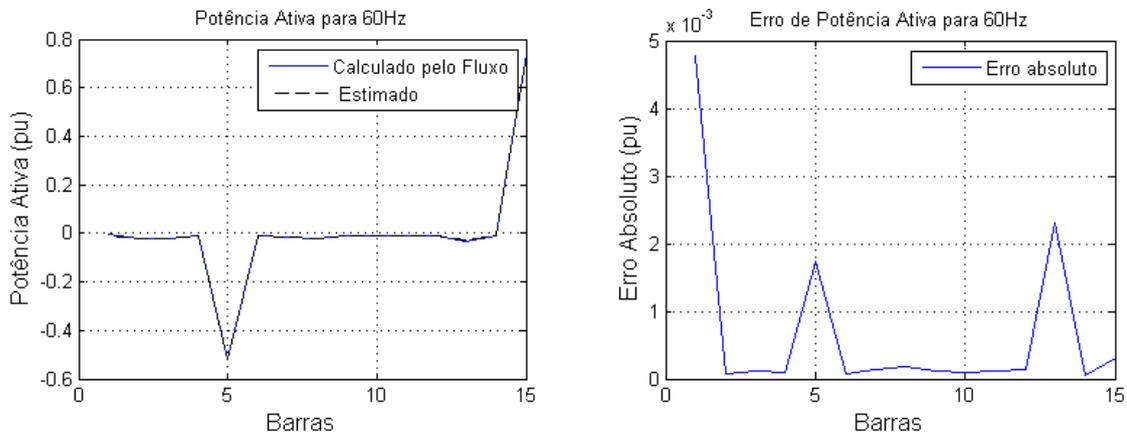


Figura 29 – Potência Ativa da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

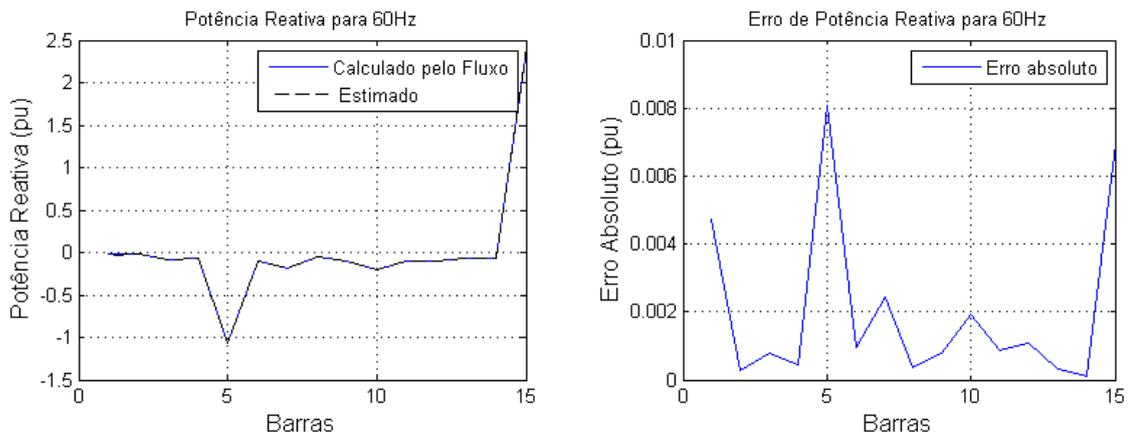


Figura 30 – Potência Reativa da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

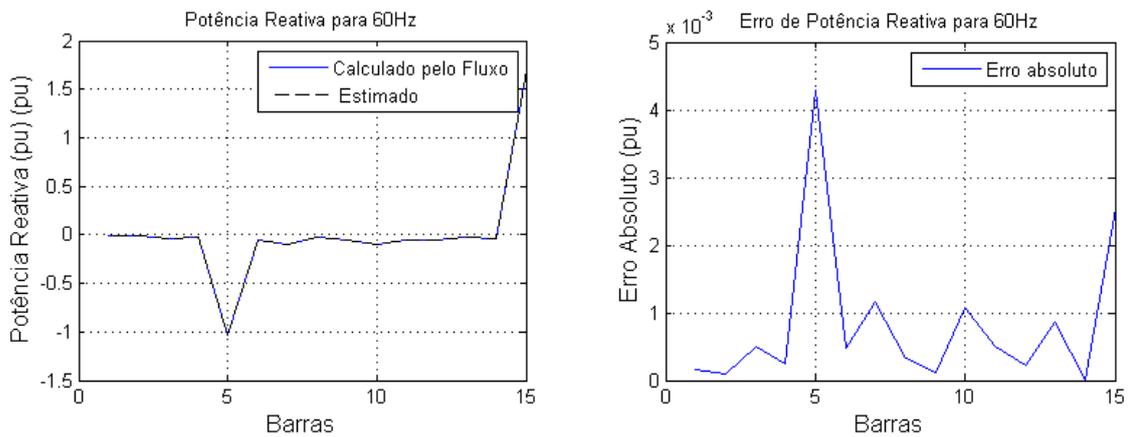


Figura 31 – Potência Reativa da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

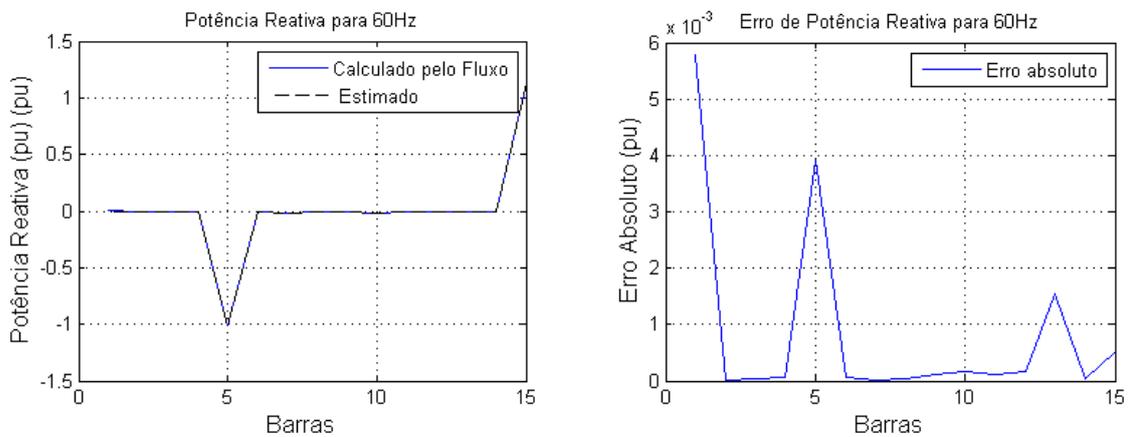


Figura 32 – Potência Reativa da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

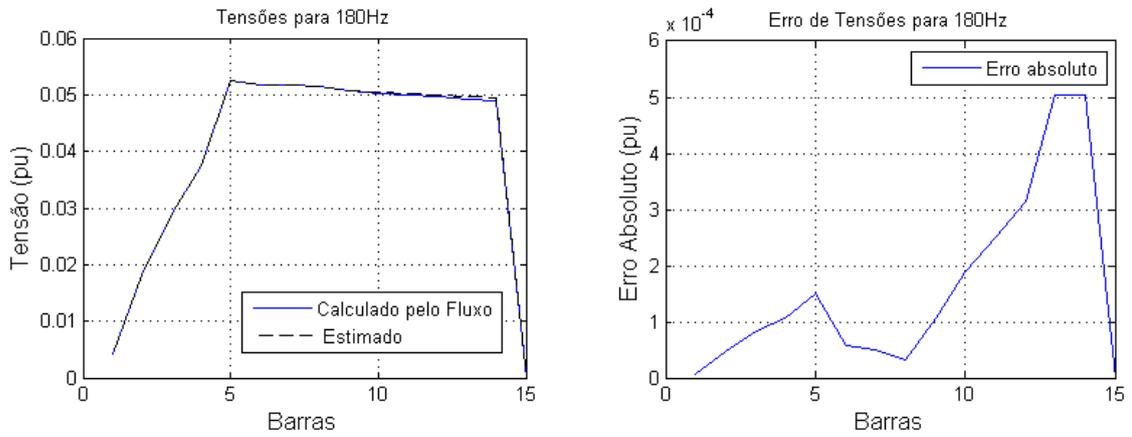


Figura 33 – Tensões da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

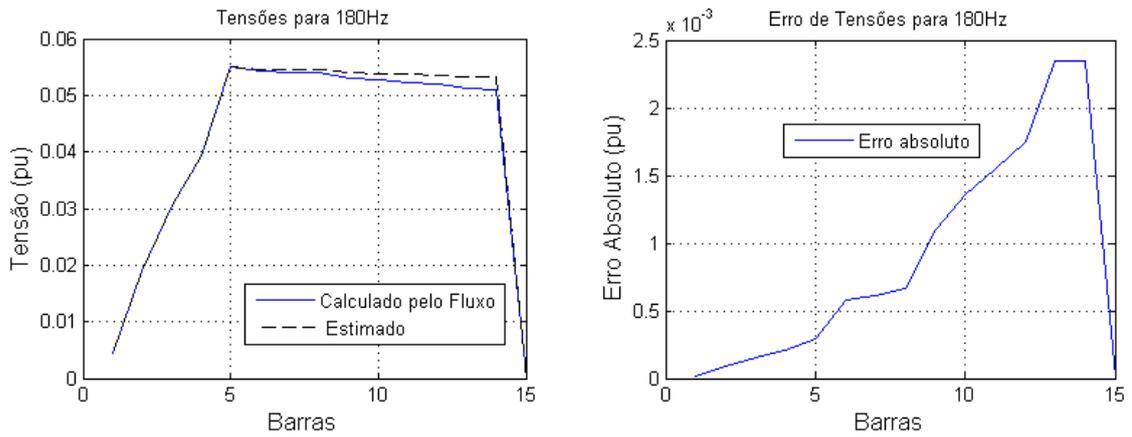


Figura 34 – Tensões da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

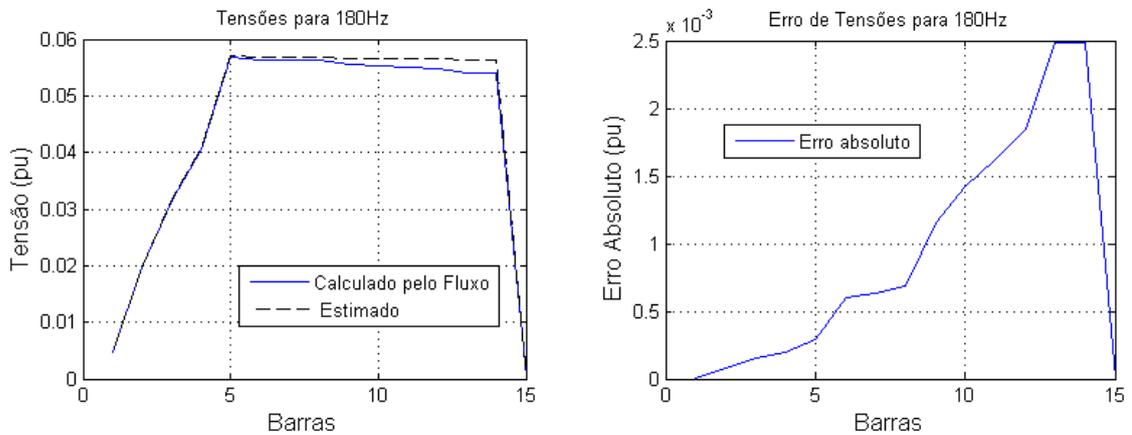


Figura 35 – Tensões da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

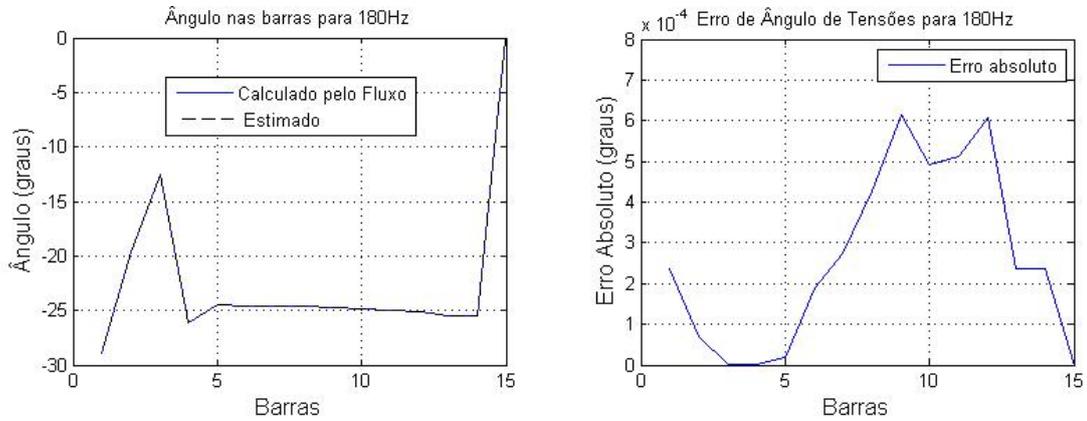


Figura 36 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

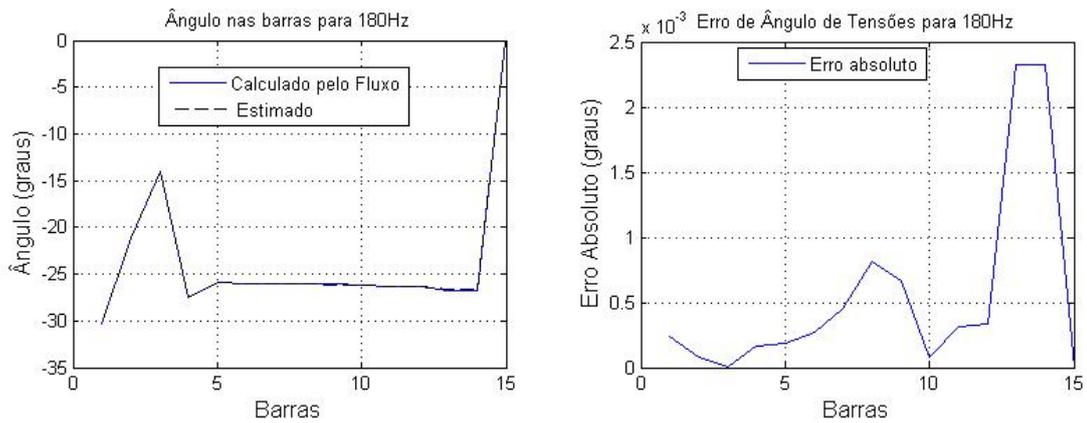


Figura 37 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

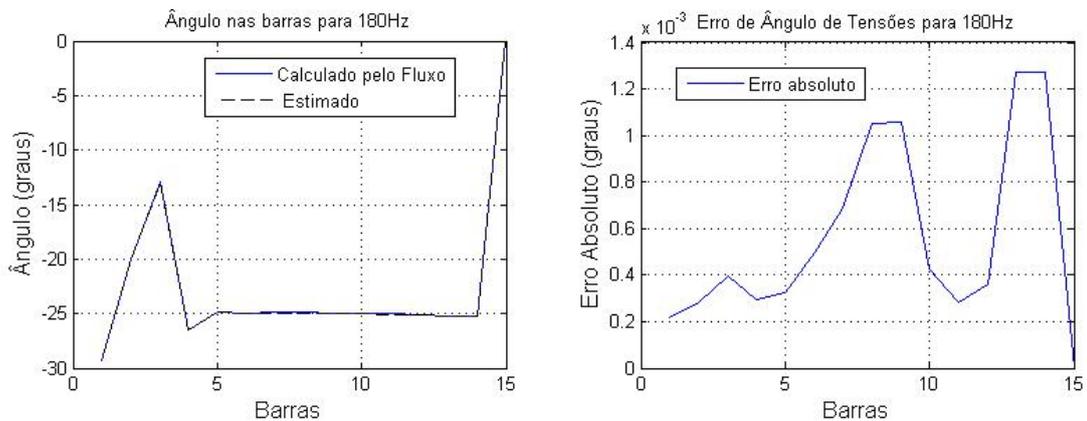


Figura 38 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

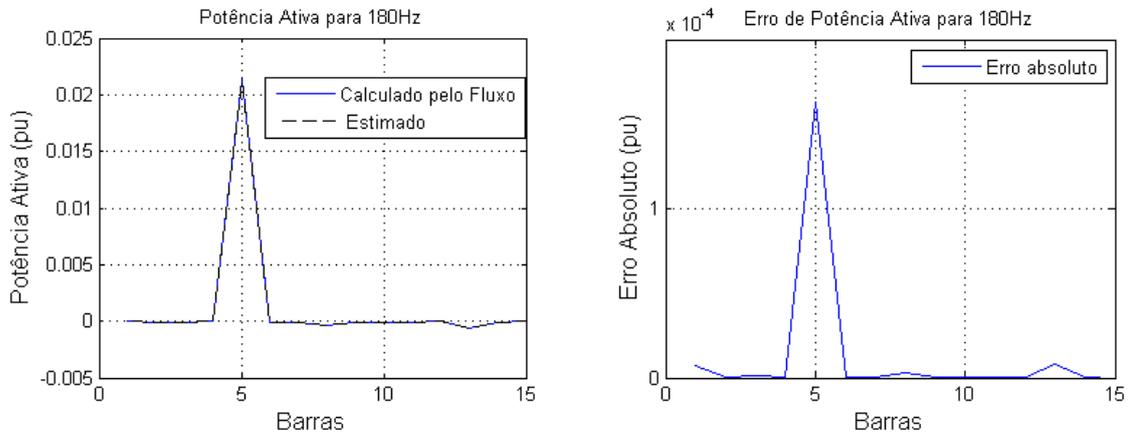


Figura 39 – Potência Ativa da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

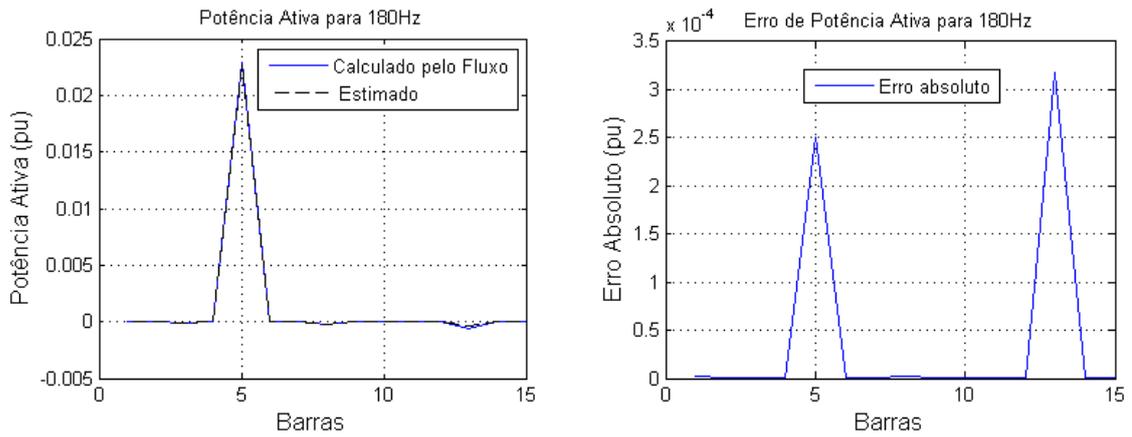


Figura 40 – Potência Ativa da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

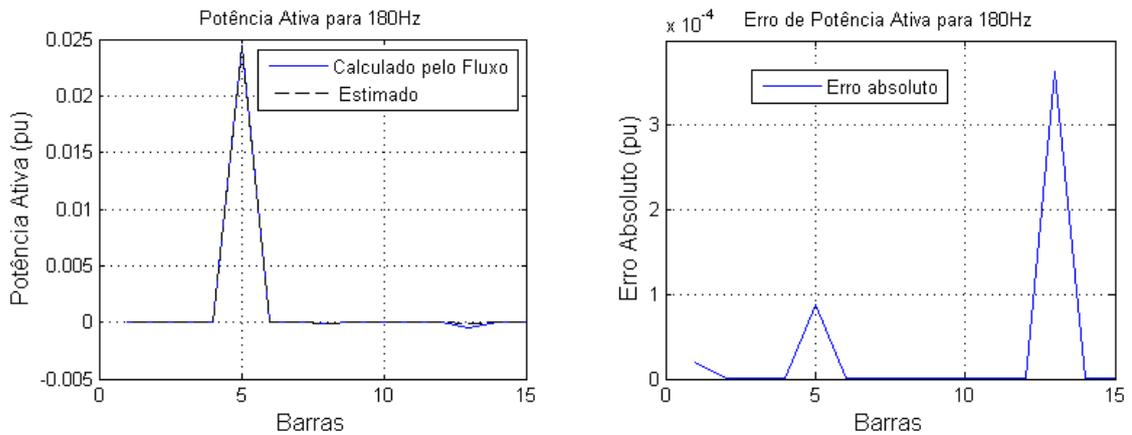


Figura 41 – Potência Ativa da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

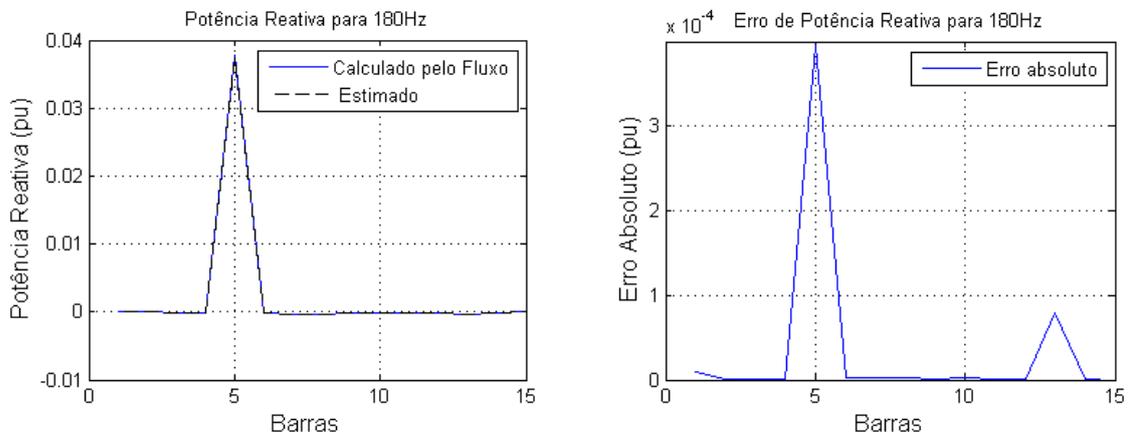


Figura 42 – Potência Reativa da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

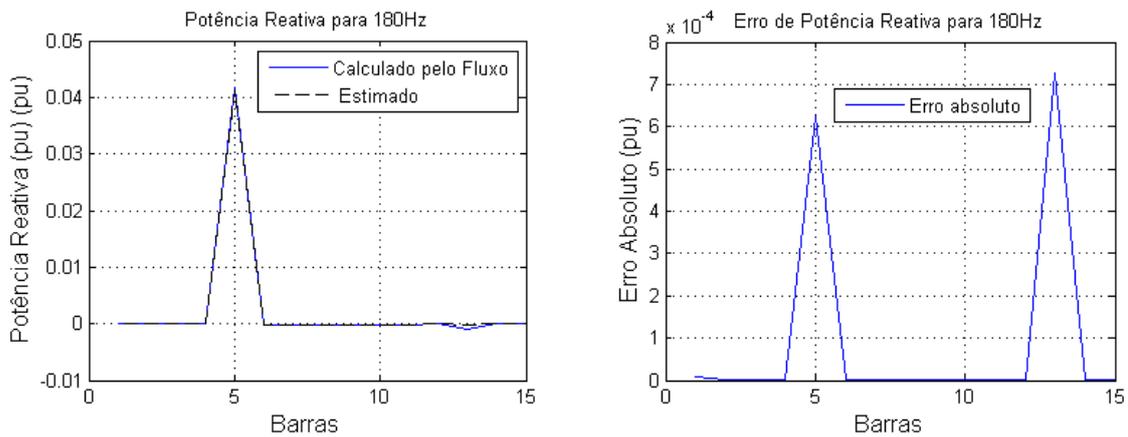


Figura 43 – Potência Reativa da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

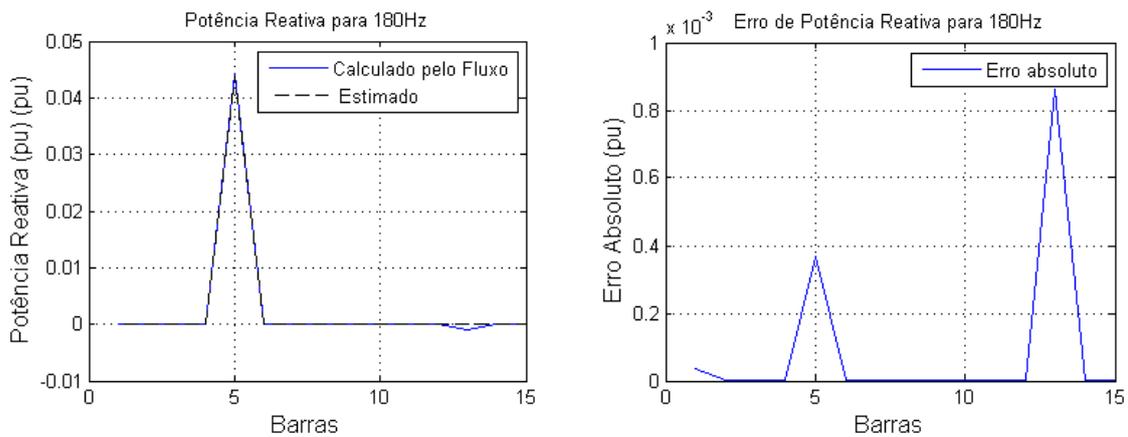


Figura 44 – Potência Reativa da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

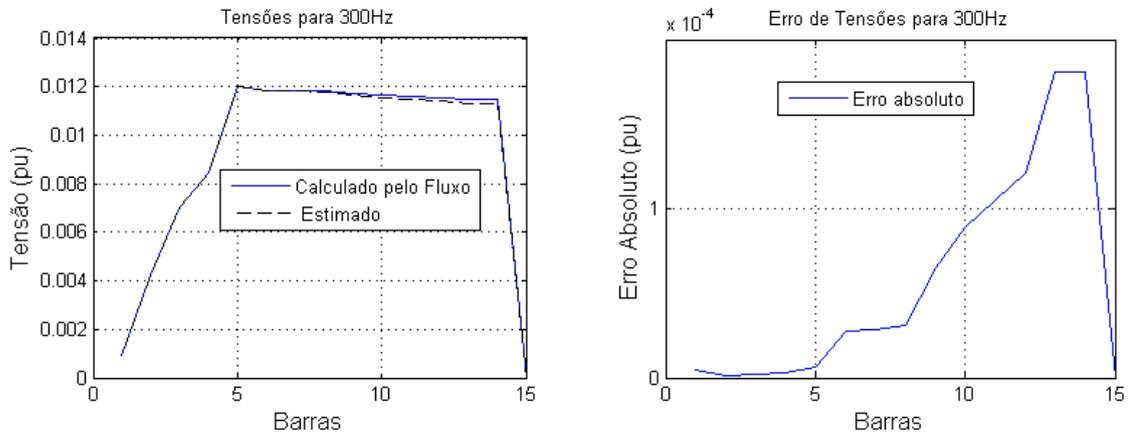


Figura 45 – Tensões da Fase A ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

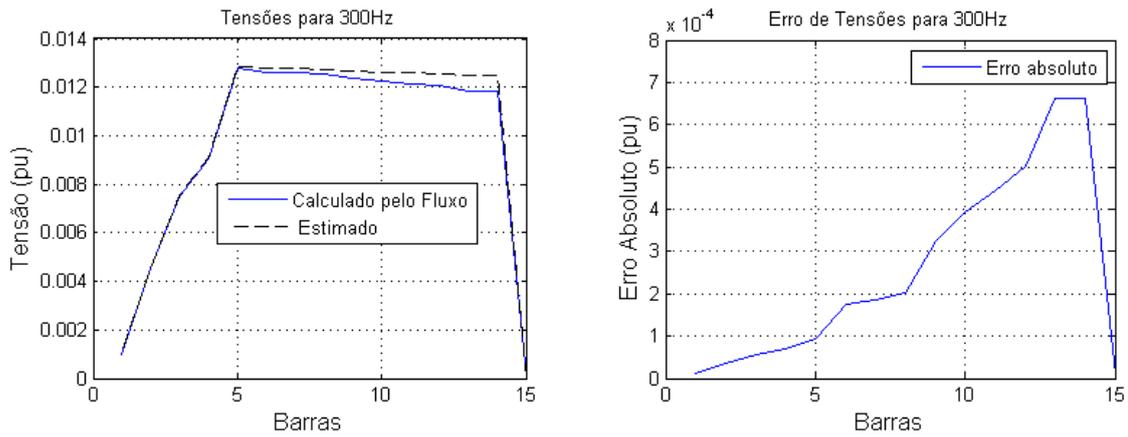


Figura 46 – Tensões da Fase B ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

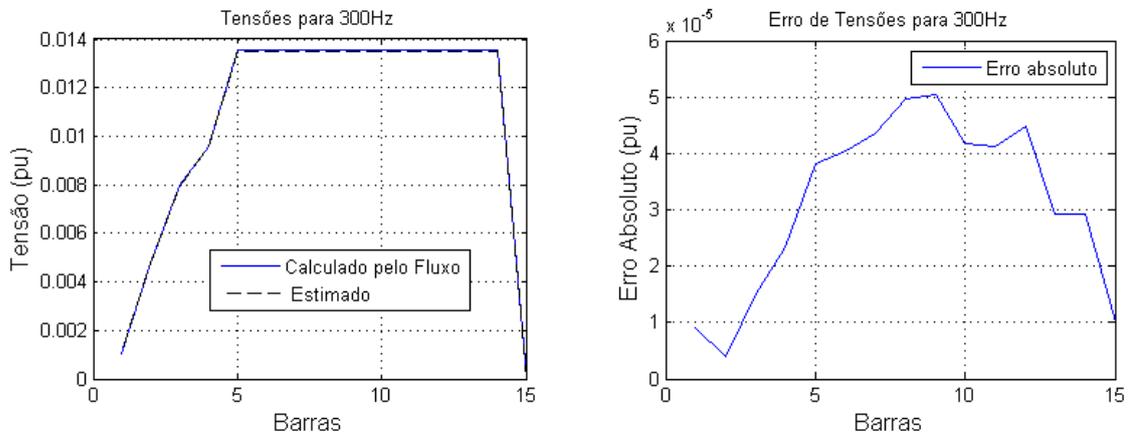


Figura 47 – Tensões da Fase C ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

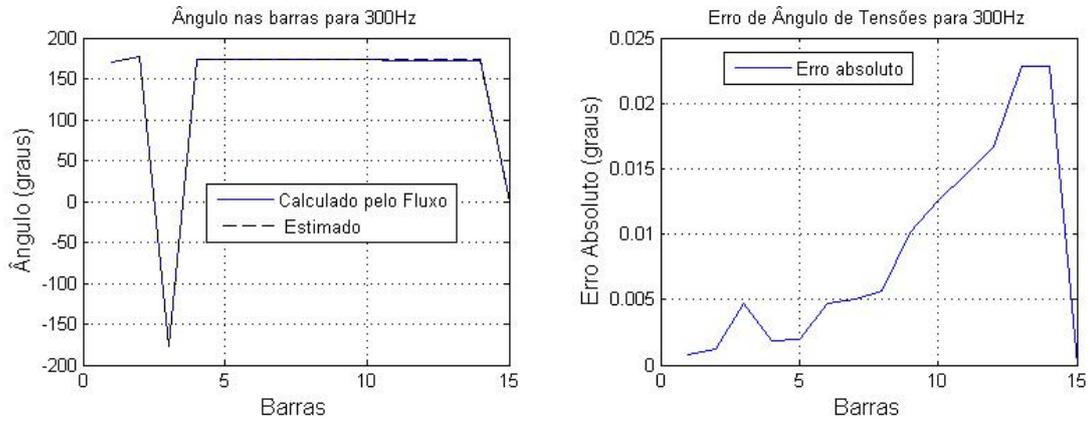


Figura 48 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $5^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

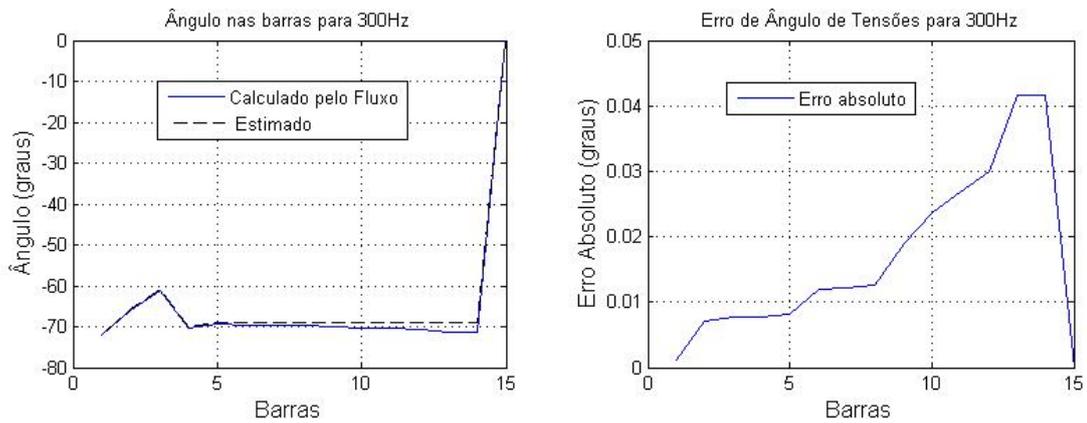


Figura 49 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $5^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

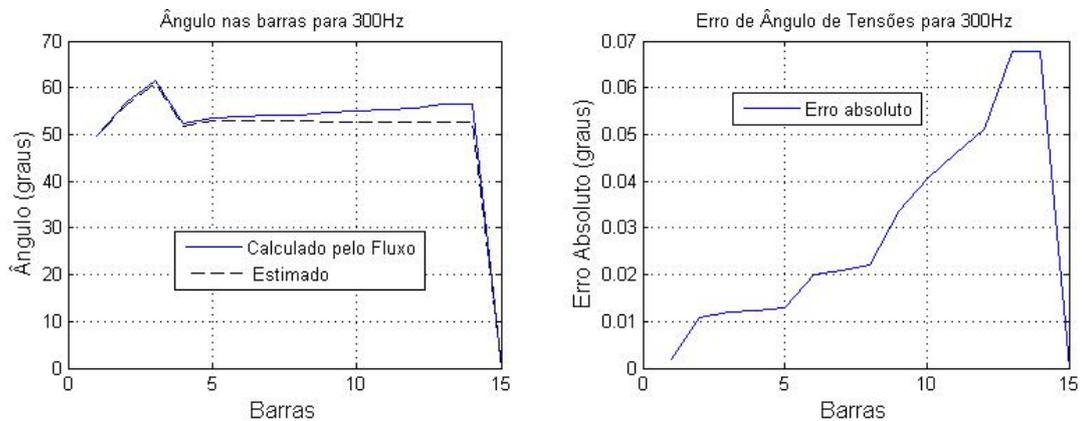


Figura 50 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $5^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

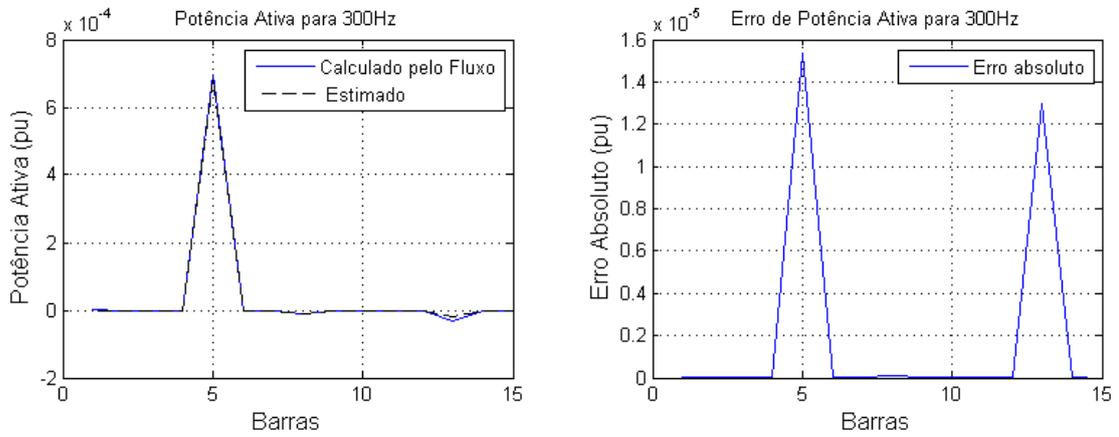


Figura 51 – Potência Ativa da Fase A ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

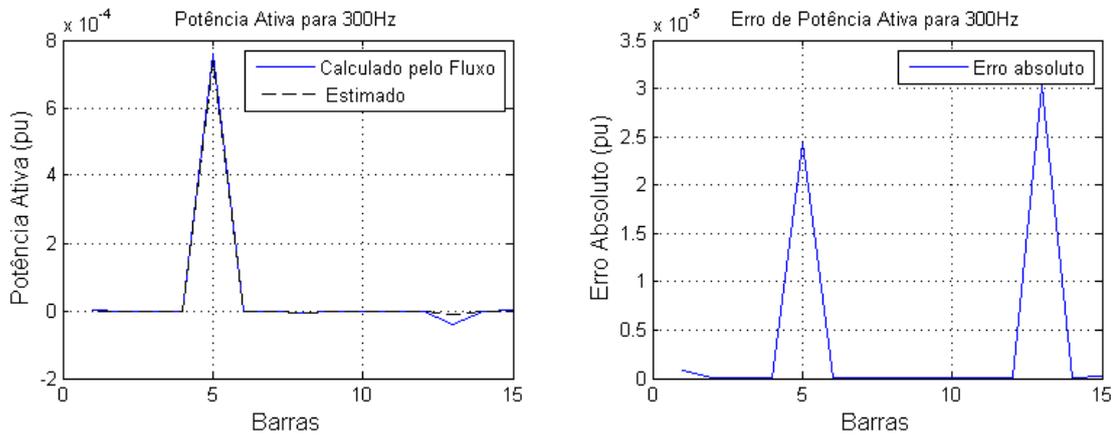


Figura 52 – Potência Ativa da Fase B ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

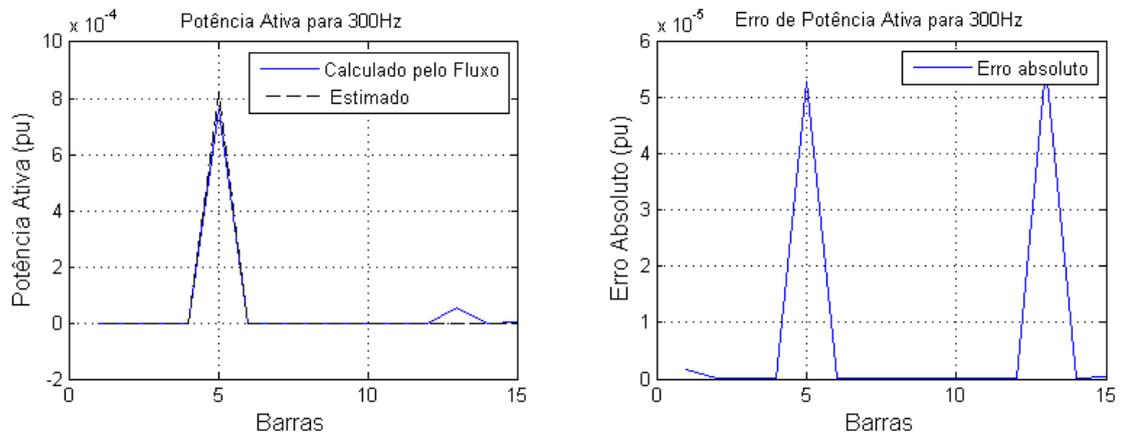


Figura 53 – Potência Ativa da Fase C ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

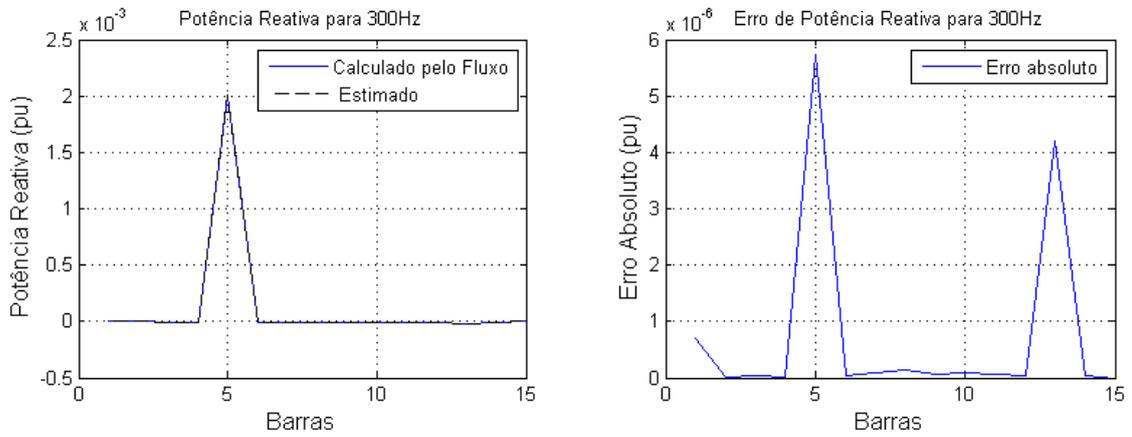


Figura 54 – Potência Reativa da Fase A ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

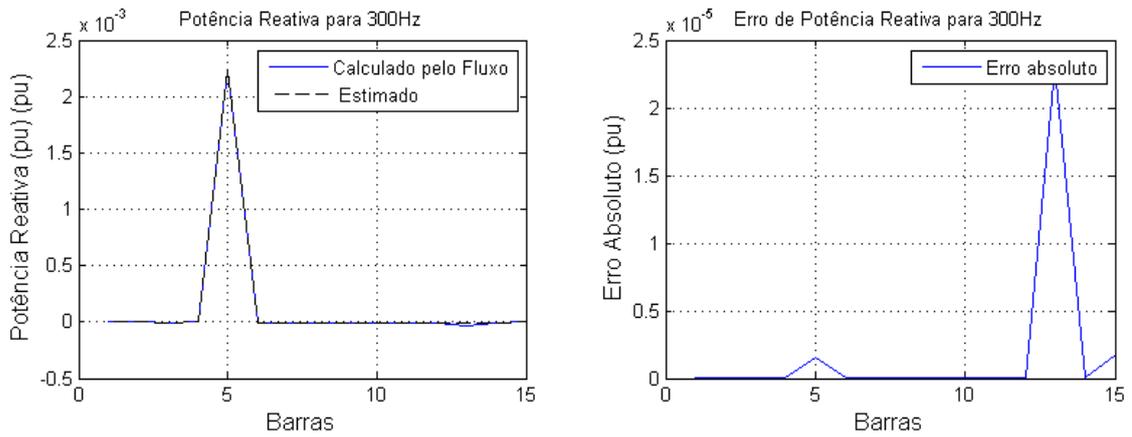


Figura 55 – Potência Reativa da Fase B ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

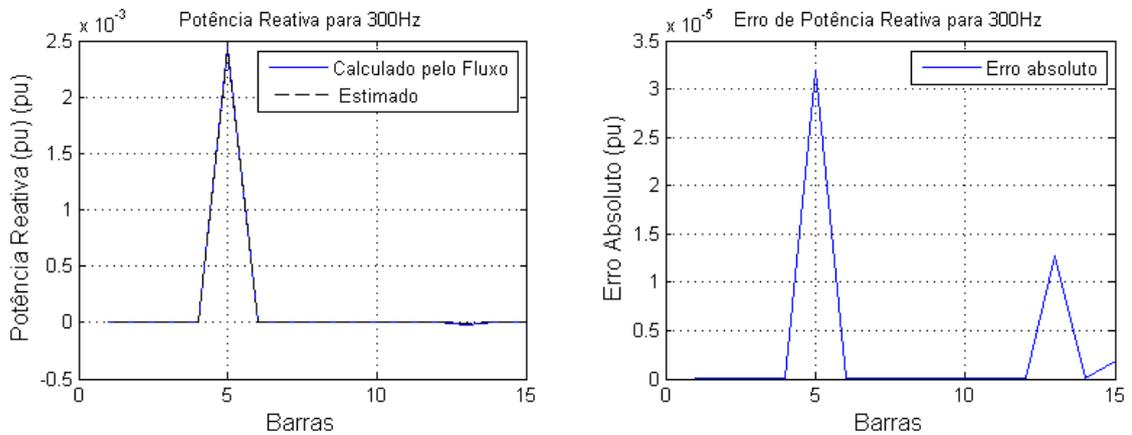


Figura 56 – Potência Reativa da Fase C ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

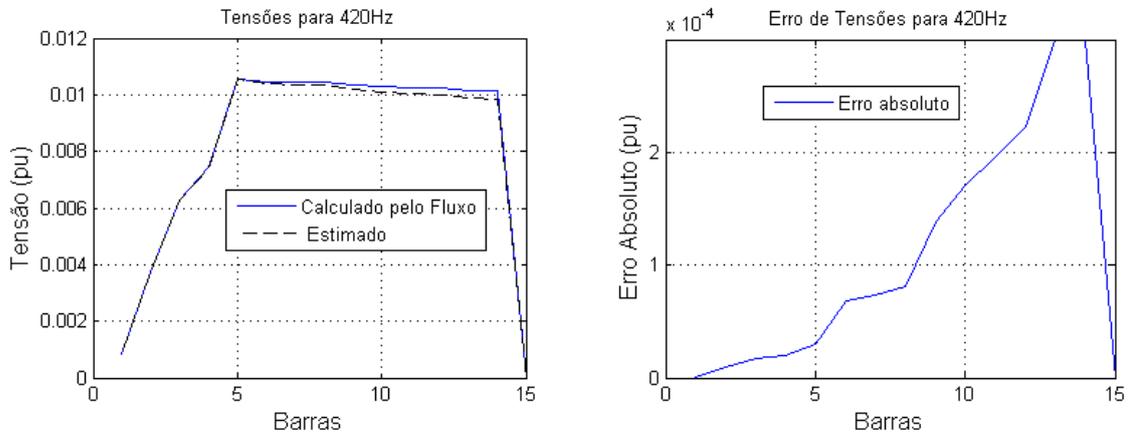


Figura 57 – Tensões da Fase A ( $7^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

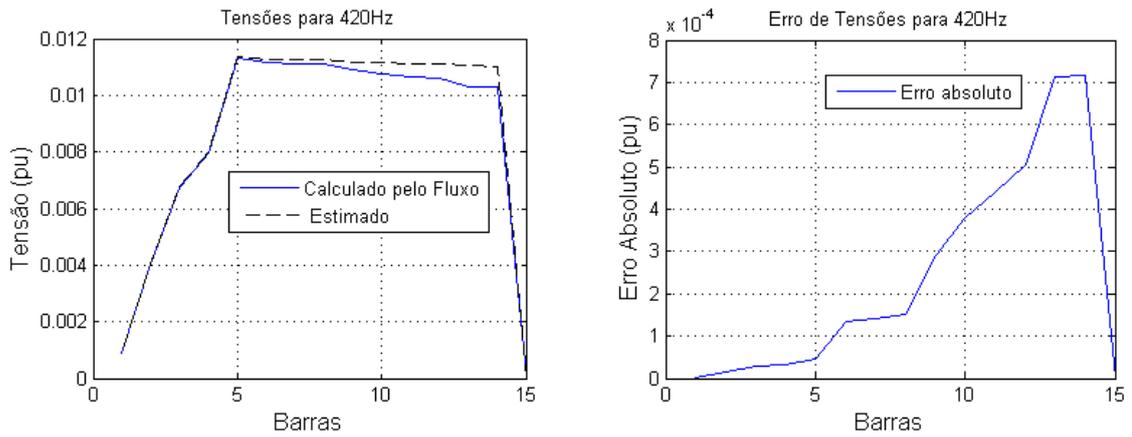


Figura 58 – Tensões da Fase B ( $7^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

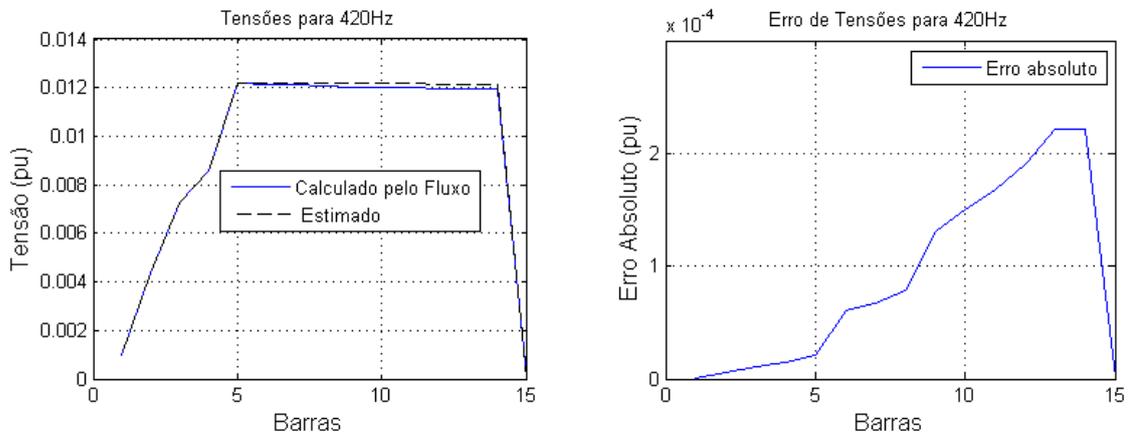


Figura 59 – Tensões da Fase C ( $7^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

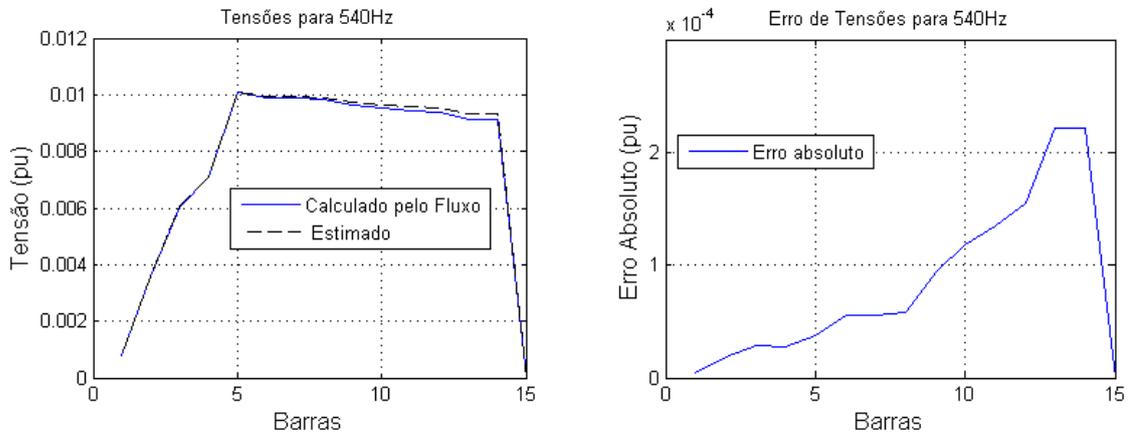


Figura 60 – Tensões da Fase A ( $9^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

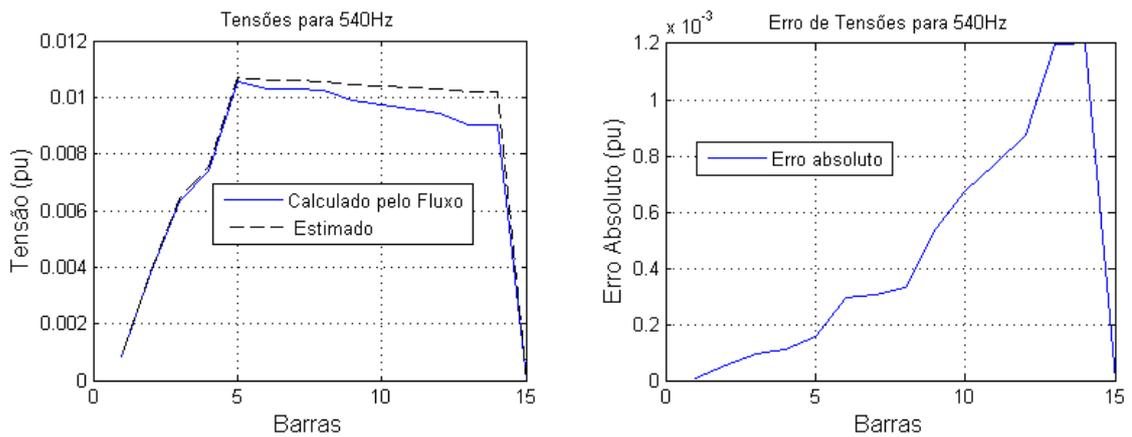


Figura 61 – Tensões da Fase B ( $9^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

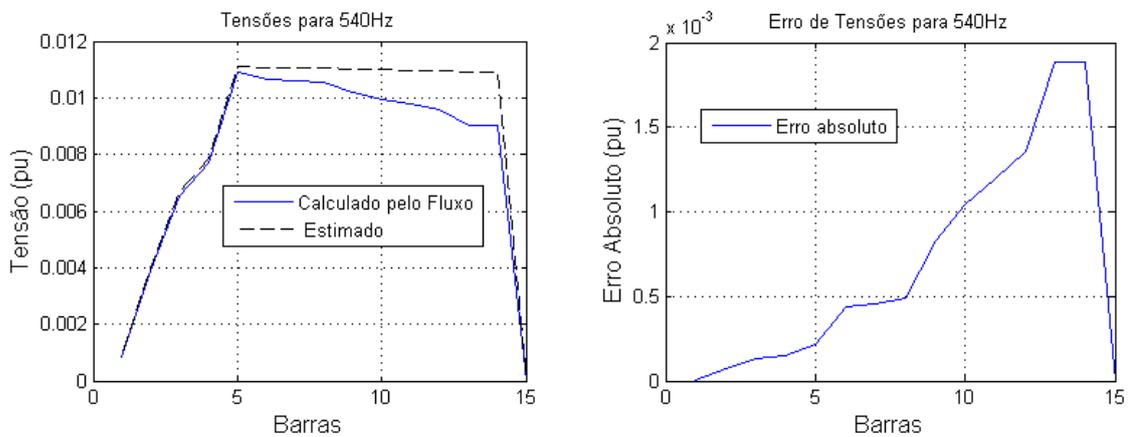


Figura 62 – Tensões da Fase C ( $9^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

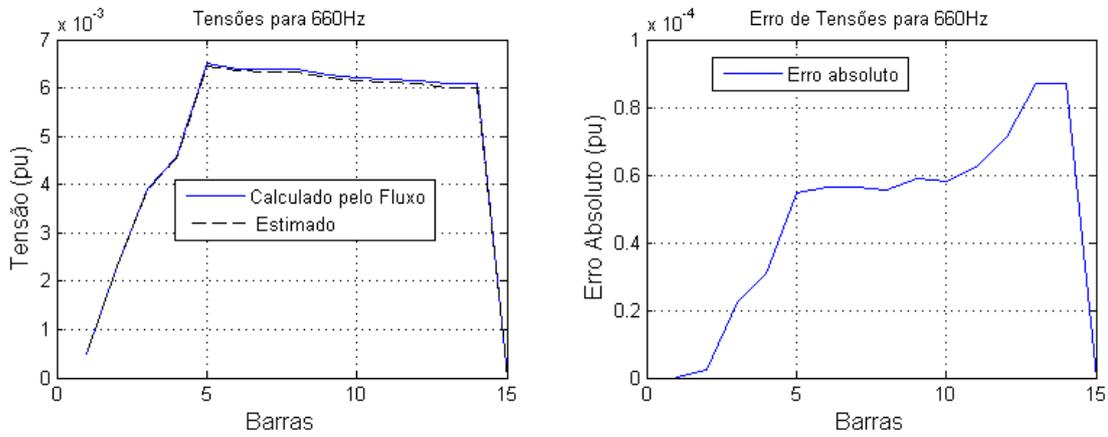


Figura 63 – Tensões da Fase A ( $11^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

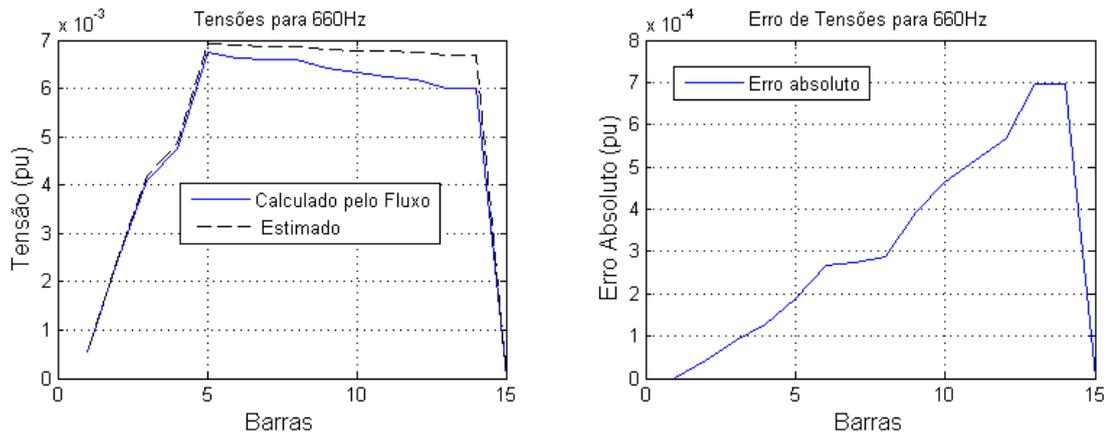


Figura 64 – Tensões da Fase B ( $11^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

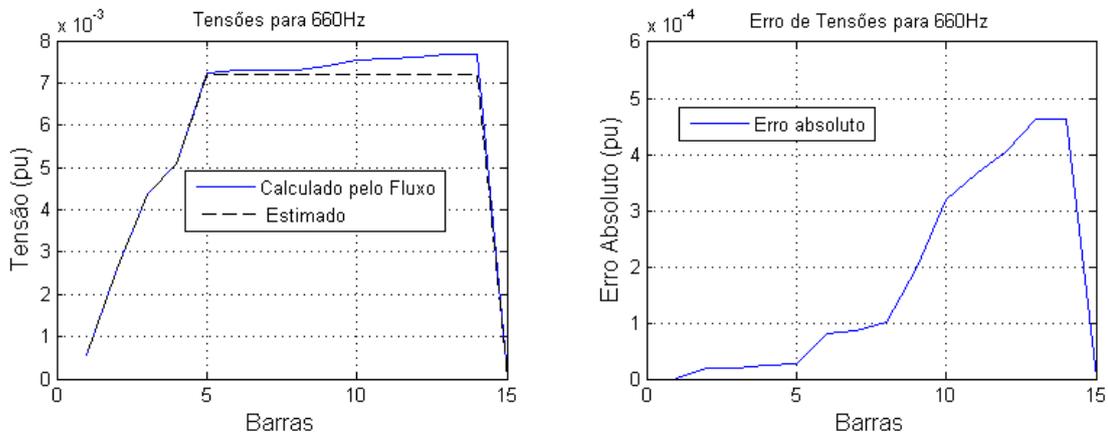


Figura 65 – Tensões da Fase C ( $11^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 15 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

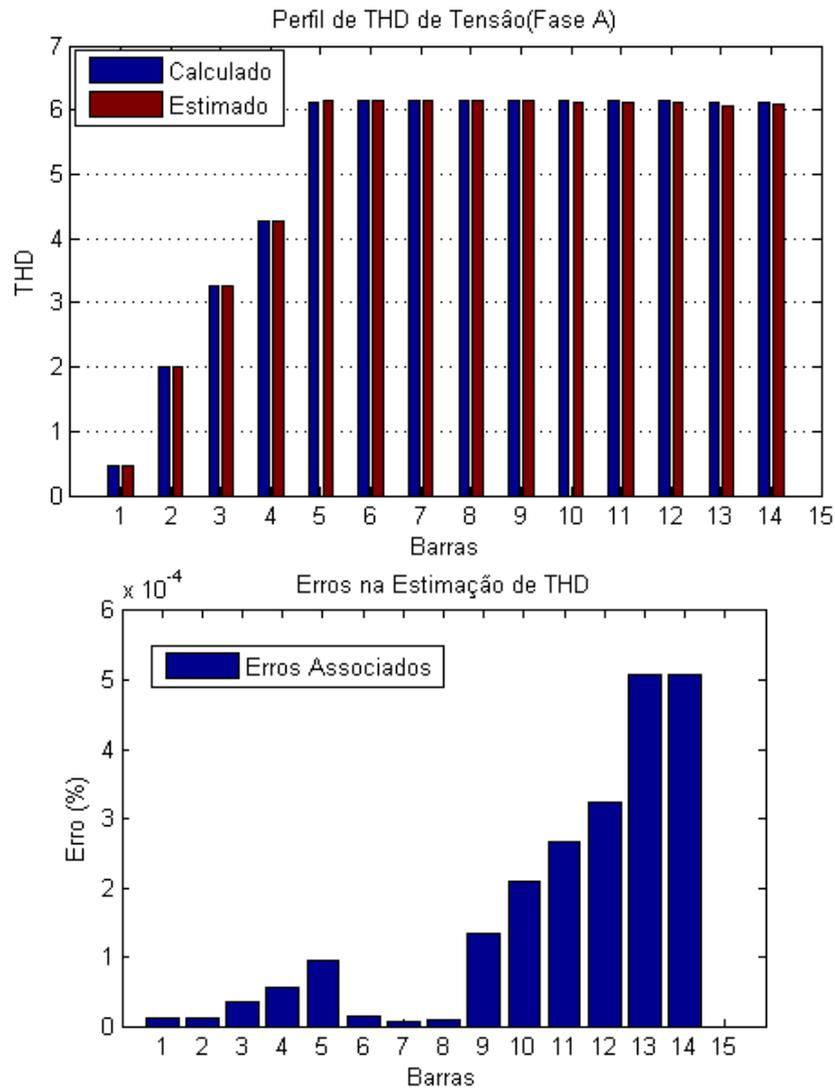


Figura 66 – Perfil de THD de Tensão para fase A, com respectivos erros de estimação.

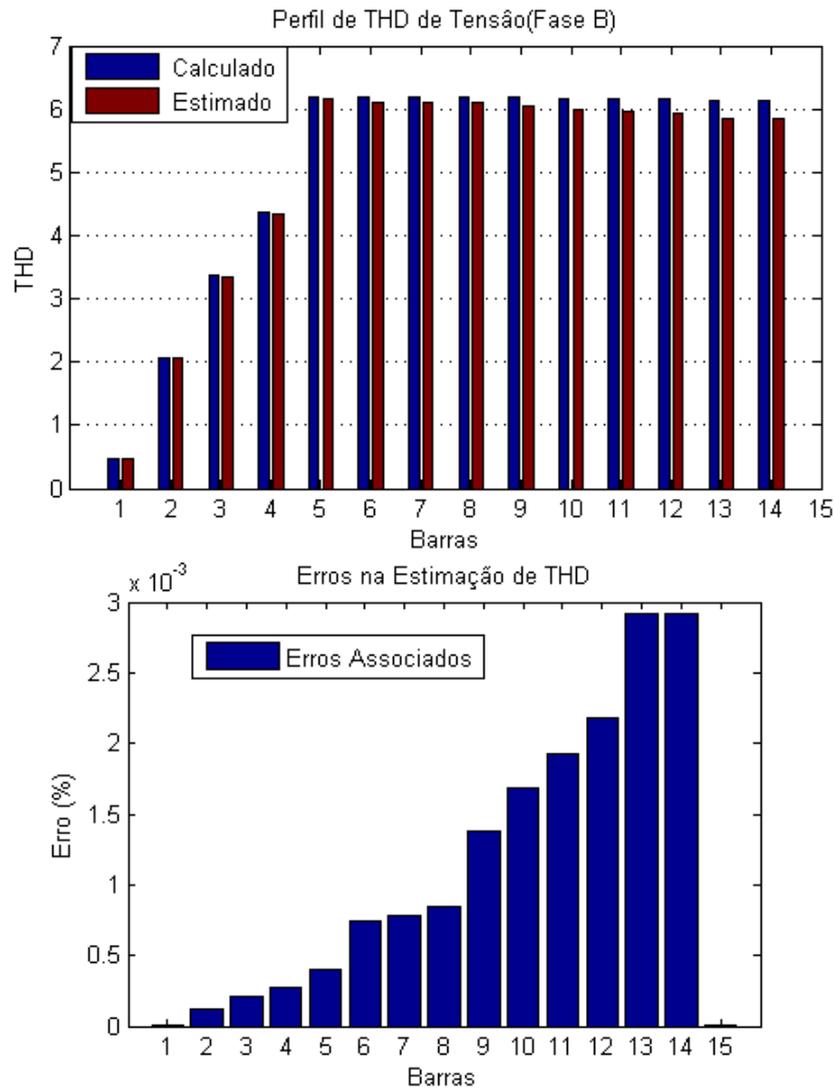


Figura 67 – Perfil de THD de Tensão para fase B, com respectivos erros de estimação.

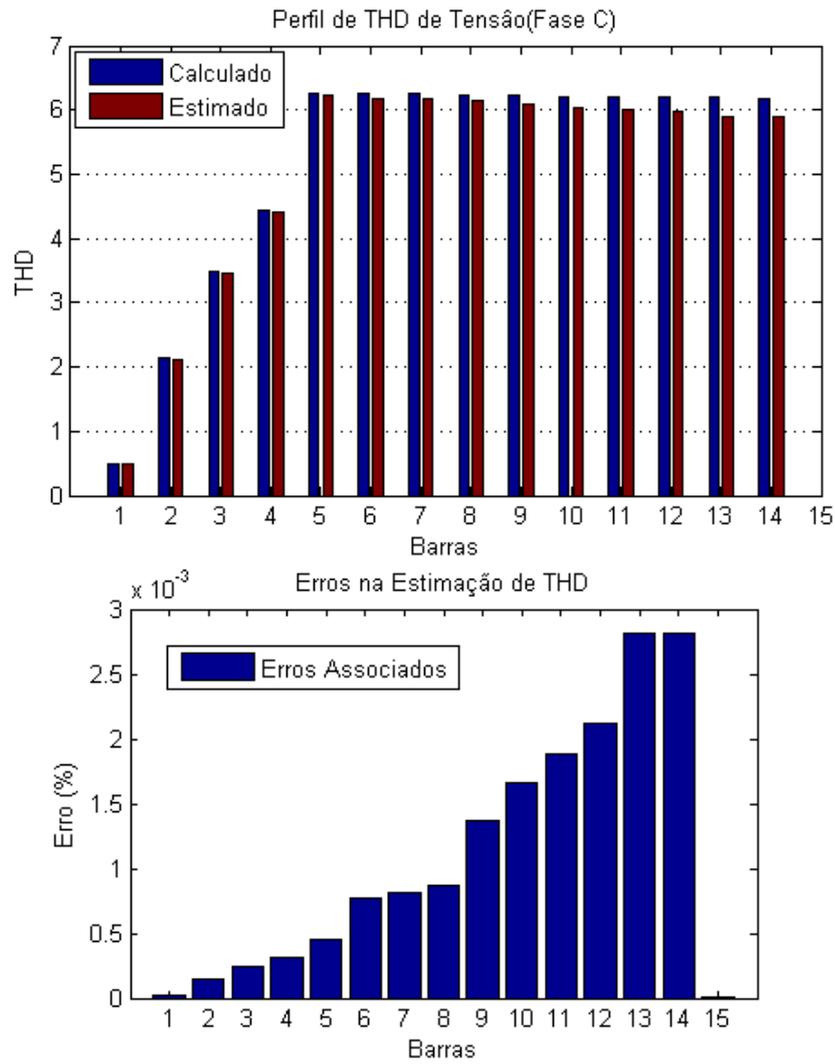


Figura 68 – Perfil de THD de Tensão para fase C, com respectivos erros de estimação.

### 5.2.3 Conclusões Parciais sobre o Teste em 15 barras

Nas Figuras 21, 22 e 23, foram mostrados os valores de tensão nodal em pu (por unidade) para 60 Hz e nas três fases no sistema de 15 barras. Percebe-se que os valores estimados ficaram próximos dos calculados pelo fluxo, para todas as barras. Nas Figuras 24, 25 e 26, os ângulos de fase estimados também são comparados com os valores do fluxo de potência, mostrando bons resultados. O erro da estimação apresenta valores da ordem de grandeza de  $10^{-4}$ , apresentando resultados satisfatórios para a frequência fundamental.

Nas Figuras 27-32, valores de potência ativa e reativa estimados são comparados com os valores calculados pelo fluxo de potência, com erros na ordem de grandeza de  $10^{-3}$ . Tal elevação no erro absoluto é justificável, uma vez que a metodologia proposta estima correntes nos ramos (com seus respectivos erros de estimação) e a partir desses valores e uso de leis de Kirchhoff, calcula-se as tensões nodais estimadas, também com seus respectivos erros. Esses valores de tensões e correntes são usados para o cálculo de potência ativa e reativa estimada. Os erros de corrente e tensão irão influenciar, portanto, na obtenção destes valores de potência. Tem-se, assim, um erro maior na estimação de potências.

Nas Figuras 33-38, são mostrados os valores estimados de tensão nodal (amplitude e fase) para a 3ª harmônica. Estando os erros na ordem de grandeza de  $10^{-3}$ , percebe-se que o processo de estimação apresenta resultados satisfatórios.

Nas Figuras 39-44, percebe-se que é possível estimar as potências ativa e reativa de cada barra para a 3ª harmônica, com erros na ordem de grandeza de  $10^{-3}$ . Percebe-se que a injeção de potência é maior na barra 5, em que há uma fonte harmônica instalada (o equipamento FACT conectado na barra). Tal fato permite a identificação de fontes harmônicas. Os valores históricos de potência ativa para as barras não monitoradas fornecidos pelas concessionárias só são conhecidos para 60 Hz e, mesmo assim, a metodologia proposta consegue estimar valores harmônicos desconhecidos, provando eficiência em identificar fontes harmônicas, assim como a estimação de todo o espargimento de correntes harmônicas ao longo do alimentador de distribuição.

Nas Figuras 45-56, são mostrados os valores de tensão nodal, potências ativa e reativa para a 5ª harmônica, obtendo bons resultados. Os valores de tensão para as demais harmônicas até a 11ª ordem, são exibidos da Figura 57-65, mantendo o nível dos resultados, evidenciando uma boa estimação de estado harmônico para o sistema.

Os erros sistemáticos aparecem pela consideração do erro gerado pelos transdutores associados às PMUs. Para ordens harmônicas maiores (como na 11ª ordem harmônica), percebe-se que tal erro pode ocasionar elevação do erro de estimação. Mesmo assim, a estimação é realizada e obtém resultados satisfatórios.

Os resultados de tensão de todo o espectro considerado sob análise são, por fim, usados com o intuito de obter o perfil de THD estimado para as três fases. Os valores de tensão nodal calculadas pelo fluxo são usados para o cálculo de THD, assim como os valores estimados são utilizados para se obter um valor de THD estimado. O erro absoluto entre estes dois valores é pequeno como pode ser observado nas Figuras 66, 67 e 68.

Uma vez que a função objetivo é definida como um somatório de parcelas de medidas, pode-se obter valores minimizados da função objetivo para cada parcela correspondente a cada frequência sob análise. Esses valores estão presentes na Tabela 7 a seguir:

Tabela 7 – Valores Parciais da Função Objetivo para Cada Frequência (15 barras).

<i>Frequência</i>	<i>Função Objetivo</i>	<i>Frequência</i>	<i>Função Objetivo</i>
<b>60Hz</b>	$1,6 \times 10^{-3}$	<b>420Hz</b>	$2,2 \times 10^{-3}$
<b>180Hz</b>	$4,3 \times 10^{-3}$	<b>540Hz</b>	$4,5 \times 10^{-4}$
<b>300Hz</b>	$6,2 \times 10^{-4}$	<b>660Hz</b>	$3,6 \times 10^{-3}$

Tem-se como conclusão desse teste que a metodologia estima os estados harmônicos da rede de maneira satisfatória, podendo inclusive estimar índices de distorção harmônica, úteis em estudos de qualidade de energia.

### 5.3 Sistema de 33 Barras

Sendo o sistema de 33 barras IEEE um equivalente monofásico, as modificações para os testes trifásicos foram as seguintes:

1. Repetir os valores de impedâncias próprias da fase A para as fases B e C;
2. Considerar as impedâncias mútuas AB, BC e CA iguais (Dados do Apêndice B);
3. Desequilibrar a carga das fases da seguinte forma:
  - a) Fase A mantém os dados de carga disponibilizados pelo IEEE ;
  - b) Fase B terá a carga da fase A dividida por 2;
  - c) Fase B terá a carga da fase A multiplicada por 2;

Uma ilustração representativa do sistema é mostrada na Figura 69, em que há um SVC conectado na barra 23 e um TCR na barra 27, sendo fontes harmônicas para o sistema. As PMUs monitoram as barras 1, 2, 5, 16, 20, 23 e 31.

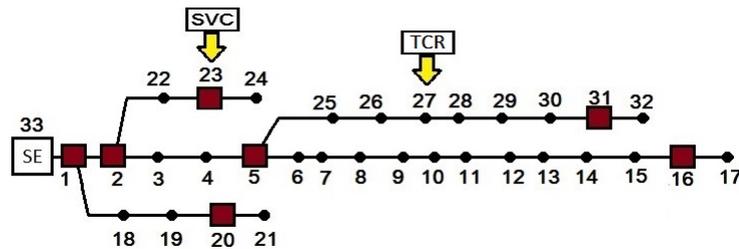


Figura 69 – Sistema IEEE 33 barras modificado.

Esse sistema possui 33 barras, sendo a barra 33 a barra de geração, tensão de 12,66 kV e potência base de 10 MVA.

#### 5.3.1 Plano de Medição

As medições realizadas pelas PMUs, localizadas nas barras monitoradas pelo medidor fasorial, serão tensões nodais e correntes passantes nas linhas conectadas às PMUs. Estas grandezas elétricas serão lidas por um número finito de componentes harmônicas consideradas sob análise.

As análises serão feitas considerando a frequência fundamental até a 15<sup>a</sup> harmônica.

Pode-se considerar que para cada medida realizada pela PMU, uma ampla amostragem de dados redundantes com Distribuição Gaussiana será obtida. Estes dados, sujeitos à adição de erros sistemáticos, possibilitam a obtenção da média,  $\mu$ , e covariância,  $\sigma^2$ , desta amostragem.

Os valores adotados para estes erros sistemáticos são diferentes para medidas de corrente e tensão. Para tensão, serão adotados valores randômicos de um sinal de ruído branco com amplitude 0.8% e para corrente, 0.4% [36].

Tabela 8 – Plano de Medição para a Fase A.

$N^{\circ}$	Medida (pu)
1	$V_1$
2	$V_2$
3	$V_5$
4	$V_{16}$
5	$V_{20}$
6	$V_{23}$
7	$V_{31}$
8	$I_{33-1}$
9	$I_{1-12}$
10	$I_{1-18}$
11	$I_{2-3}$
12	$I_{2-22}$
13	$I_{4-5}$
14	$I_{5-6}$
15	$I_{5-25}$
16	$I_{15-16}$
17	$I_{16-17}$
18	$I_{19-20}$
19	$I_{20-21}$
20	$I_{22-23}$
21	$I_{23-24}$

Tabela 9 – Plano de Medição para a Fase B.

$N^{\circ}$	Medida (pu)
1	$V_1$
2	$V_2$
3	$V_5$
4	$V_{16}$
5	$V_{20}$
6	$V_{23}$
7	$V_{31}$
8	$I_{33-1}$
9	$I_{1-12}$
10	$I_{1-18}$
11	$I_{2-3}$
12	$I_{2-22}$
13	$I_{4-5}$
14	$I_{5-6}$
15	$I_{5-25}$
16	$I_{15-16}$
17	$I_{16-17}$
18	$I_{19-20}$
19	$I_{20-21}$
20	$I_{22-23}$
21	$I_{23-24}$

Tabela 10 – Plano de Medição para a Fase C.

$N^{\circ}$	Medida (pu)
1	$V_1$
2	$V_2$
3	$V_5$
4	$V_{16}$
5	$V_{20}$
6	$V_{23}$
7	$V_{31}$
8	$I_{33-1}$
9	$I_{1-12}$
10	$I_{1-18}$
11	$I_{2-3}$
12	$I_{2-22}$
13	$I_{4-5}$
14	$I_{5-6}$
15	$I_{5-25}$
16	$I_{15-16}$
17	$I_{16-17}$
18	$I_{19-20}$
19	$I_{20-21}$
20	$I_{22-23}$
21	$I_{23-24}$

### 5.3.2 Teste do Estimador Harmônico

Para realizar os testes, as medições serão aquelas disponibilizadas *online* pelas PMUs através do Plano de Medição e as pseudo medidas serão os dados históricos usados a fim de restaurar a observabilidade da rede.

Os dados de carga disponibilizados no Apêndice B serão considerados como os valores históricos para potência ativa e reativa.

Para melhor organização do documento, os resultados serão mostrados da seguinte forma:

1. Resultados detalhados de tensão, ângulo nas barras; potências ativa e reativa detalhados para cada frequência até a 5ª ordem, com seus respectivos erros de estimação;
2. Resultados para valores absolutos de tensões nodais para demais frequências, com o respectivo erro associado à estimação;
3. Resultados para Índice de Distorção Harmônica para as três fases, considerando todo o espectro harmônico sob análise.

Os resultados dos testes realizados para o sistema de 33 barras serão apresentados nas Figuras 70-123.

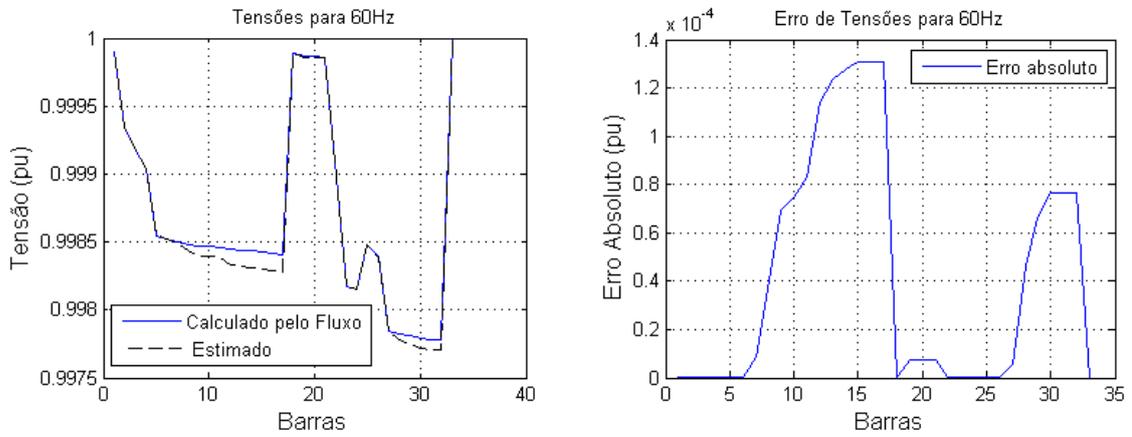


Figura 70 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

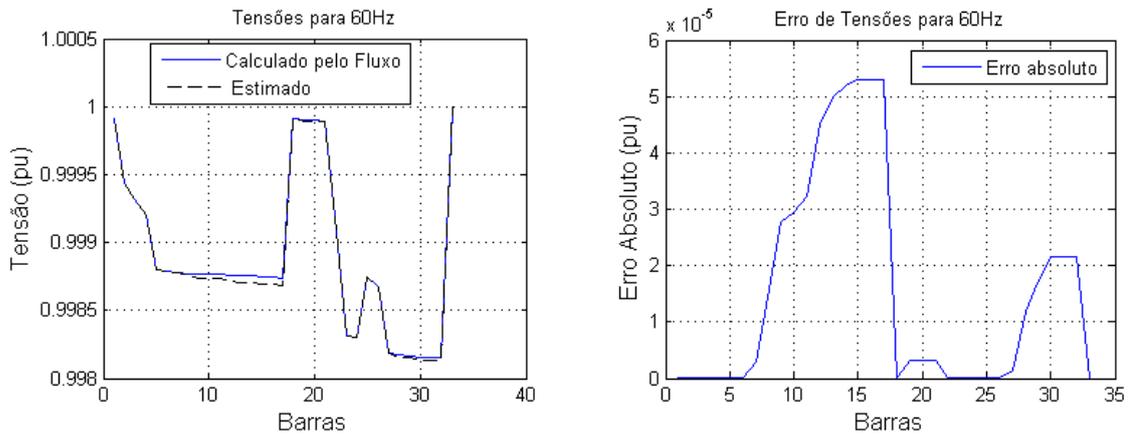


Figura 71 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

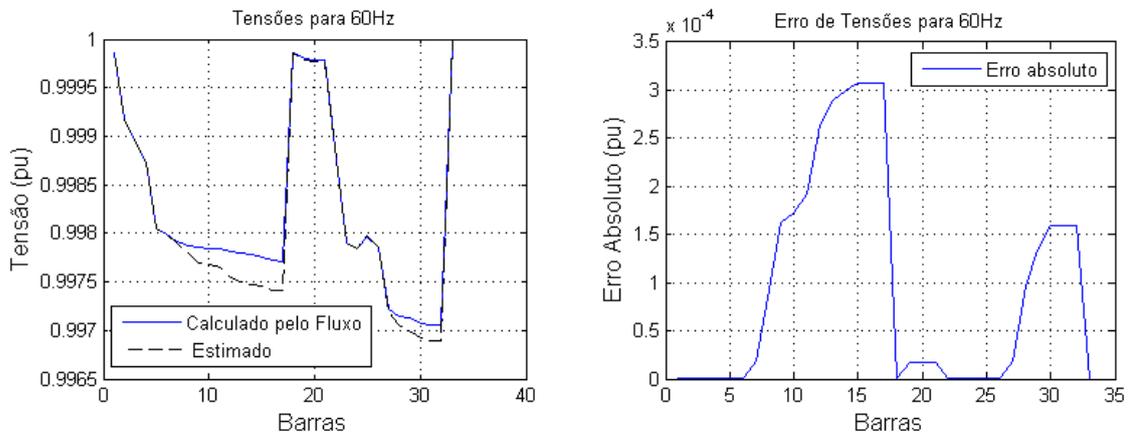


Figura 72 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

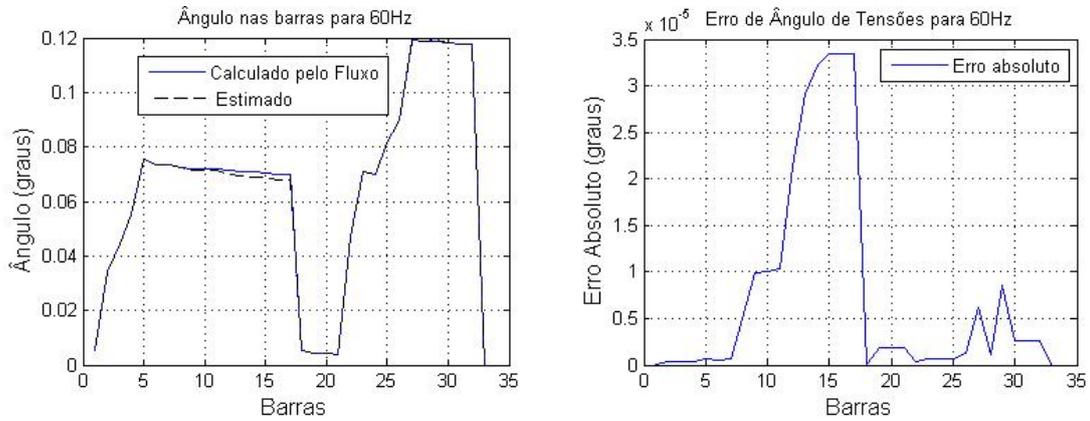


Figura 73 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

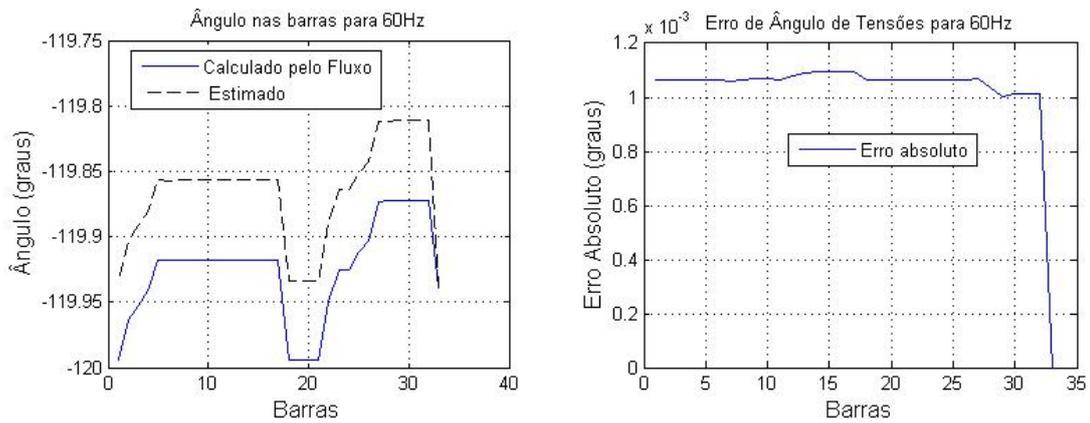


Figura 74 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

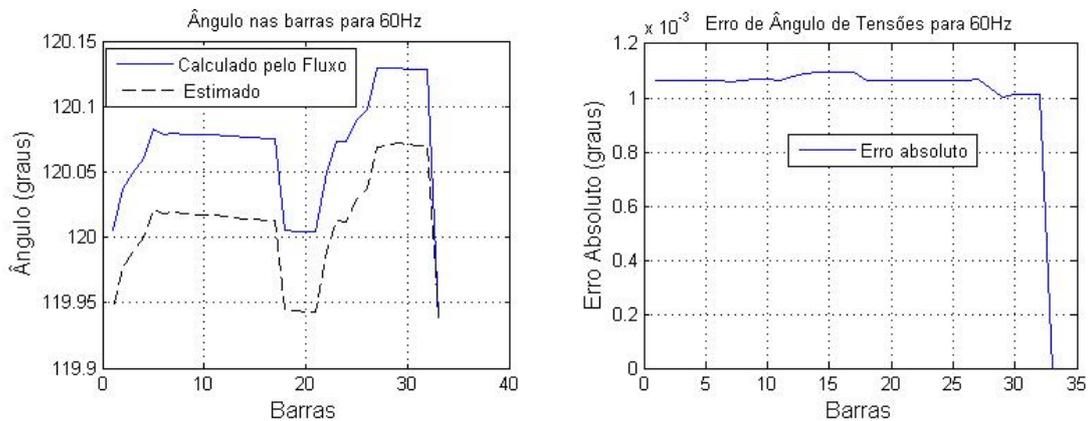


Figura 75 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

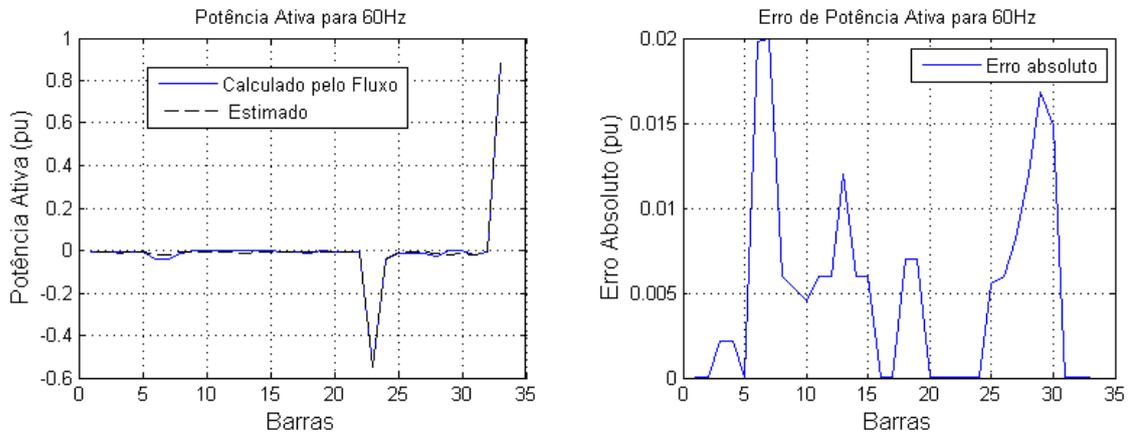


Figura 76 – Potência Ativa da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

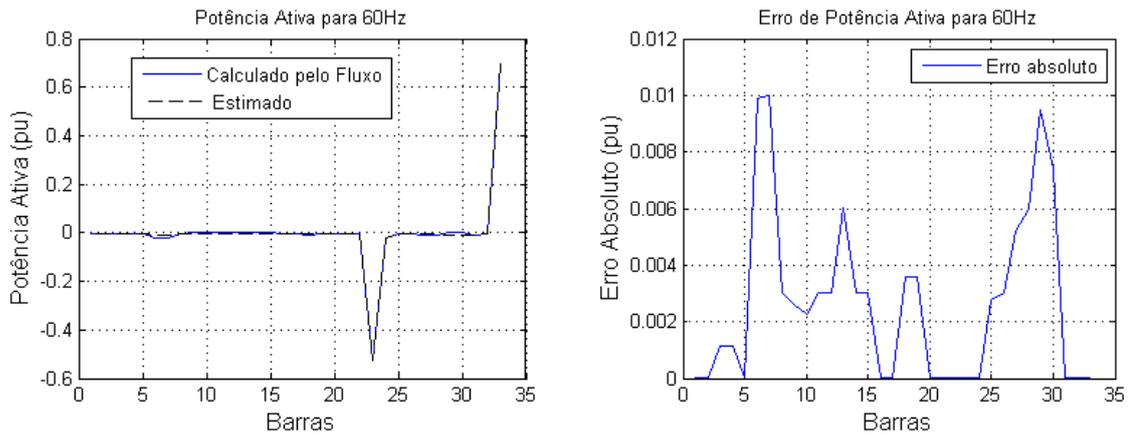


Figura 77 – Potência Ativa da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

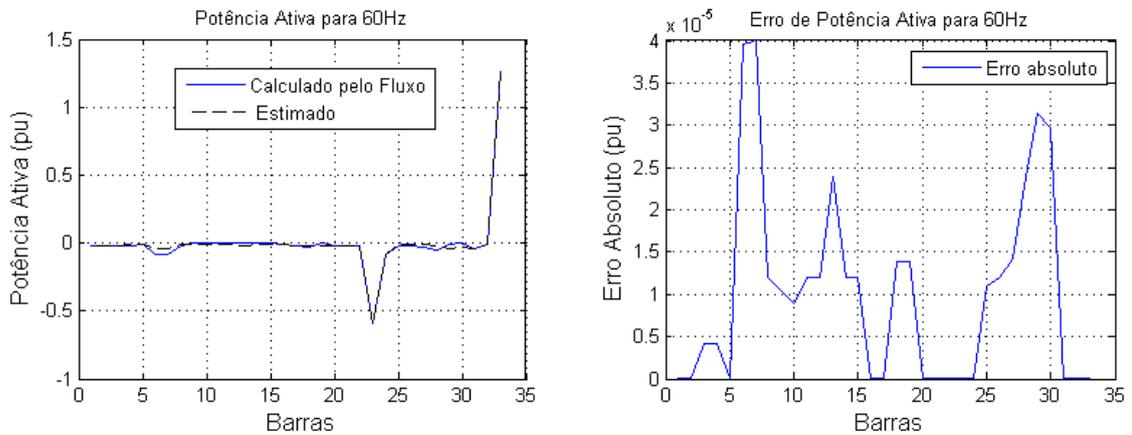


Figura 78 – Potência Ativa da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

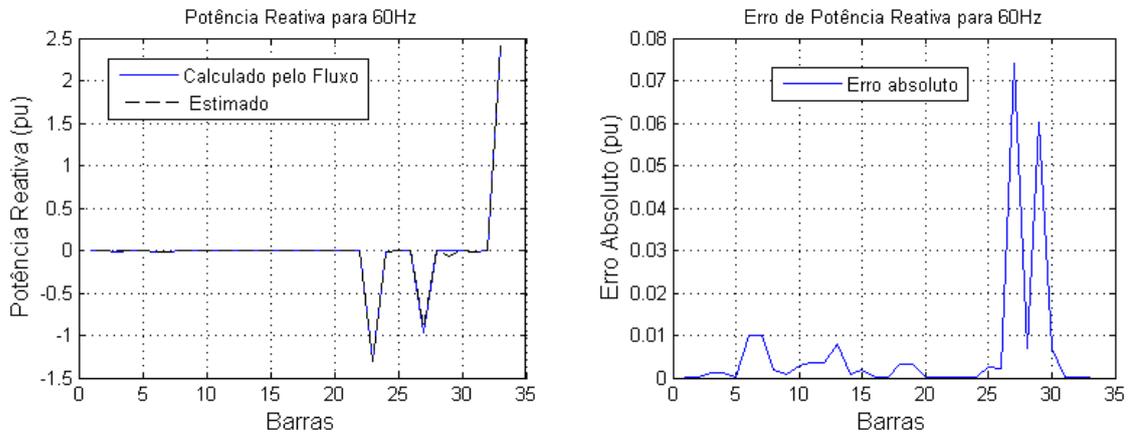


Figura 79 – Potência Reativa da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

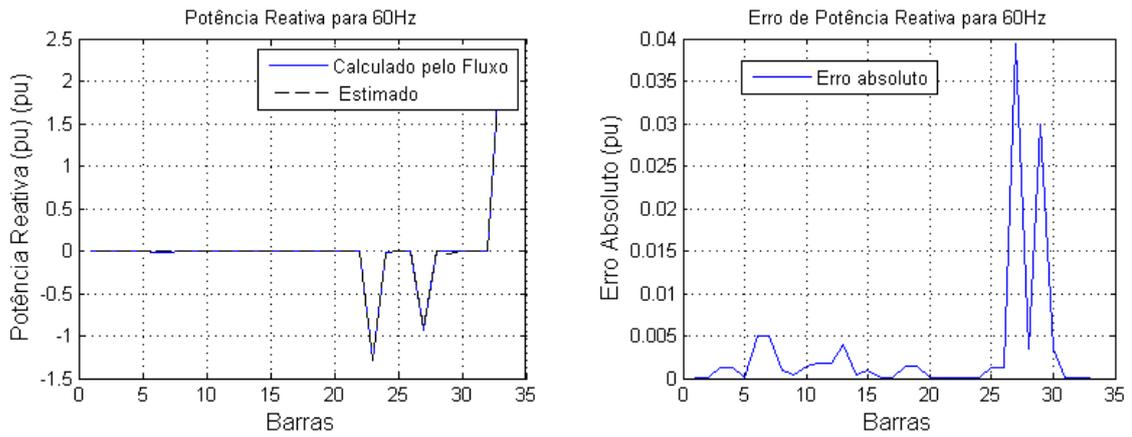


Figura 80 – Potência Reativa da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

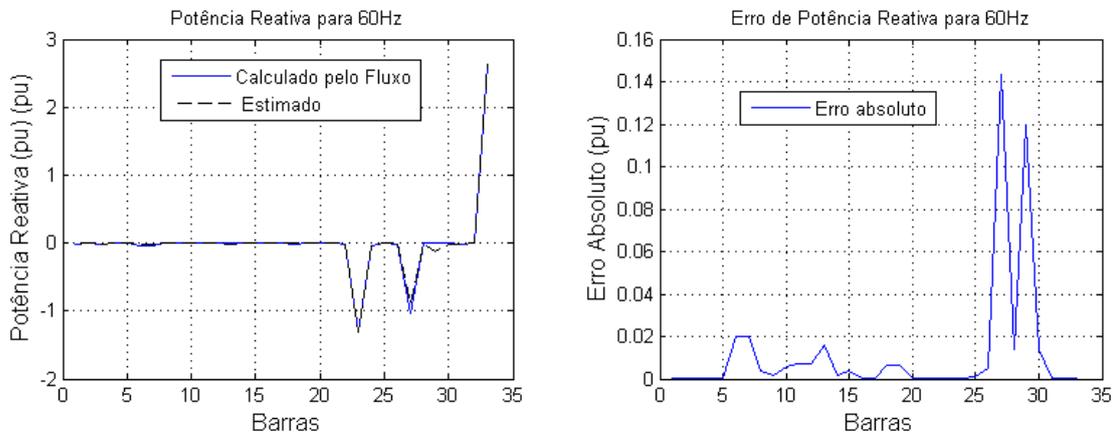


Figura 81 – Potência Reativa da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

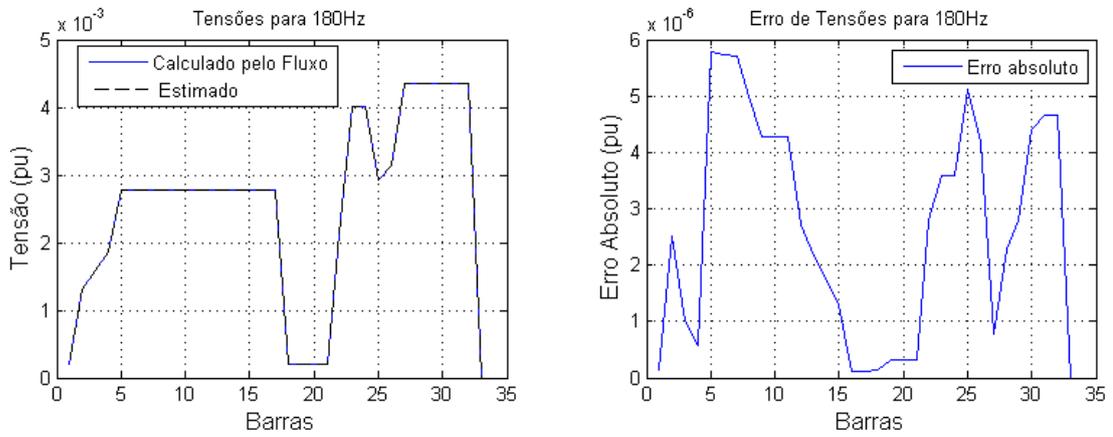


Figura 82 – Tensões da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

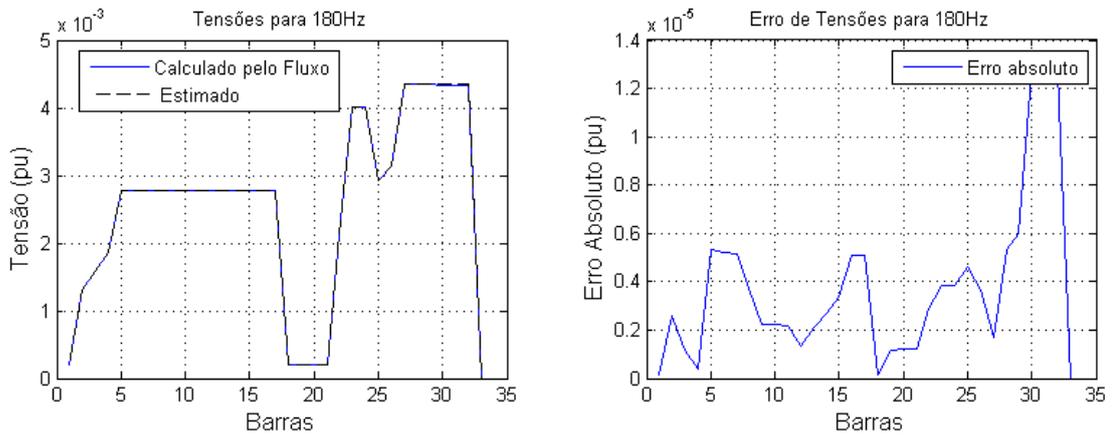


Figura 83 – Tensões da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

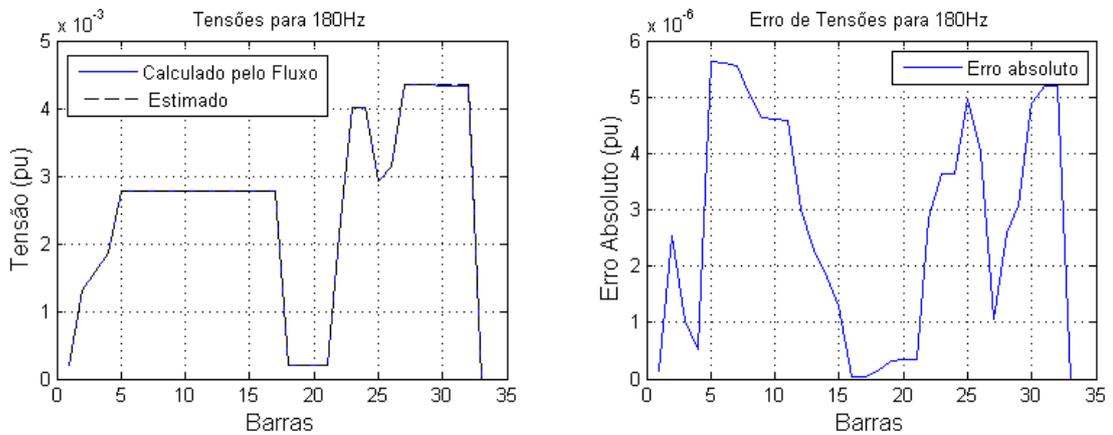


Figura 84 – Tensões da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

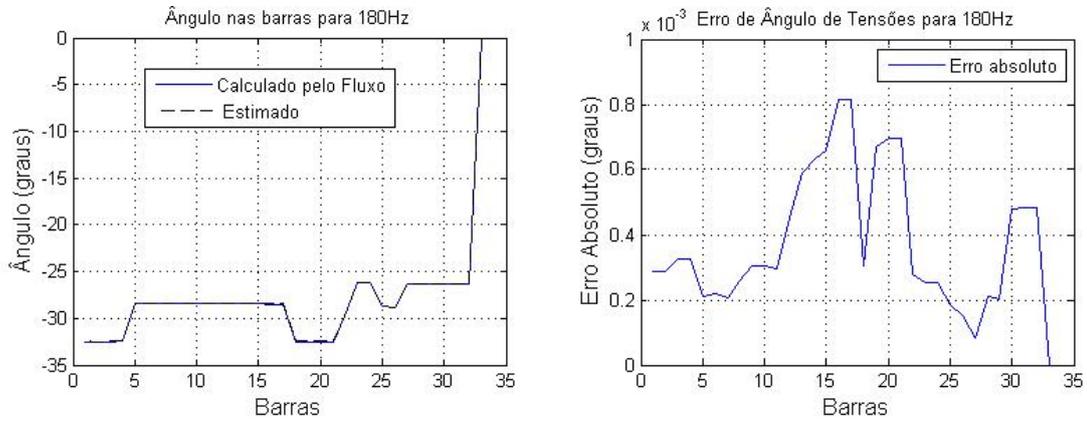


Figura 85 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

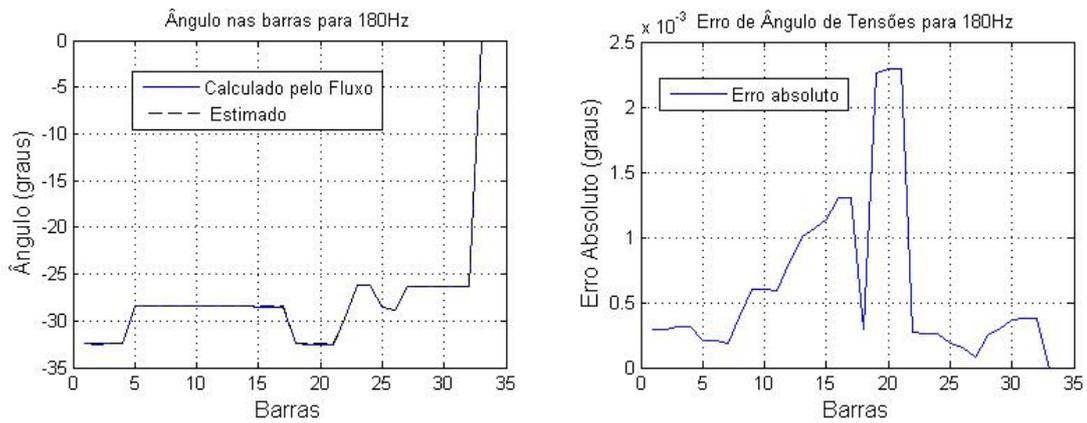


Figura 86 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

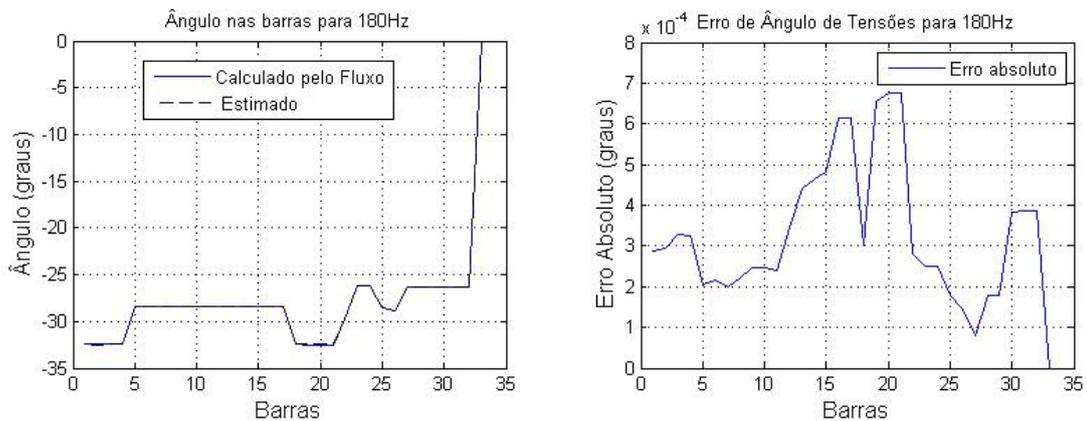


Figura 87 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

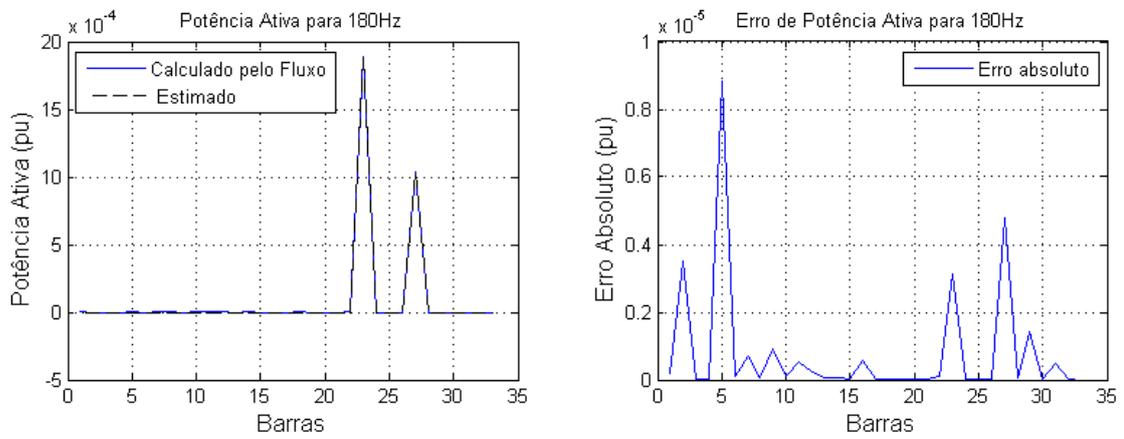


Figura 88 – Potência Ativa da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

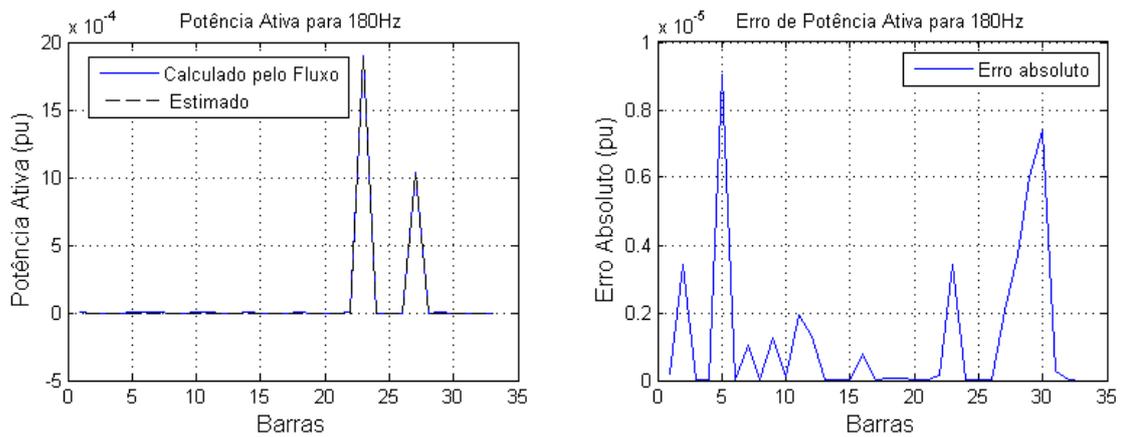


Figura 89 – Potência Ativa da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

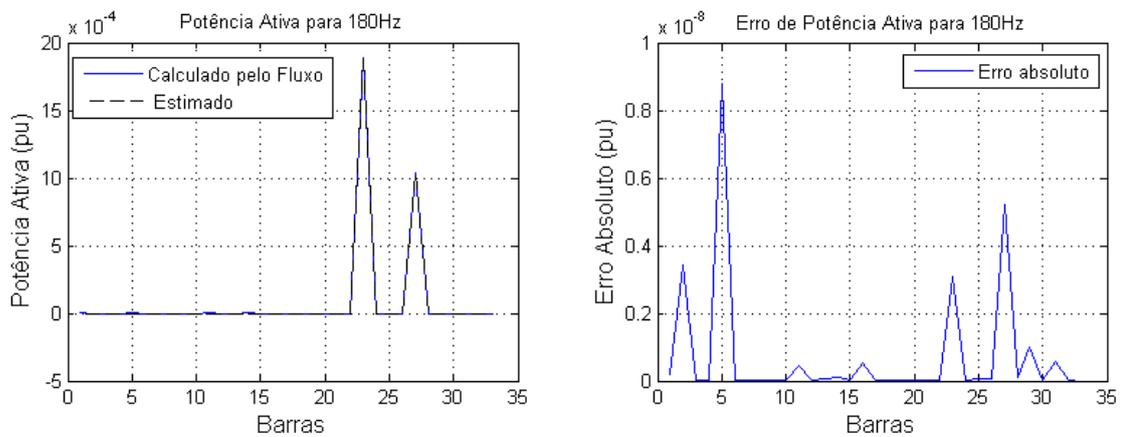


Figura 90 – Potência Ativa da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

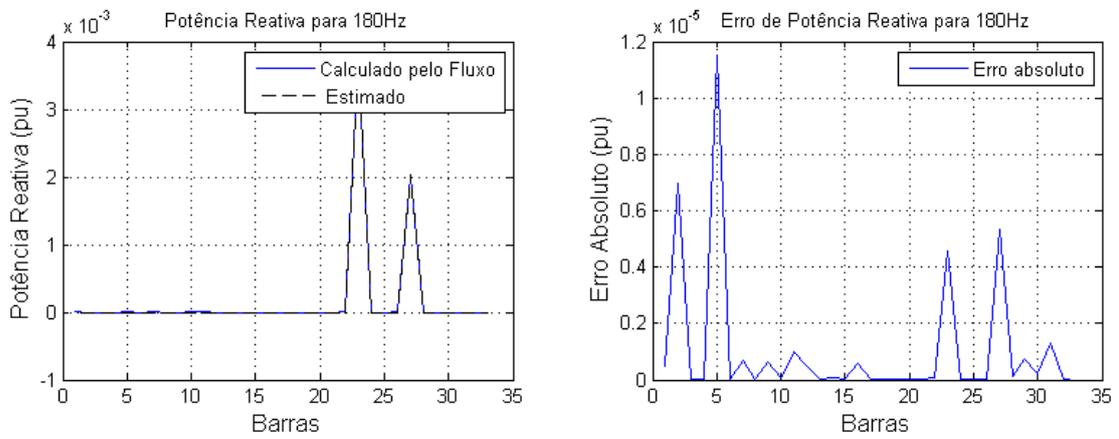


Figura 91 – Potência Reativa da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

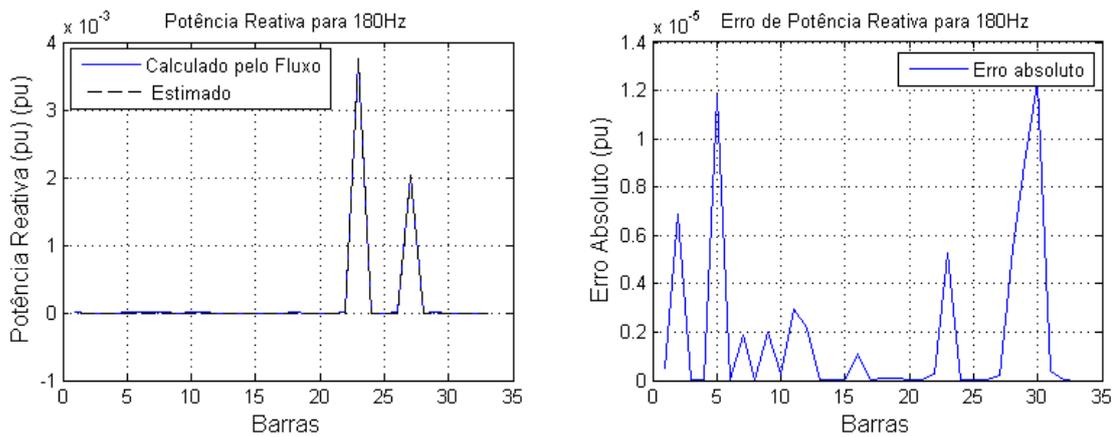


Figura 92 – Potência Reativa da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

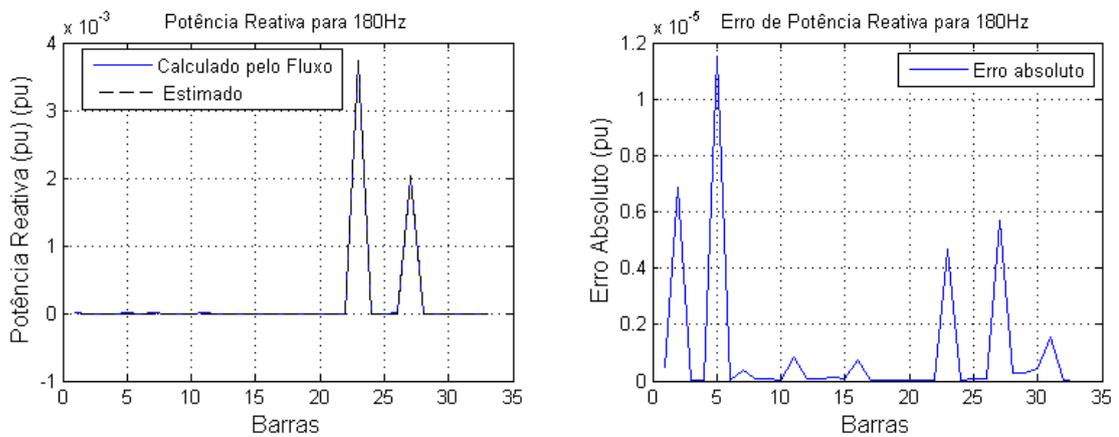


Figura 93 – Potência Reativa da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

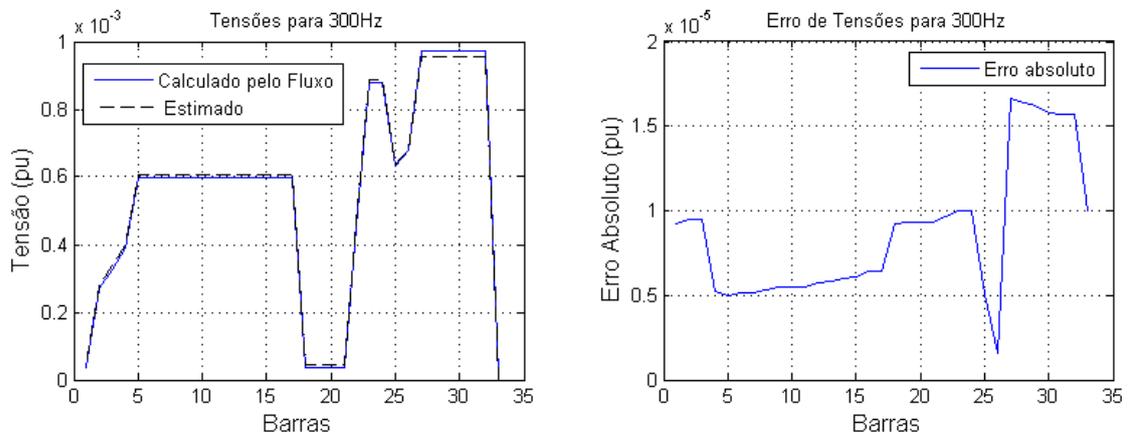


Figura 94 – Tensões da Fase A ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

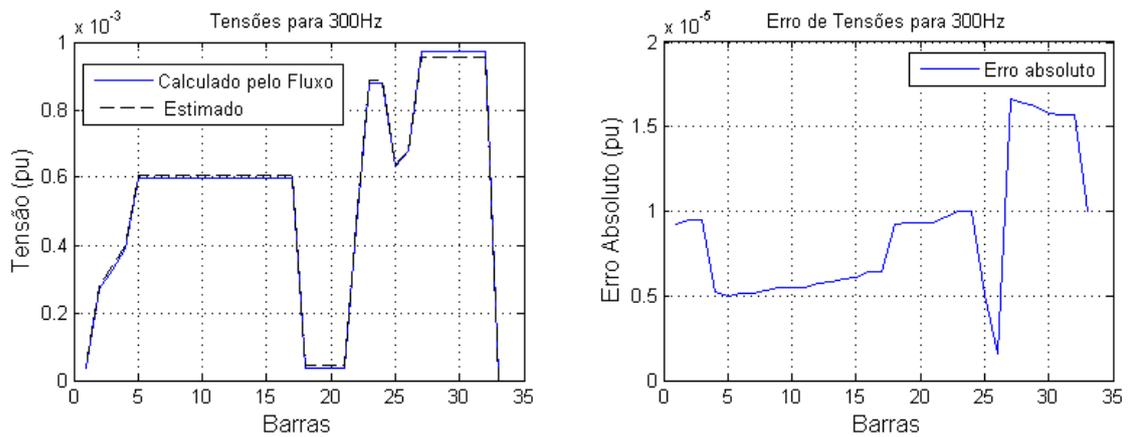


Figura 95 – Tensões da Fase B ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

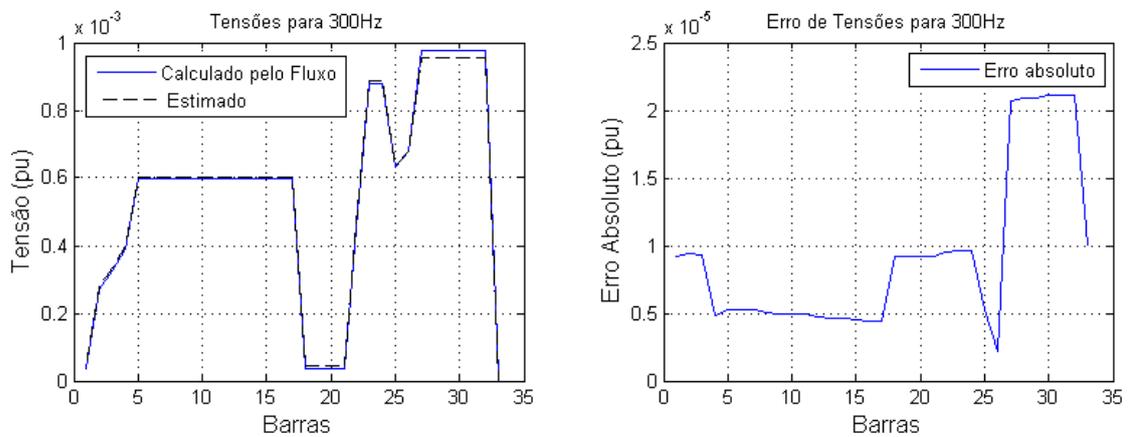


Figura 96 – Tensões da Fase C ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

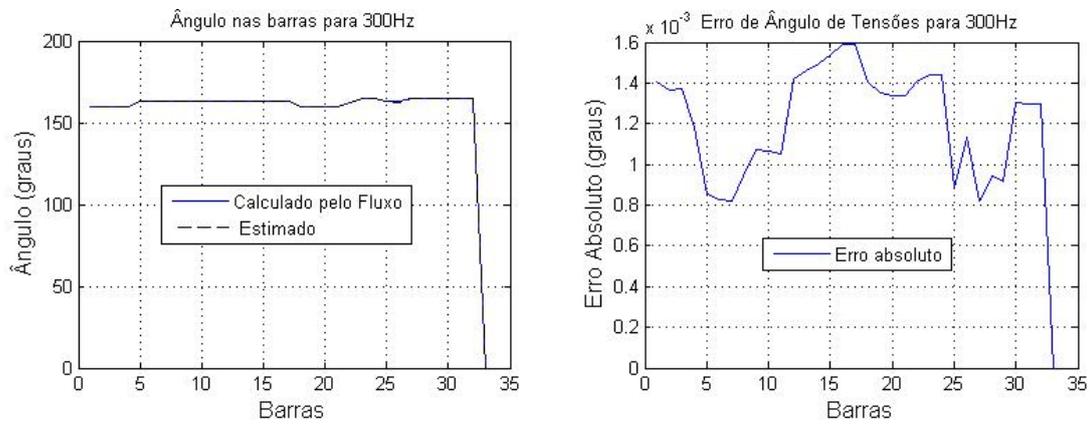


Figura 97 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

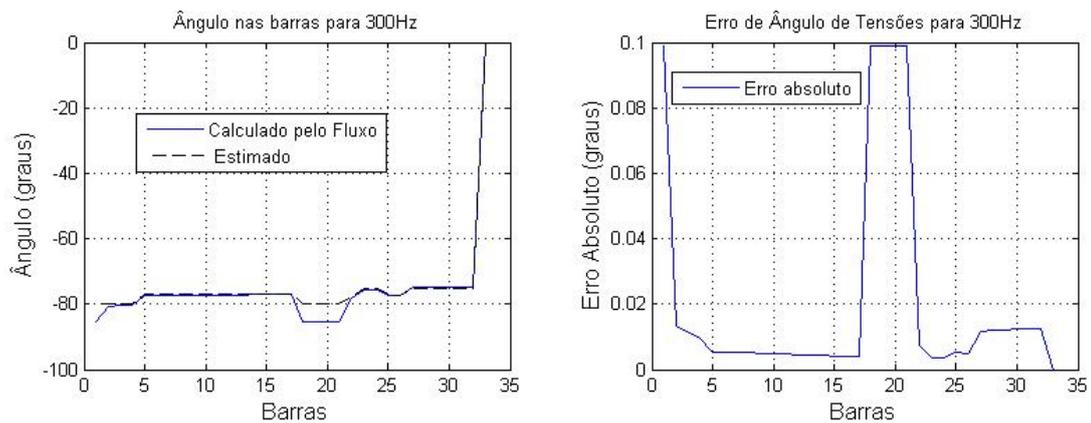


Figura 98 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

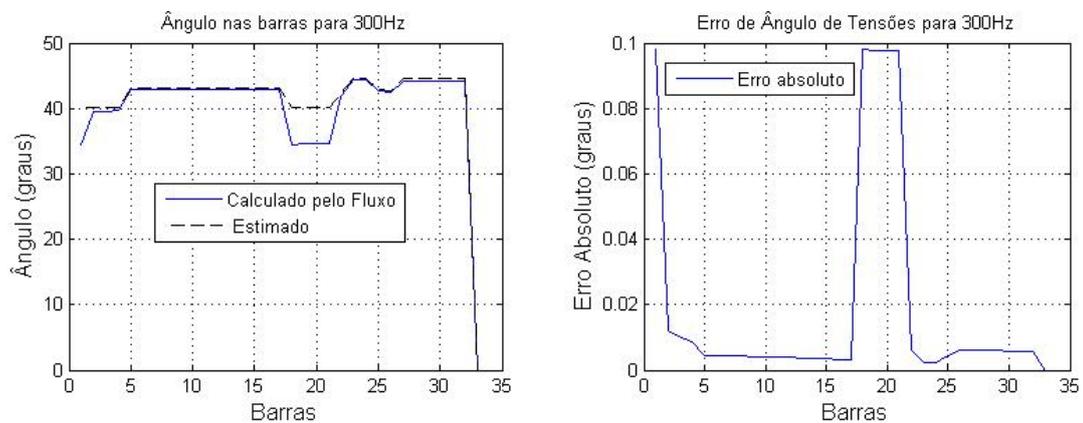


Figura 99 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

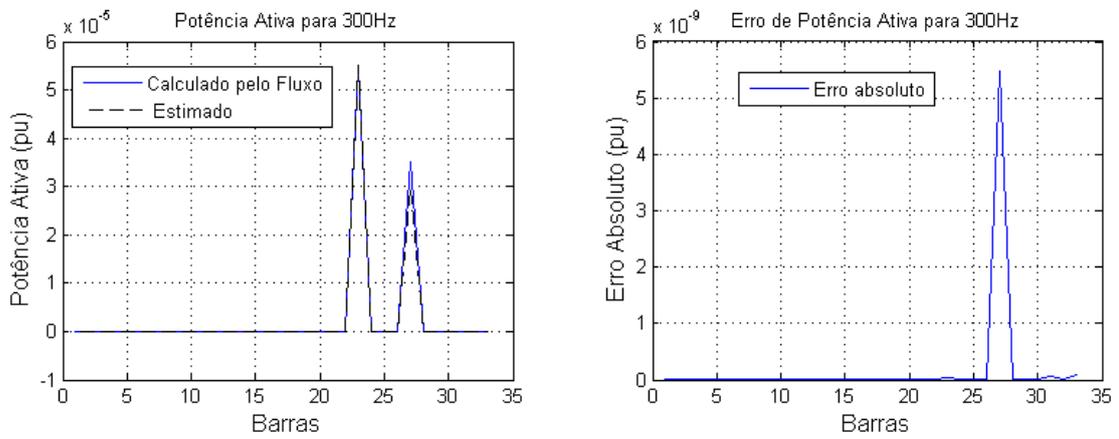


Figura 100 – Potência Ativa da Fase A ( $5^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

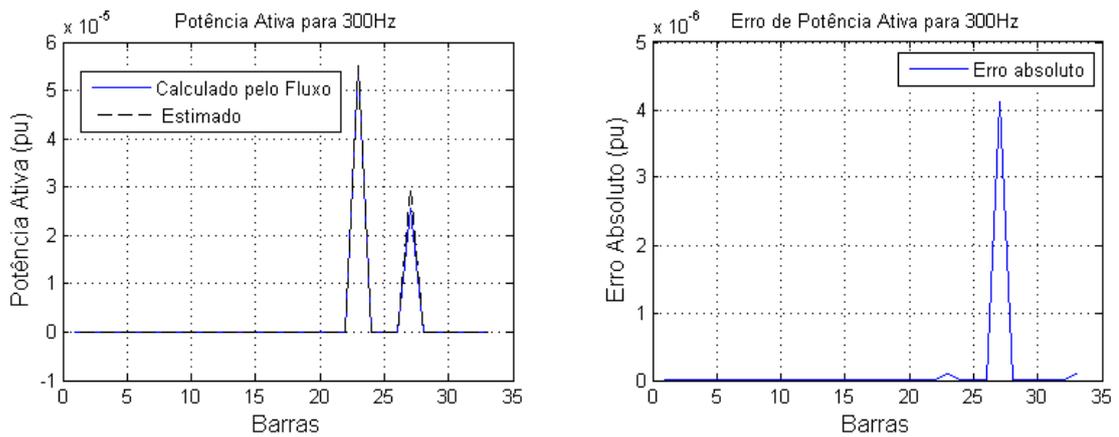


Figura 101 – Potência Ativa da Fase B ( $5^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

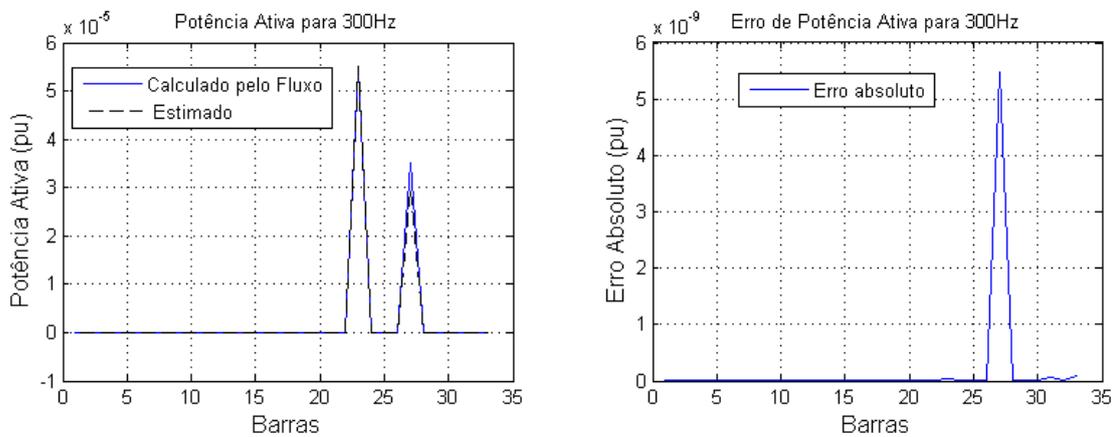


Figura 102 – Potência Ativa da Fase C ( $5^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

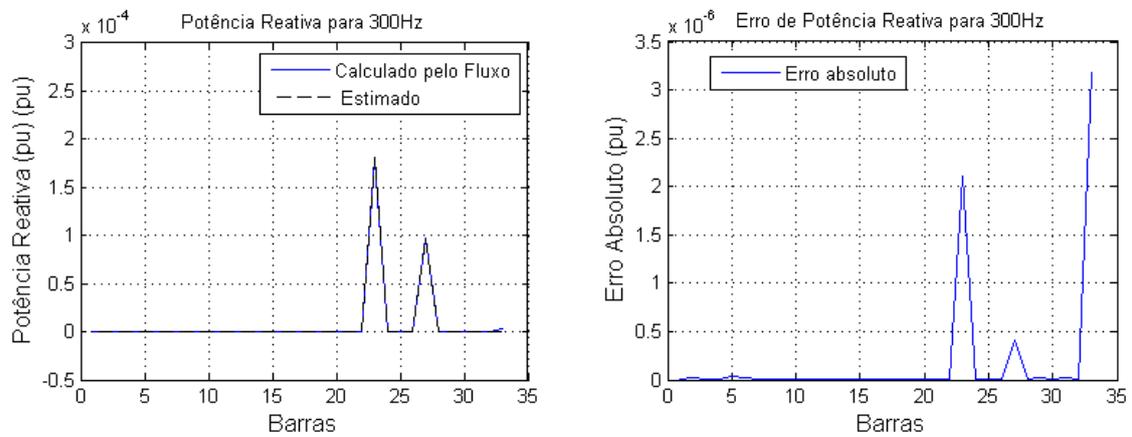


Figura 103 – Potência Reativa da Fase A ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

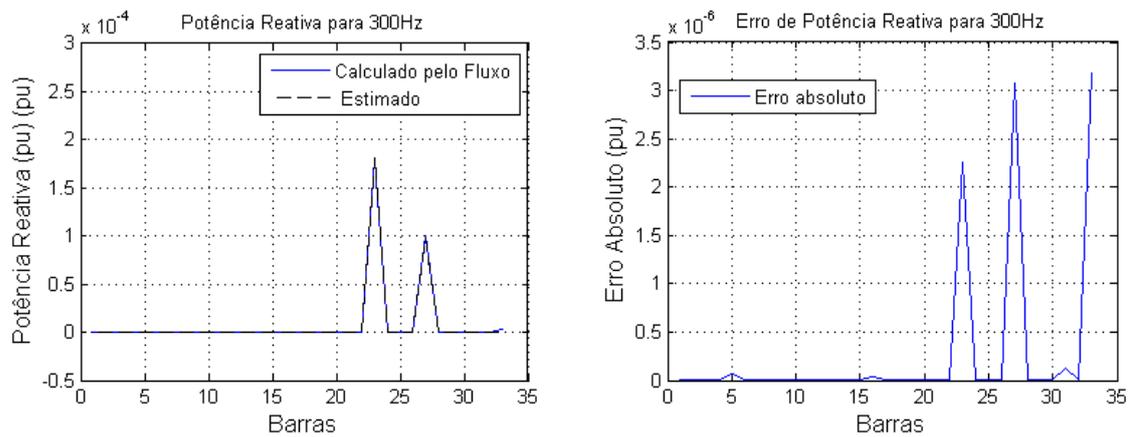


Figura 104 – Potência Reativa da Fase B ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

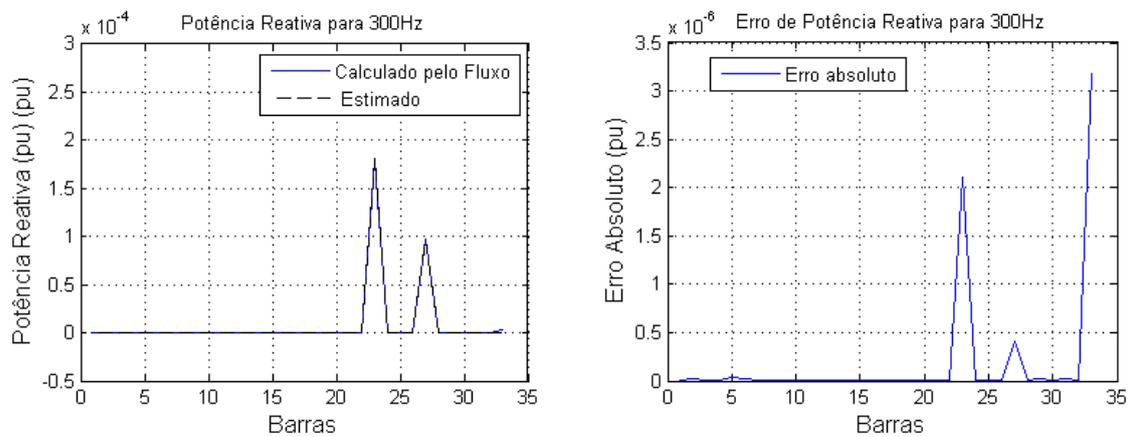


Figura 105 – Potência Reativa da Fase C ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

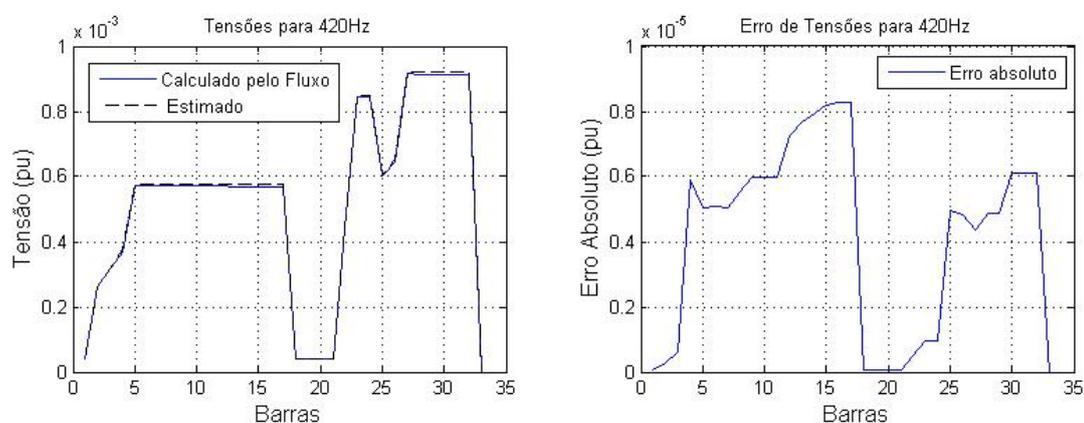


Figura 106 – Tensões da Fase A ( $7^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

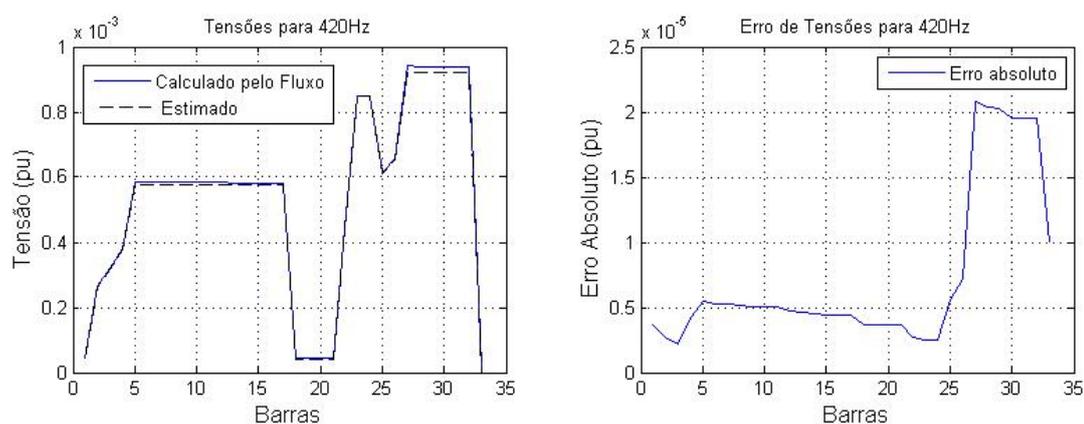


Figura 107 – Tensões da Fase B ( $7^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

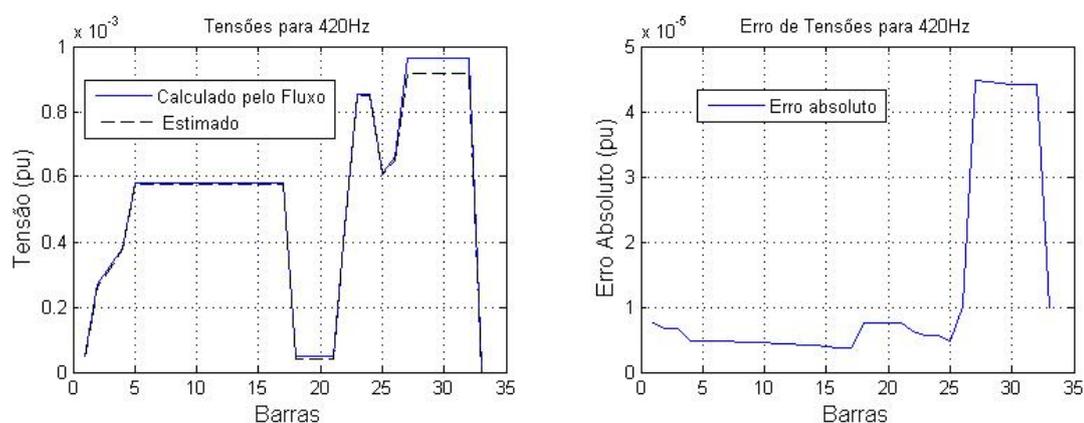


Figura 108 – Tensões da Fase C ( $7^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

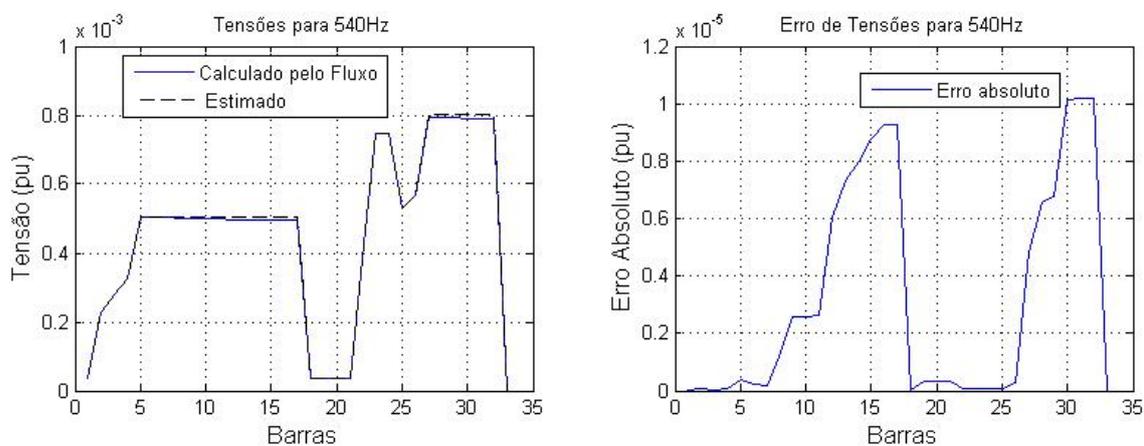


Figura 109 – Tensões da Fase A ( $9^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

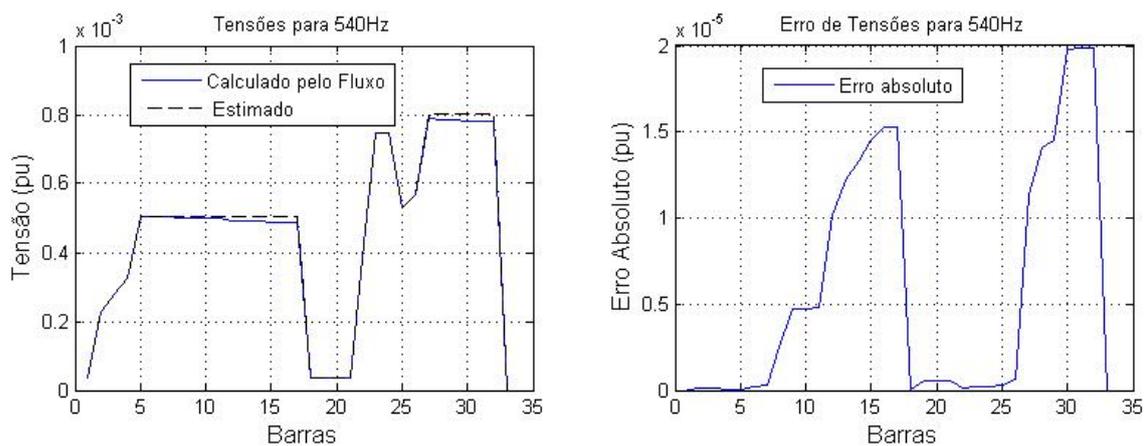


Figura 110 – Tensões da Fase B ( $9^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

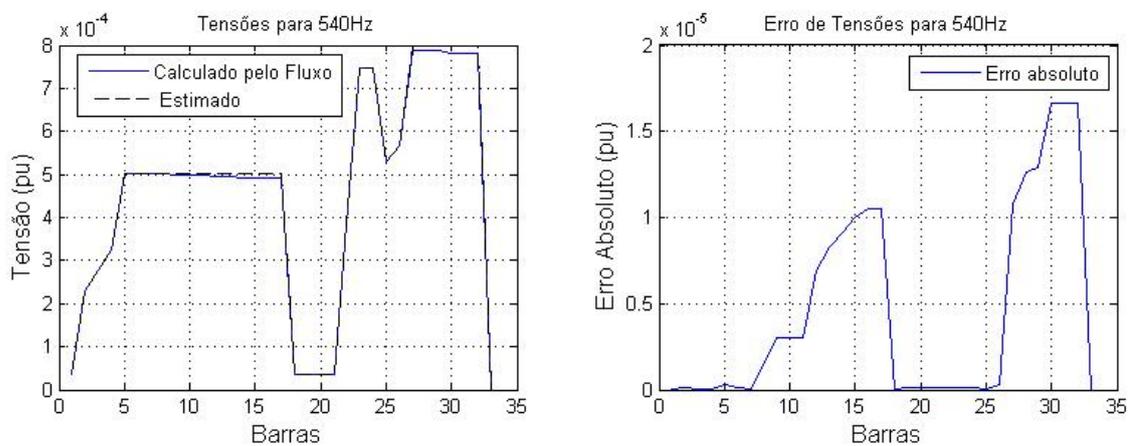


Figura 111 – Tensões da Fase C ( $9^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

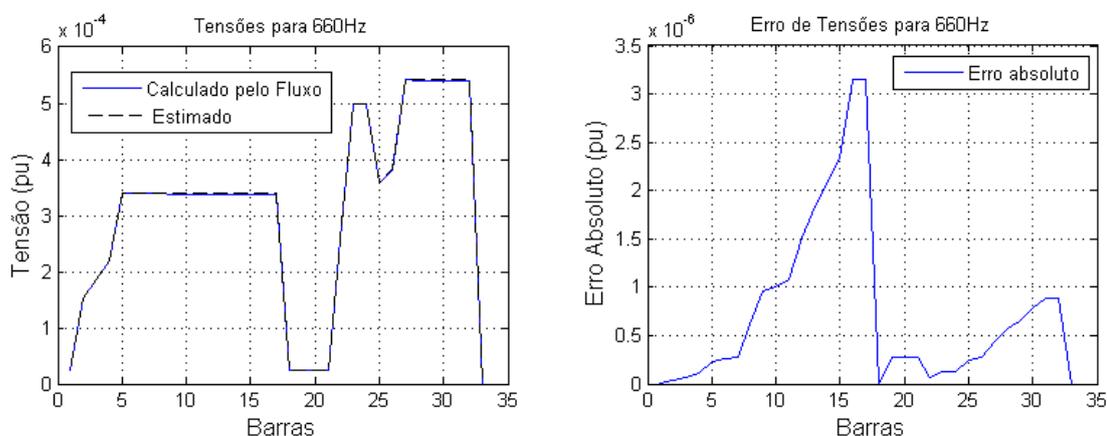


Figura 112 – Tensões da Fase A ( $11^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

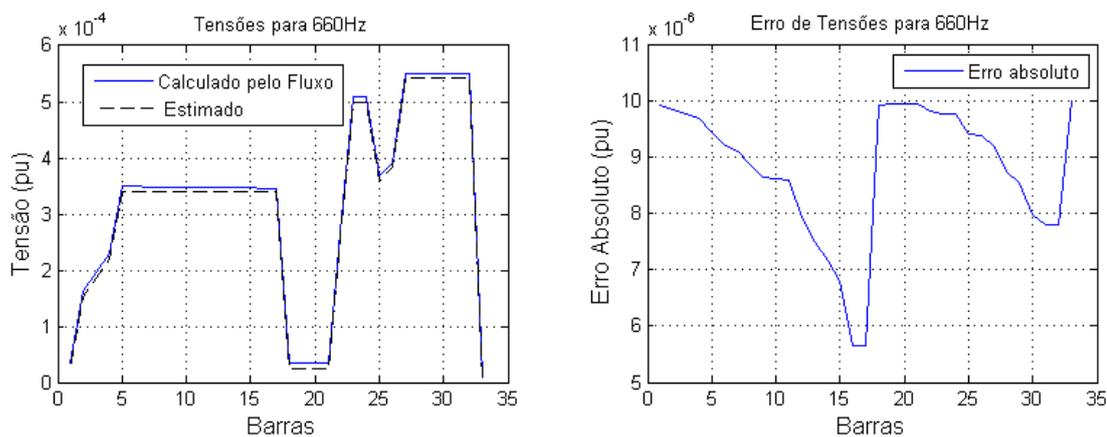


Figura 113 – Tensões da Fase B ( $11^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

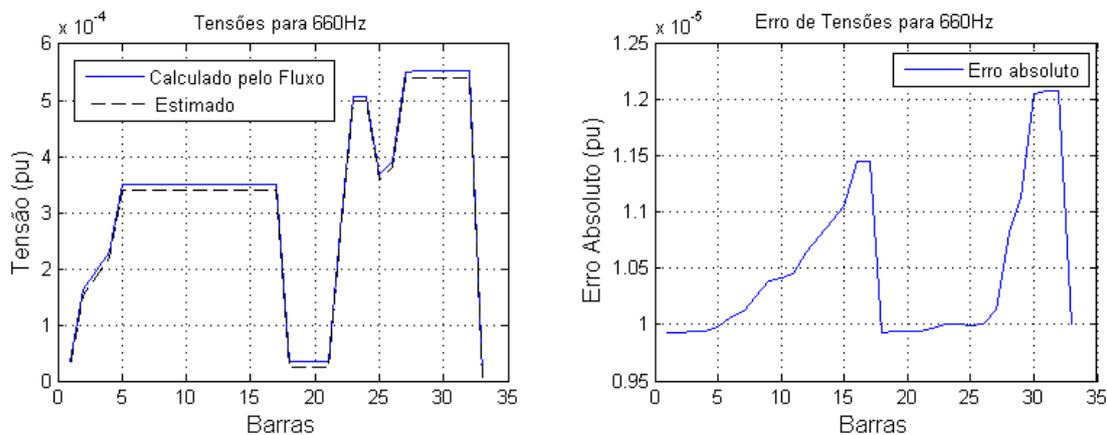


Figura 114 – Tensões da Fase C ( $11^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

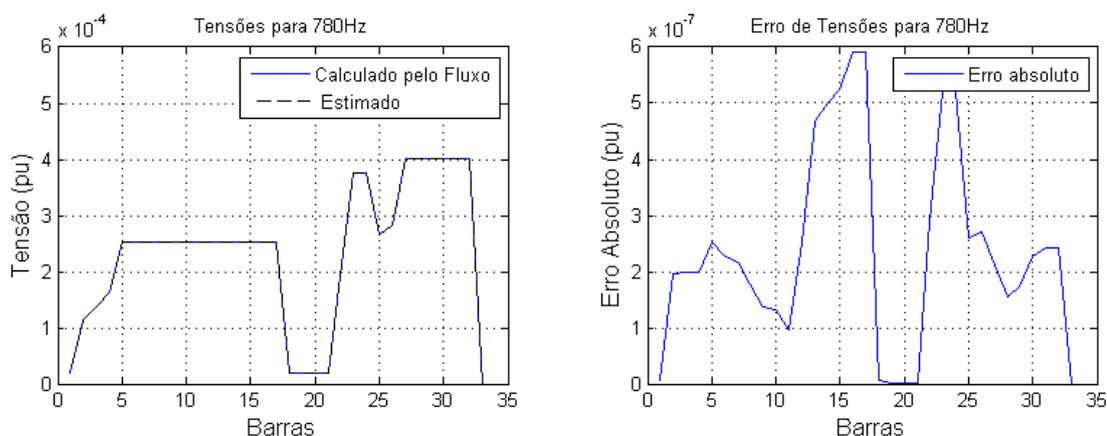


Figura 115 – Tensões da Fase A ( $13^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

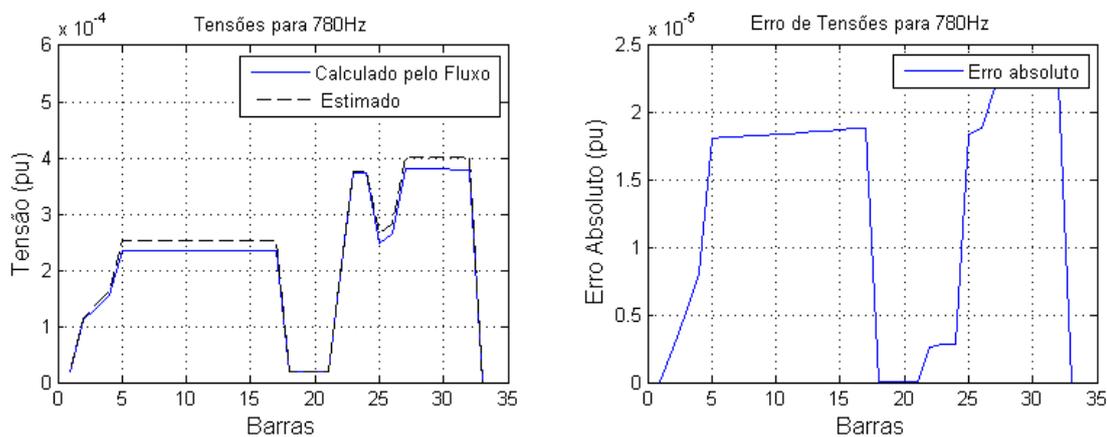


Figura 116 – Tensões da Fase B ( $13^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

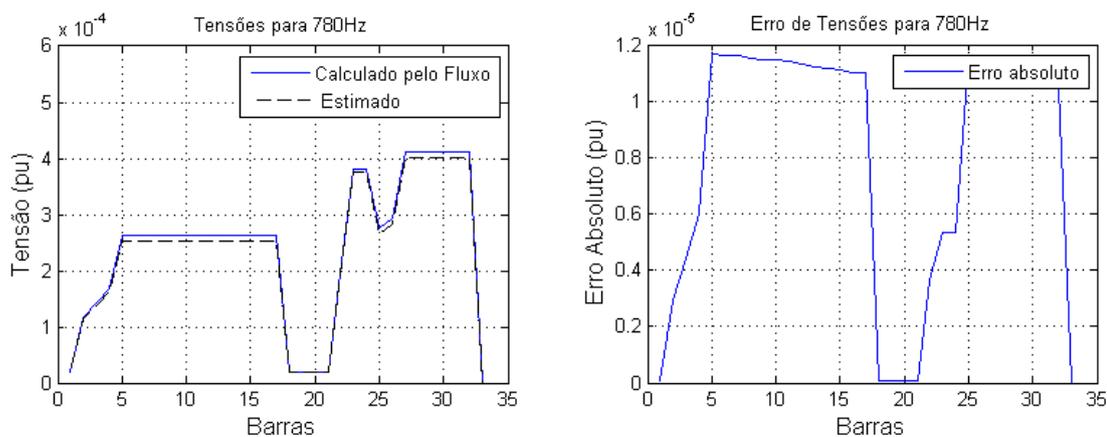


Figura 117 – Tensões da Fase C ( $13^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

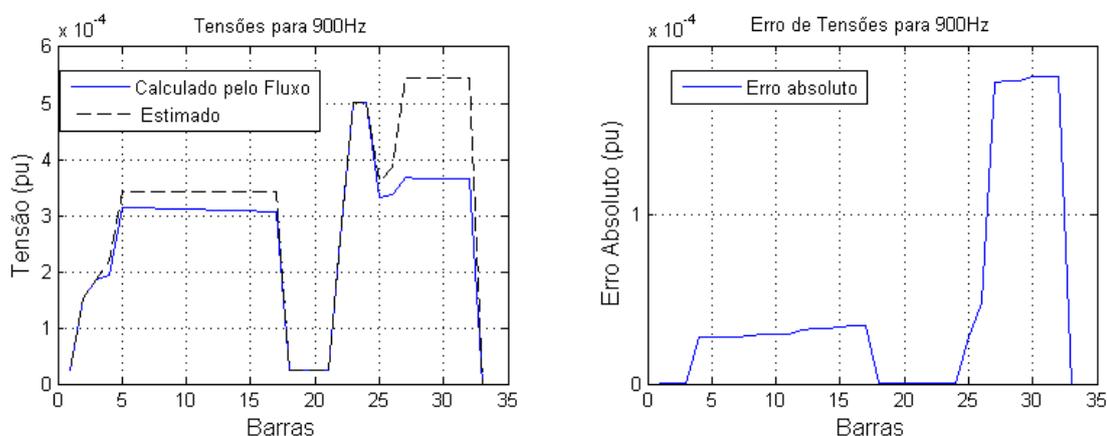


Figura 118 – Tensões da Fase A ( $15^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

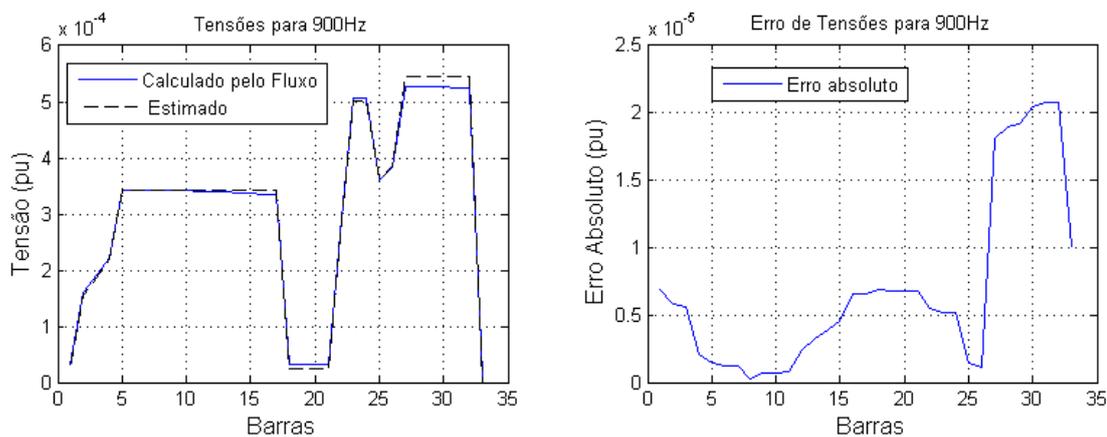


Figura 119 – Tensões da Fase B ( $15^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

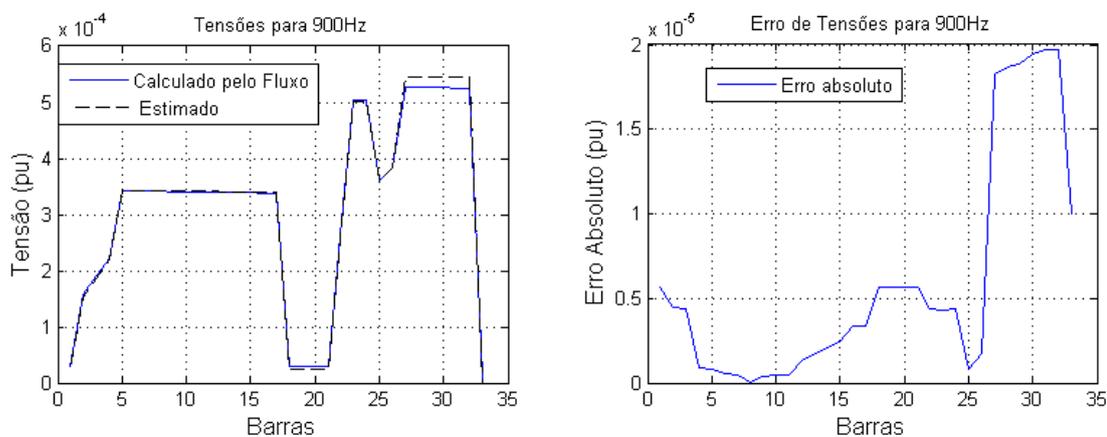


Figura 120 – Tensões da Fase C ( $15^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

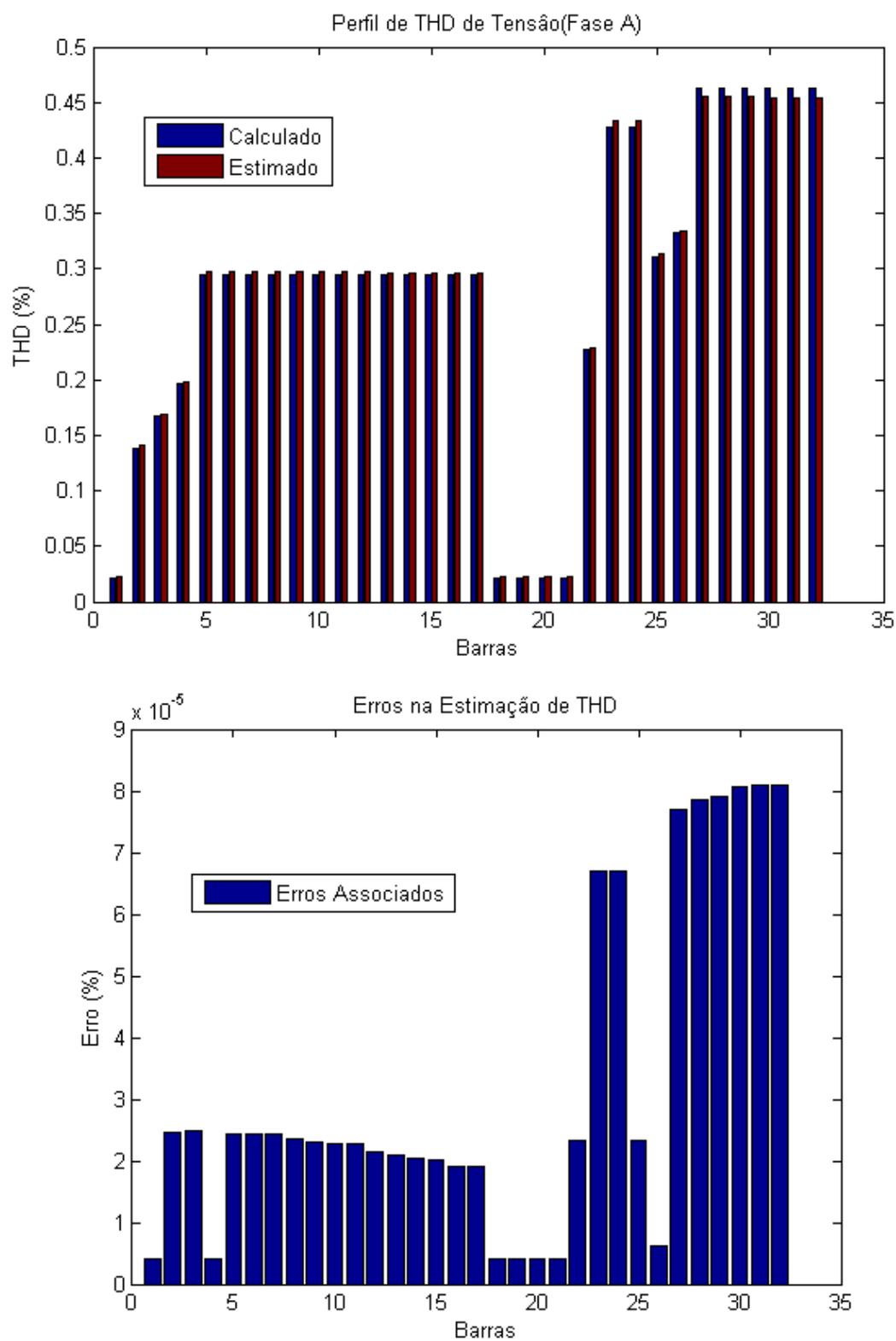


Figura 121 – Perfil de THD de Tensão para fase A, com respectivos erros de estimação.

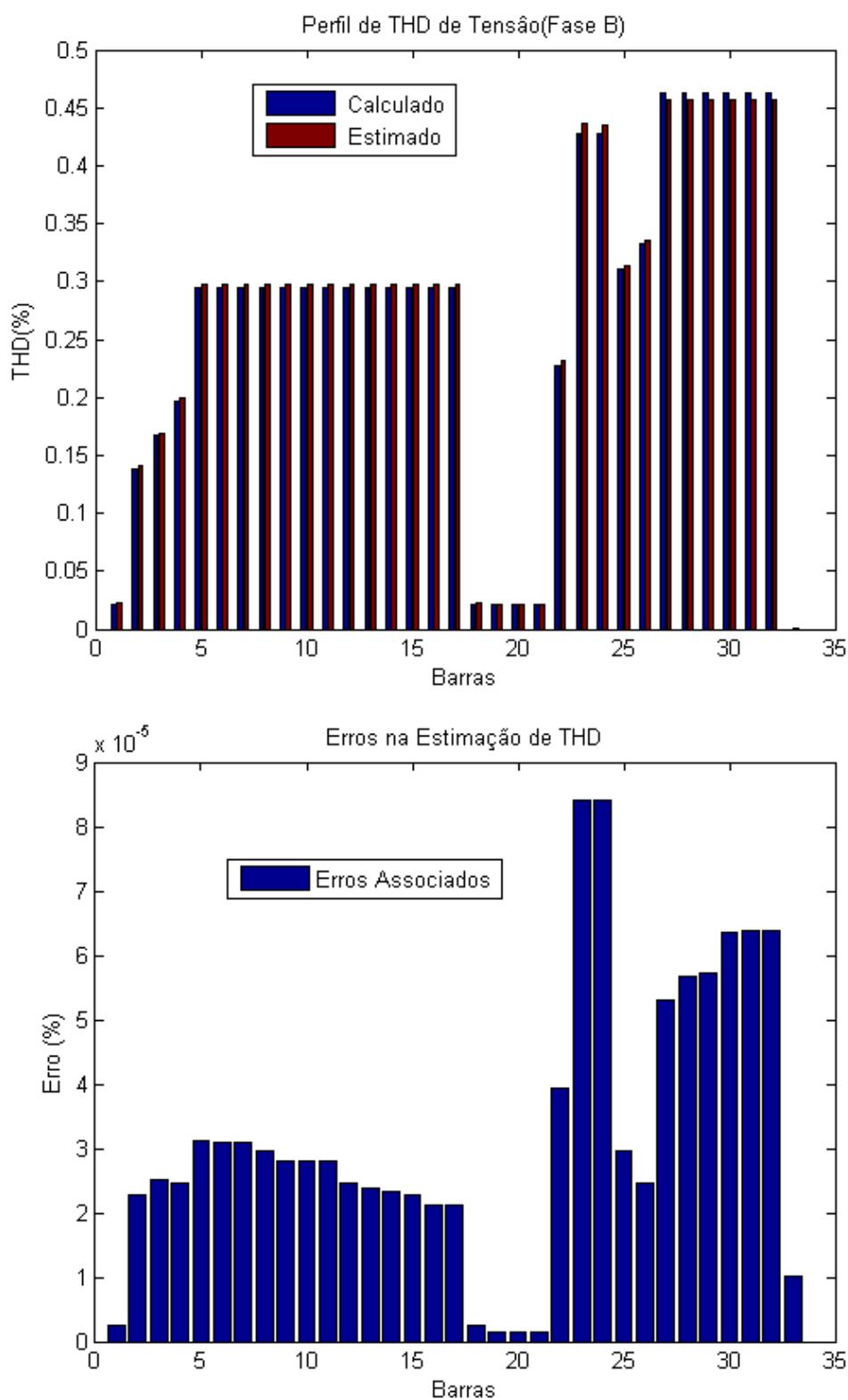


Figura 122 – Perfil de THD de Tensão para fase B, com respectivos erros de estimação.

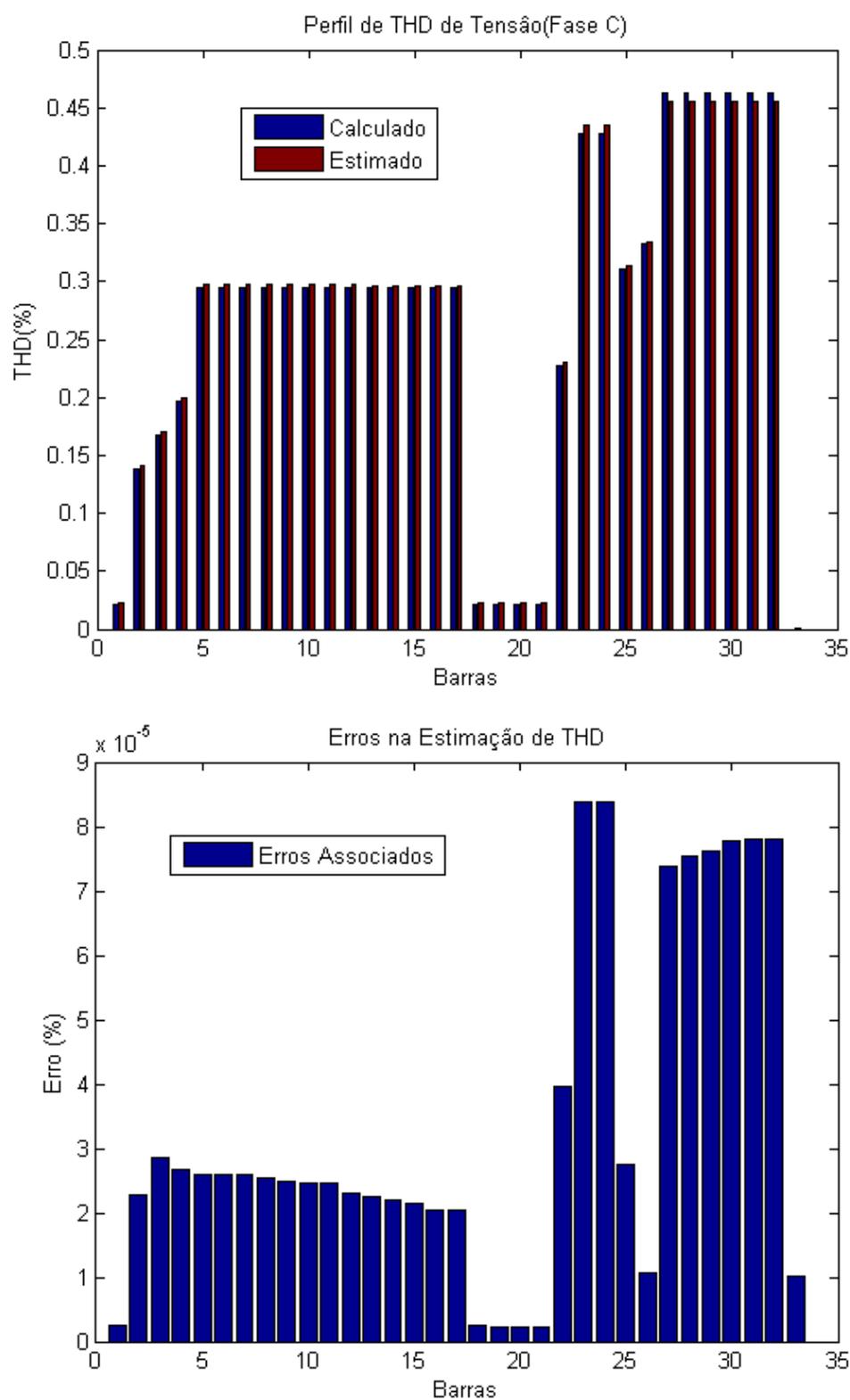


Figura 123 – Perfil de THD de Tensão para fase C, com respectivos erros de estimação.

### 5.3.3 Conclusões Parciais sobre o Teste em 33 barras

Nas Figuras 70,71 e 72 são mostrados os resultados de estimação para tensões nodais na frequência fundamental no sistema trifásico de 33 barras, com seus respectivos erros de estimação. Esses erros estão na ordem de grandeza  $10^{-4}$ , evidenciando que o processo de estimação foi realizado de forma satisfatória.

Os ângulos de fase, mostrados nas Figuras 73, 74 e 75 também foram estimados, alcançando resultados satisfatórios, assim como a estimação de potência ativa e reativa, nas Figuras 76 até a 81.

Nas Figuras 82, 83 e 84 foram mostradas as tensões de 3ª harmônica com erros de estimação inferiores a ordem de grandeza de  $10^{-5}$ . Nas Figuras de 85 até 87, os ângulos de fase são apresentados. Os erros de estimação se mantém pequenos.

A estimação de potência ativa e reativa, exibida nas Figuras de 88 até 93, evidenciam que a metodologia é capaz de detectar e identificar fontes harmônicas no sistema e estimar o estado harmônico com precisão, evidenciando valores de potência injetada nas barras em que equipamentos FACTS estão instalados.

Grandezas estimadas de tensão, potência ativa e reativa para a 5ª harmônica são mostrados nas Figuras 94-105, mantendo o nível dos resultados, exibindo erros pequenos relativos ao processo de estimação.

A estimação das demais frequências é mostrada da Figura 106 até a Figura 120, cobrindo todo o espectro harmônico até a 15ª harmônica.

Os valores minimizados da função objetivo para cada parcela correspondente a cada frequência sob análise estão presentes na Tabela 11 a seguir:

Tabela 11 – Valores Parciais da Função Objetivo para Cada Frequência (33 barras).

<i>Frequência</i>	<i>Função Objetivo</i>	<i>Frequência</i>	<i>Função Objetivo</i>
<b>60Hz</b>	$4,22 \times 10^{-5}$	<b>540Hz</b>	$5,80 \times 10^{-3}$
<b>180Hz</b>	$4,56 \times 10^{-3}$	<b>660Hz</b>	$3,45 \times 10^{-4}$
<b>300Hz</b>	$1,05 \times 10^{-4}$	<b>780Hz</b>	$2,31 \times 10^{-3}$
<b>420Hz</b>	$3,20 \times 10^{-4}$	<b>900Hz</b>	$1,98 \times 10^{-3}$

De posse dos dados estimados de tensão para todas as harmônicas consideradas sob análise, é possível estimar os índices de distorção harmônica, mostrados nas Figuras 121, 122 e 123 para todas as barras. Percebe-se que o erro está na ordem de grandeza  $10^{-5}$ , evidenciando que a metodologia estima bem para todo o espectro considerado.

#### 5.4 Sistema 33 Barras Com Aumento de Carga

Neste teste, o mesmo sistema de 33 barras será considerado, porém, com o intuito de testar os limites máximos das restrições de desigualdades, um aumento de carga nas fases será considerado:

1. A carga da fase A será mantida;
2. A carga da fase B será aumentada 10 % do valor considerado no teste anterior;
3. A carga da fase C será aumentada 30 % do valor considerado no teste anterior.

##### 5.4.1 Teste do Estimador Harmônico

Para realizar os testes, as medições serão aquelas disponibilizadas *online* pelas PMUs através do Plano de Medição e as pseudo medidas serão os dados históricos usados a fim de restaurar a observabilidade da rede.

Nas simulações foram considerados os seguintes passos:

1. Aumentou-se as cargas em um fluxo de potência harmônico, e extraiu-se dele os dados que seriam lidos pelas PMUs em tempo real;
2. Os dados históricos que seriam fornecidos pela concessionária de energia elétrica não serão retirados deste último fluxo em que se aumentaram as cargas. Os dados históricos serão retirados do fluxo de potência usado no caso anterior ao aumento de carga. Essa consideração irá testar a versatilidade da metodologia para estimar estados supondo variação de carga, supondo que só é sabido os valores médios mensais disponibilizados pela concessionária de energia elétrica.

Portanto, os dados de carga disponibilizados no Apêndice B serão considerados como os valores históricos para potência ativa e reativa.

Todavia, a carga foi aumentada, a fim de testar os limites máximos das restrições de desigualdades, como já foi exposto.

Para melhor organização do documento, os resultados serão detalhados para tensão e ângulo nas barras; para cada frequência até a 5ª ordem, com seus respectivos erros de estimação.

Os resultados dos testes realizados para o sistema de 33 barras serão apresentados nas Figuras 124-141.

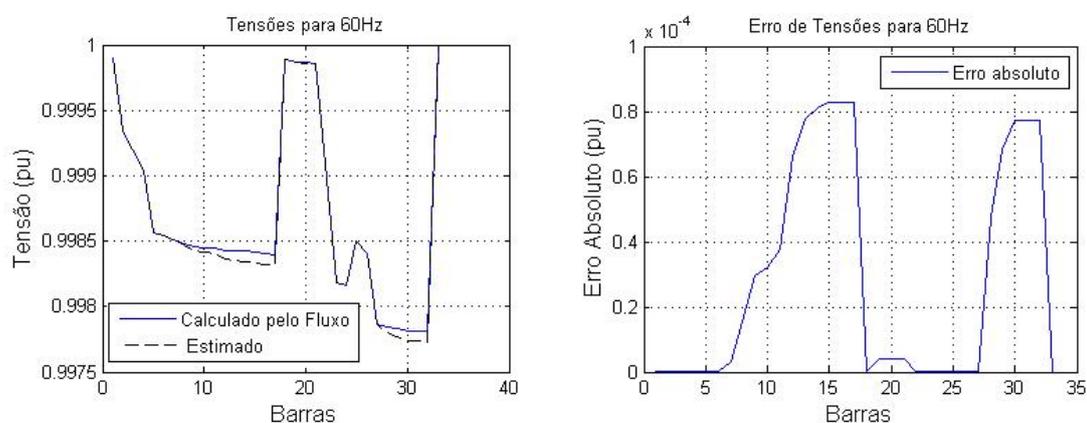


Figura 124 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

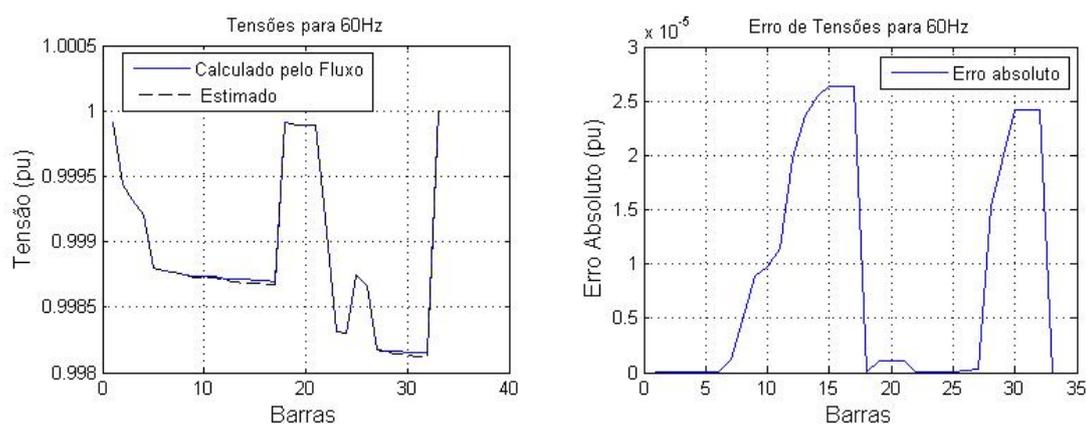


Figura 125 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

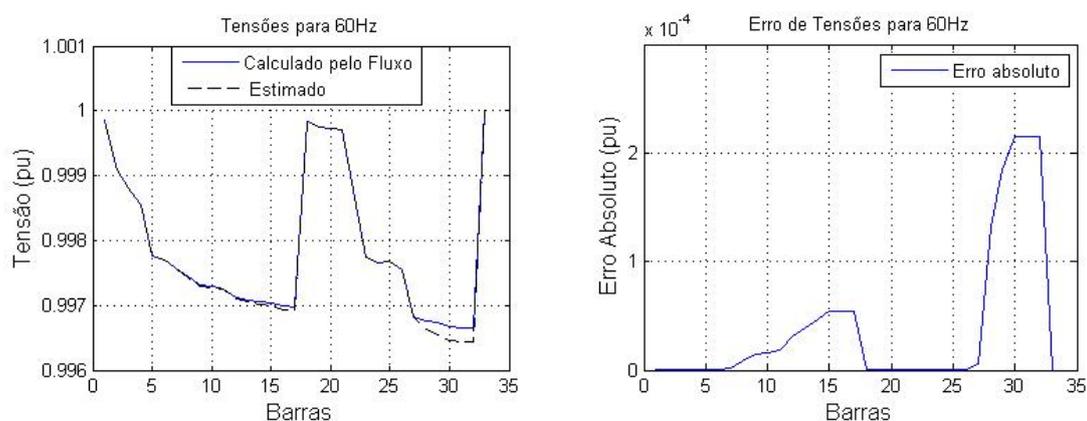


Figura 126 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

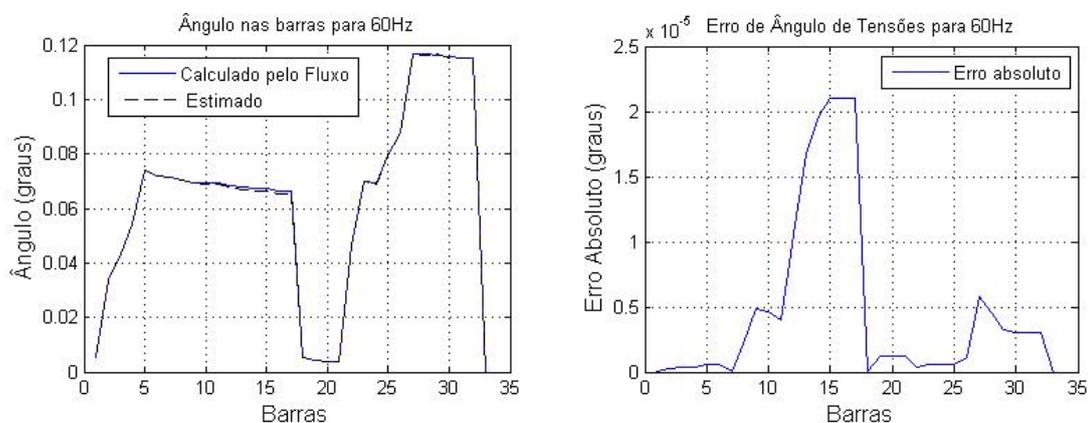


Figura 127 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

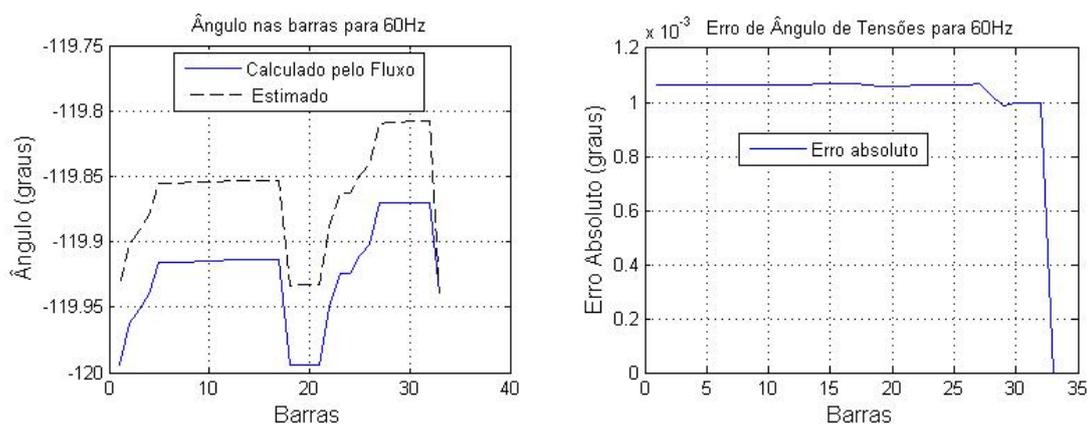


Figura 128 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

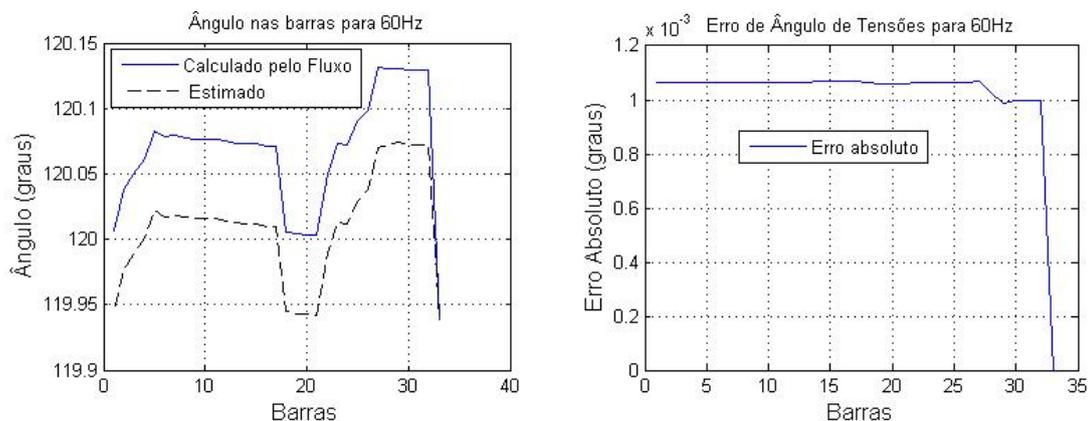


Figura 129 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

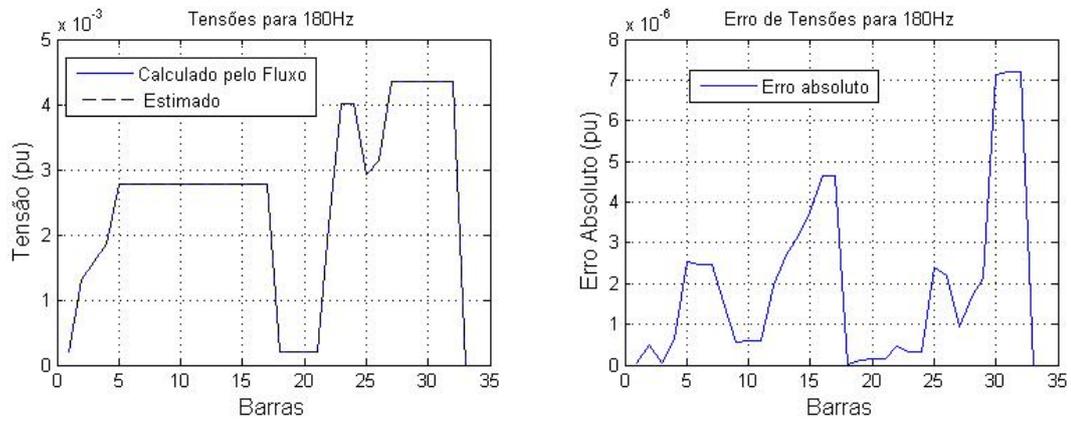


Figura 130 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

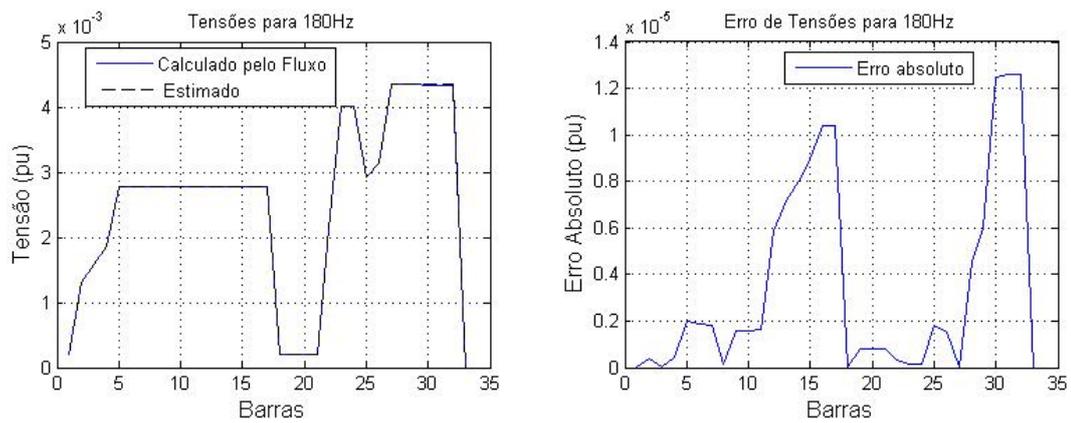


Figura 131 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

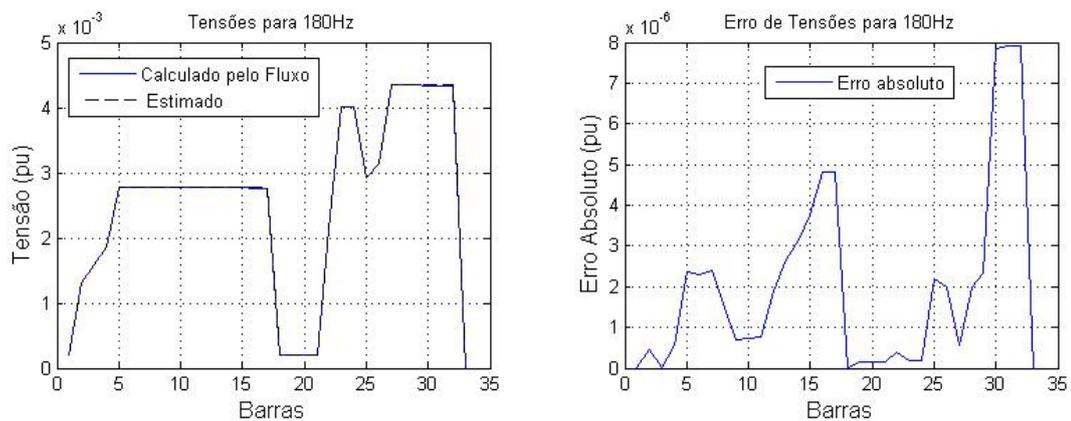


Figura 132 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

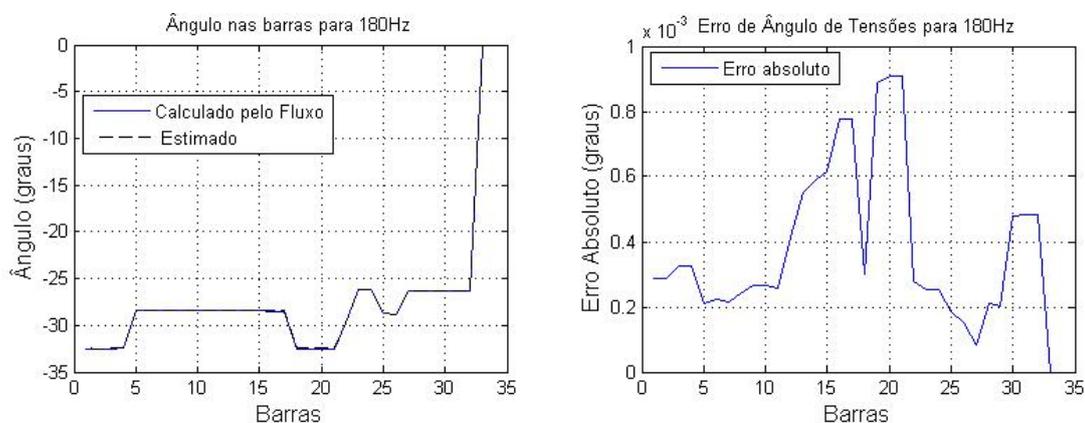


Figura 133 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

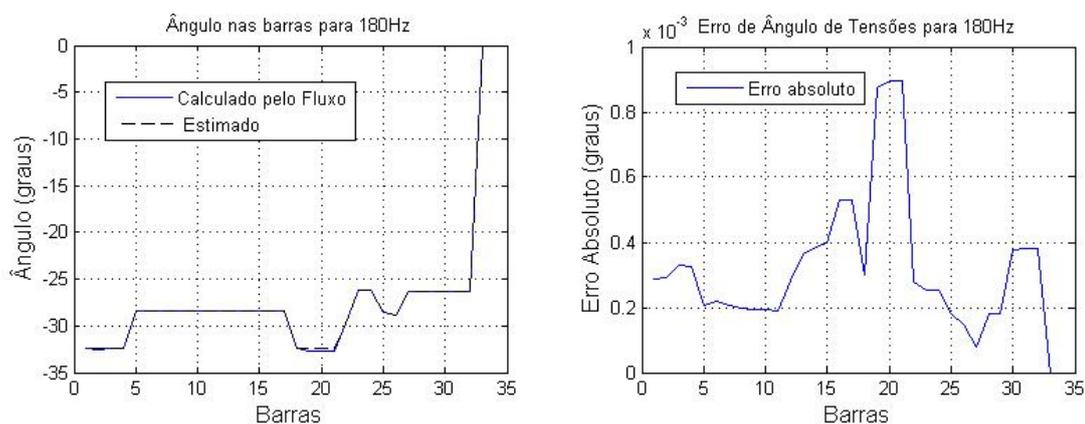


Figura 134 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

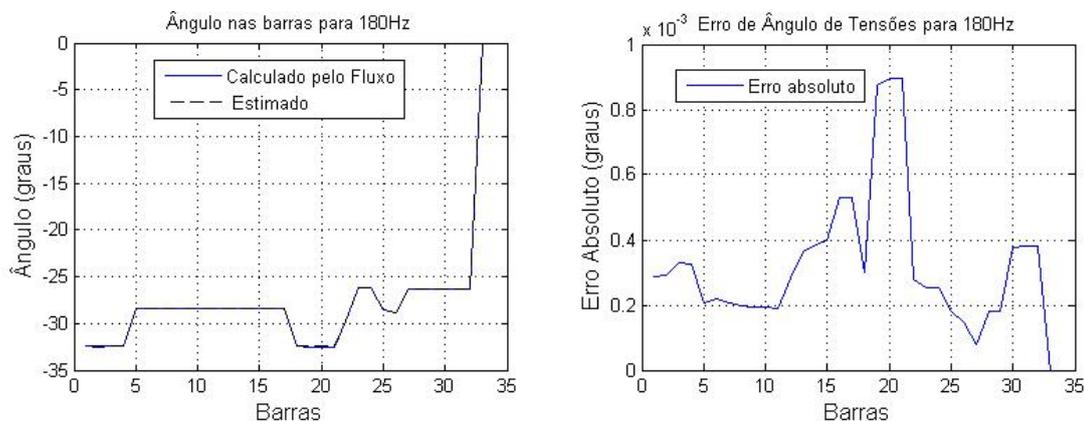


Figura 135 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

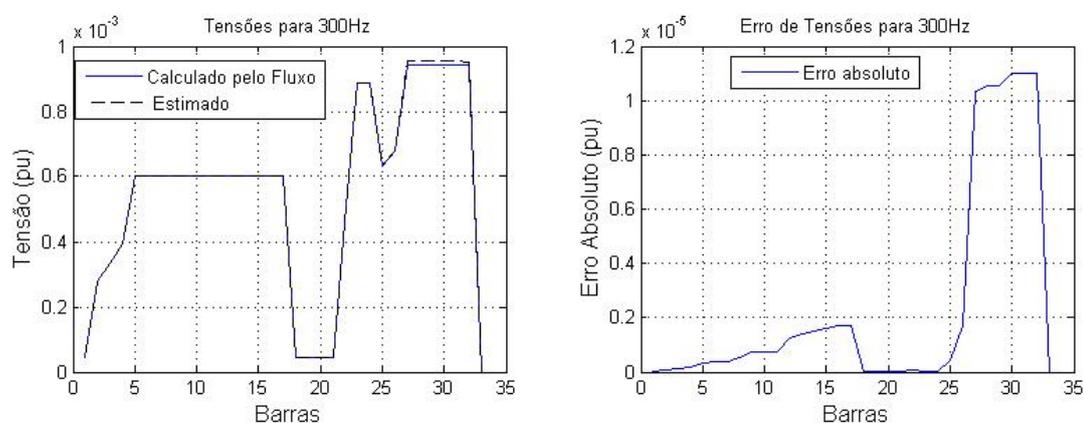


Figura 136 – Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

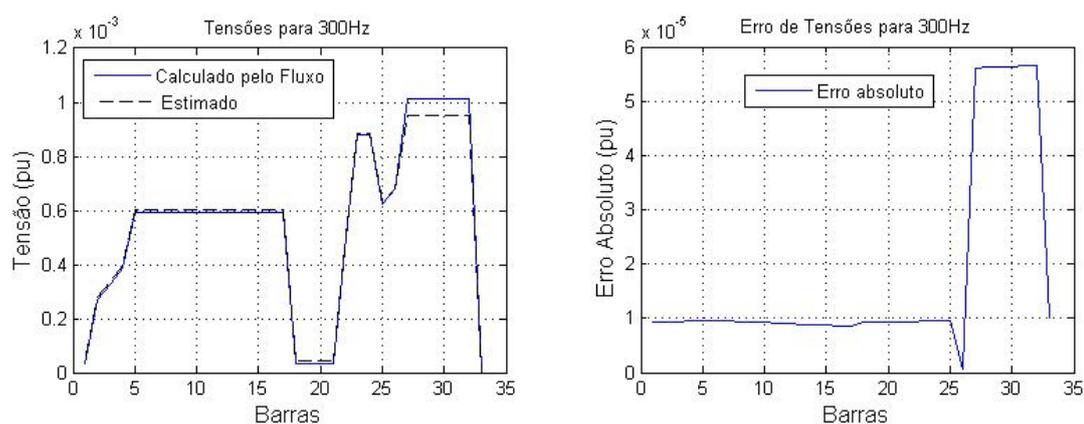


Figura 137 – Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

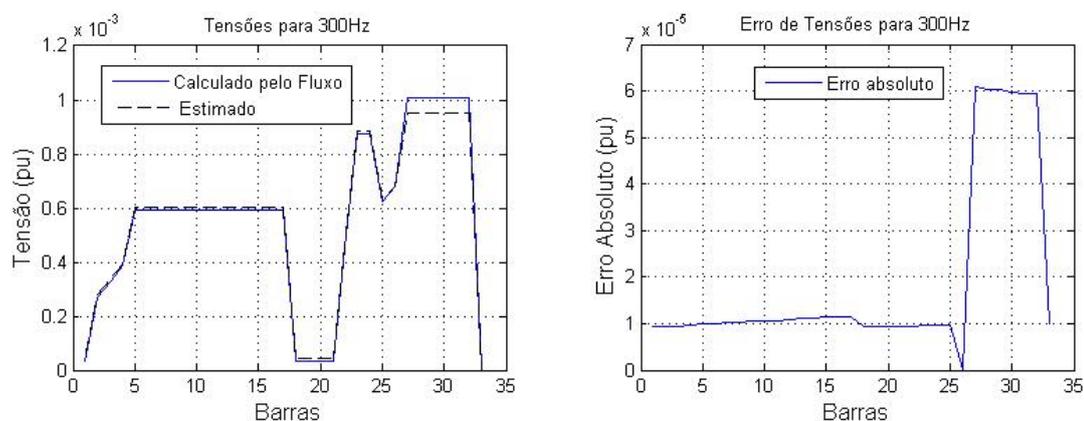


Figura 138 – Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

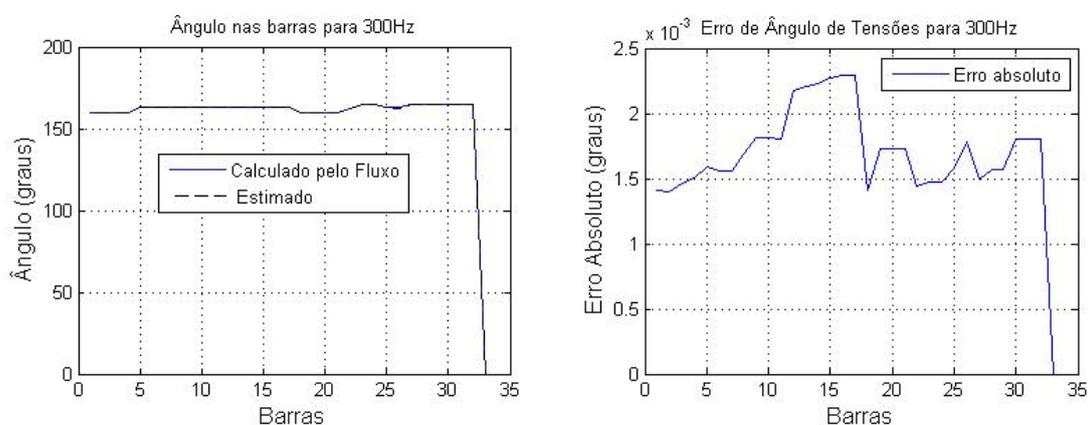


Figura 139 – Ângulos de Tensões da Fase A, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

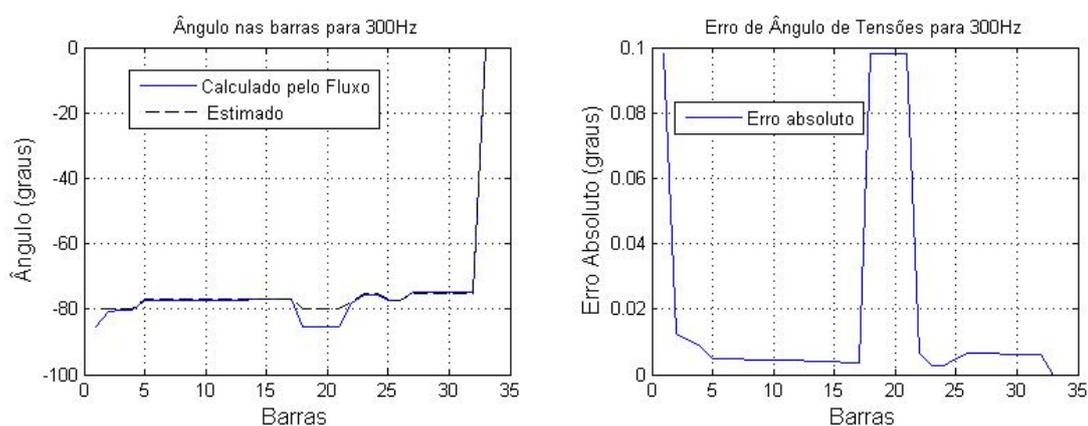


Figura 140 – Ângulos de Tensões da Fase B, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

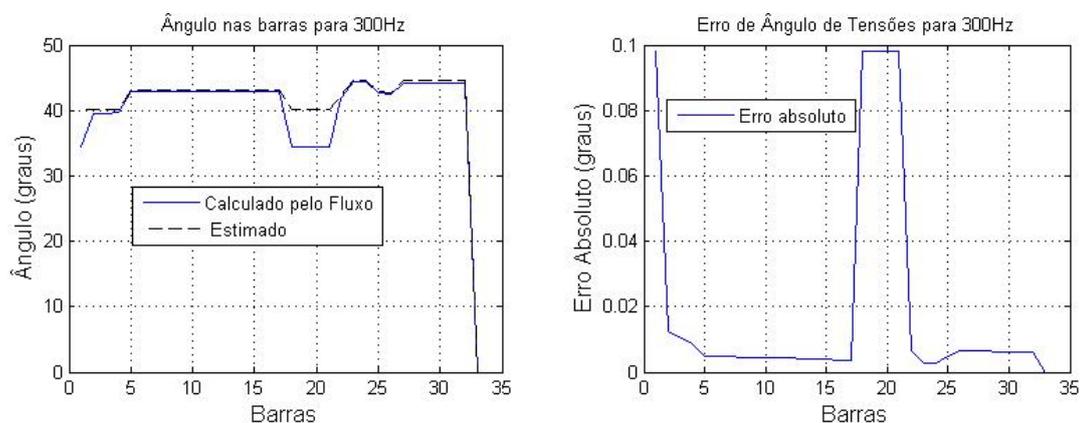


Figura 141 – Ângulos de Tensões da Fase C, calculadas pelo fluxo e estimadas para todas as 33 barras (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

#### 5.4.2 Conclusões Parciais sobre o Teste em 33 barras com aumento de carga

Nas Figuras 124, 125 e 126 são exibidos os valores estimados para as tensões na frequência fundamental. Percebe-se que, o aumento de carga foi acompanhado pela metodologia permitindo uma estimação de estado com resultados satisfatórios.

Os ângulos de fase estimados nas Figuras de 127-129 também demonstram que a estimação foi bem realizada.

As Figuras de 130 até a 141 mostram a estimação do conteúdo harmônico considerado sob análise até a 5ª harmônica.

Percebe-se que o ângulo de fase na 5ª harmônica apresenta erros de estimação maiores, mesmo assim a estimação é realizada, estando os resultados dentro do esperado e previsto na norma C37-118 relativo às especificações de PMUs.

O objetivo deste teste era mostrar o ajuste da metodologia à curva de carga que varia ao longo do dia, aumentando e diminuindo a carga demandada nas barras do sistema.

Uma vez que a função objetivo é definida como um somatório de parcelas de medidas, pode-se obter valores minimizados da função objetivo para cada parcela correspondente a cada frequência sob análise. Esses valores estão presentes na Tabela 12 a seguir:

Tabela 12 – Valores Parciais da Função Objetivo para Cada Frequência (33 barras).

<i>Frequência</i>	<i>Função Objetivo</i>
<b>60Hz</b>	$8,62 \times 10^{-4}$
<b>180Hz</b>	$7,36 \times 10^{-3}$
<b>300Hz</b>	$9,05 \times 10^{-4}$

O espectro considerado foi menor, mas o objetivo de mostrar que a metodologia se adéqua à curva de carga foi atingido satisfatoriamente.

## 5.5 Sistema de 123 Barras

O Sistema de 123 barras é um sistema com impedâncias próprias e mútuas bem definidas para cada tipo de condutor. Este sistema trifásico conta com carga desequilibrada. O dados disponibilizados pela IEEE estão no Apêndice C deste trabalho.

As modificações feitas neste trabalho para o sistema foram desconsiderar os reguladores de tensão assim como na referência [11] e a consideração de cargas modeladas para potência constante.

A renumeração das barras também foi uma modificação sofrida pela sistema, a fim de mostrar os resultados gráficos com uma melhor estética e facilitar a leitura de dados.

Os equipamentos FACTS, fontes de harmônicas são os SVCs instalados nas barras 30 e 120; e os TCRs nas barras 49 e 73.

Por último, a inclusão de PMUs alocadas ao longo da rede elétrica também é mostrada na Figura 142, em que as PMUs são representadas por quadrados vermelhos nas barras nas quais estão instaladas.

Para este sistema foi utilizado a potência de base de 10 MVA e tensão de base de 4,16 kV.

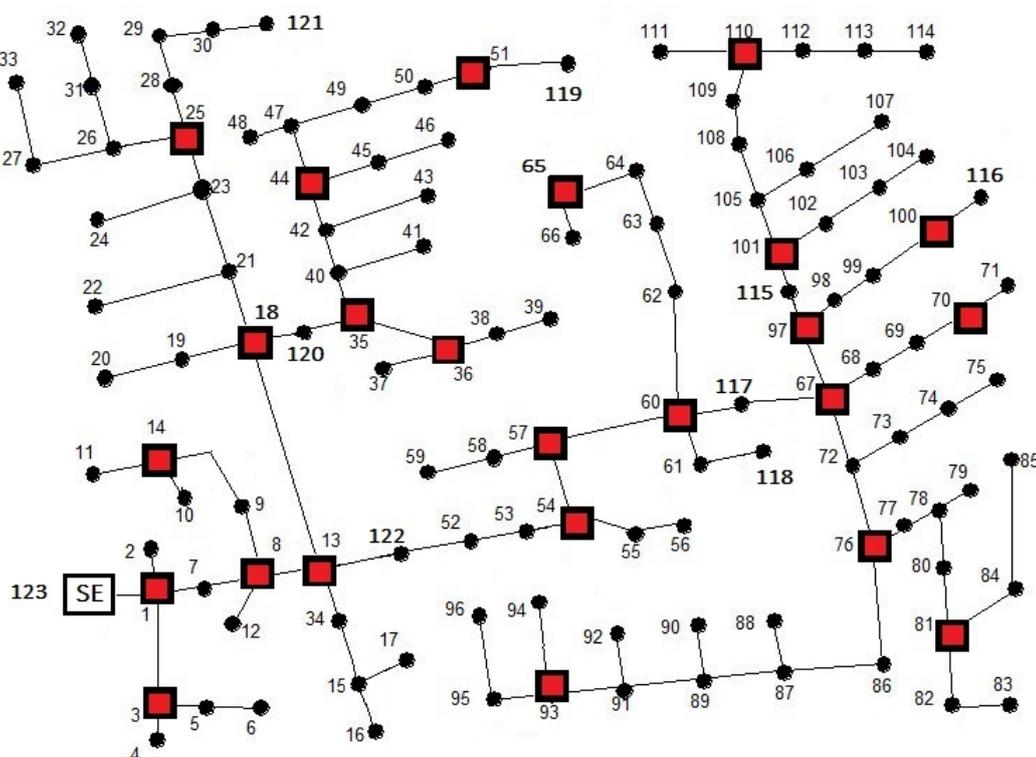


Figura 142 – Sistema IEEE 123 barras modificado.

### 5.5.1 Plano de Medição

As tabelas a seguir mostram as leituras possíveis de serem efetuadas pelas PMUs para as fases conectadas nas unidades de medição.

Tabela 13 – Dados de leitura de Tensão Nodal (Fasor) para as fases conectadas às PMUs.

<b>Número</b>	<b>Barra</b>	<b>Número</b>	<b>Barra</b>
<b>1</b>	1	<b>13</b>	57
<b>2</b>	3	<b>14</b>	60
<b>3</b>	8	<b>15</b>	65
<b>4</b>	13	<b>16</b>	67
<b>5</b>	14	<b>17</b>	70
<b>6</b>	18	<b>18</b>	76
<b>7</b>	25	<b>19</b>	81
<b>8</b>	35	<b>20</b>	93
<b>9</b>	36	<b>21</b>	97
<b>10</b>	44	<b>22</b>	100
<b>11</b>	51	<b>23</b>	101
<b>12</b>	54	<b>24</b>	110

Tabela 14 – Dados de leitura de Correntes passantes nas linhas (Fasor) para as fases conectadas às PMUs.

<i>Número</i>	<i>DE</i>	<i>PARA</i>	<i>Número</i>	<i>DE</i>	<i>PARA</i>
1	123	1	42	67	68
2	1	2	43	67	72
3	1	3	44	67	97
4	1	7	45	69	70
5	3	4	46	70	71
6	3	5	47	97	98
7	7	8	48	97	115
8	8	9	49	99	100
9	8	13	50	100	116
10	8	12	51	101	102
11	13	122	52	115	101
12	13	34	53	101	105
13	13	18	54	109	110
14	9	14	55	110	112
15	14	10	56	110	111
16	14	11	57	72	76
17	18	19	58	76	77
18	18	120	59	76	86
19	18	21	60	80	81
20	23	25	61	81	82
21	25	26	62	81	84
22	25	28	63	120	35
23	35	40	64	91	93
24	35	36	65	93	94
25	36	37	66	93	95
26	36	38	67	2	2
27	44	47	68	4	4
28	44	45	69	5	5
29	50	51	70	6	6
30	51	119	71	7	7
31	53	54	72	9	9
32	54	55	73	10	10
33	54	57	74	11	11
34	57	58	75	12	12
35	57	60	76	16	16
36	60	62	77	17	17
37	60	61	78	20	20
38	60	117	79	19	19
39	64	65	80	22	22
40	65	66	81	24	24
41	117	67	82	27	27

Tabela 15 – Dados de leitura de Correntes passantes nas linhas (Fasor) para as fases conectadas às PMUs (continuação).

<i>Número</i>	<i>DE</i>	<i>PARA</i>	<i>Número</i>	<i>DE</i>	<i>PARA</i>
83	28	28	124	90	90
84	29	29	125	92	92
85	31	31	126	94	94
86	32	32	127	95	95
87	33	33	128	96	96
88	34	34	129	98	98
89	37	37	130	99	99
90	38	38	131	102	102
91	39	39	132	103	103
92	41	41	133	104	104
93	43	43	134	106	106
94	45	45	135	107	107
95	46	46	136	109	109
96	48	48	137	111	111
97	49	49	138	112	112
98	50	50	139	114	114
99	52	52	140	115	115
100	53	53	141	116	116
101	55	55	142	117	117
102	56	56	143	118	118
103	58	58	144	119	119
104	59	59	145	120	120
105	61	61	146	121	121
106	62	62	147	122	122
107	63	63	148	21	21
108	64	64	149	40	40
109	66	66	150	42	42
110	68	68	151	47	47
111	69	69	152	89	89
112	71	71	153	91	91
113	73	73	154	105	105
114	75	75	155	113	113
115	77	77	156	78	78
116	79	79	157	87	87
117	80	80	158	23	23
118	82	82	159	39	39
119	83	83	160	72	72
120	84	84	161	74	74
121	85	85	162	103	103
122	86	86	163	15	15
123	88	88	164	30	30

### 5.5.2 Testes do Estimador Harmônico

A fim de validar a metodologia e testá-la por fim em um sistema trifásico real de grande porte, foram considerados os seguintes testes com respectivos resultados, valendo-se do espectro harmônico variante da frequência fundamental até a 5ª ordem harmônica:

1. Estimação de estado para as tensões e ângulos harmônicos, uma vez que são base para o cálculo de qualquer outra grandeza no sistema;

Salienta-se que nos testes anteriores pode ser observado que as amplitudes maiores responsáveis pelas distorções harmônicas foram as 3ª e 5ª harmônica. Uma vez que o sistema é grande, e o 'escoamento' de correntes harmônicas se dará por mais número de barras, considera-se plausível um estudo de um espectro menor, uma vez que as amplitudes das demais harmônicas serão bem menores. Isso não inviabiliza o estudo de harmônicas de ordem maior. No caso do estudo presente, serão apresentados resultados até a quinta harmônica visando melhor organização do presente documento, mantendo sua estética e objetividade, uma vez que o objetivo é demonstrar a eficiência em obter estados harmônicos além do da fundamental. Além disso, a estimação de harmônicas de ordem maior já foi comprovada nos demais sistemas apresentados até então, além do cálculo de outras grandezas elétricas derivadas dos fasores de tensão em barramentos.

Os resultados desse teste serão mostrados nas Figuras 143-160.

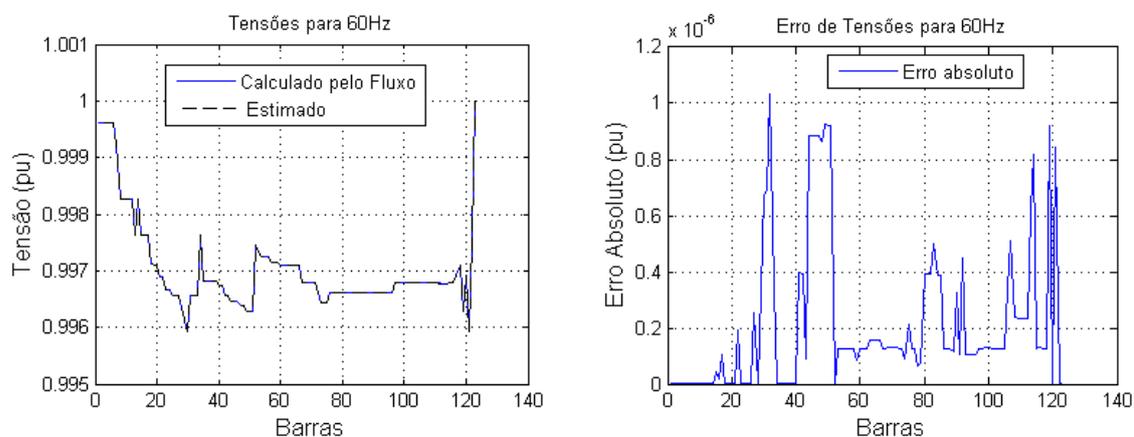


Figura 143 – Tensões da Fase A ( $1^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

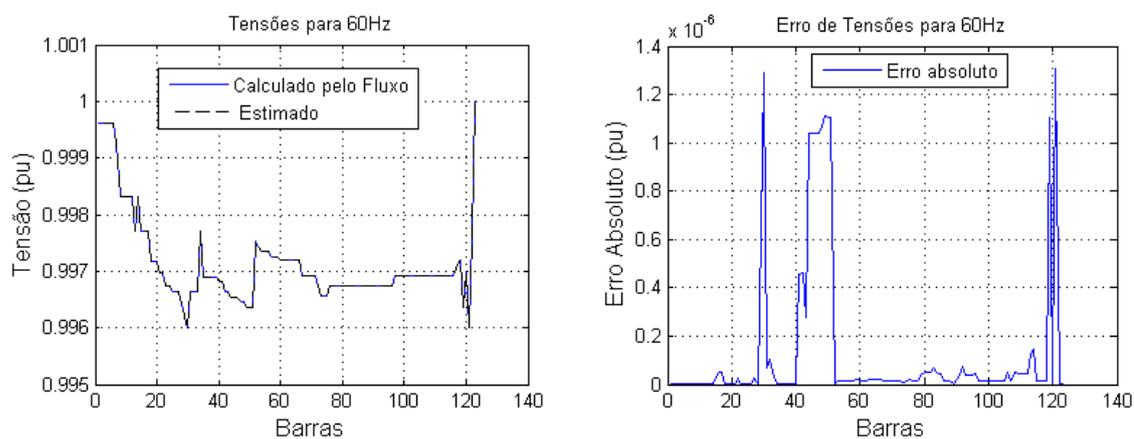


Figura 144 – Tensões da Fase B ( $1^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

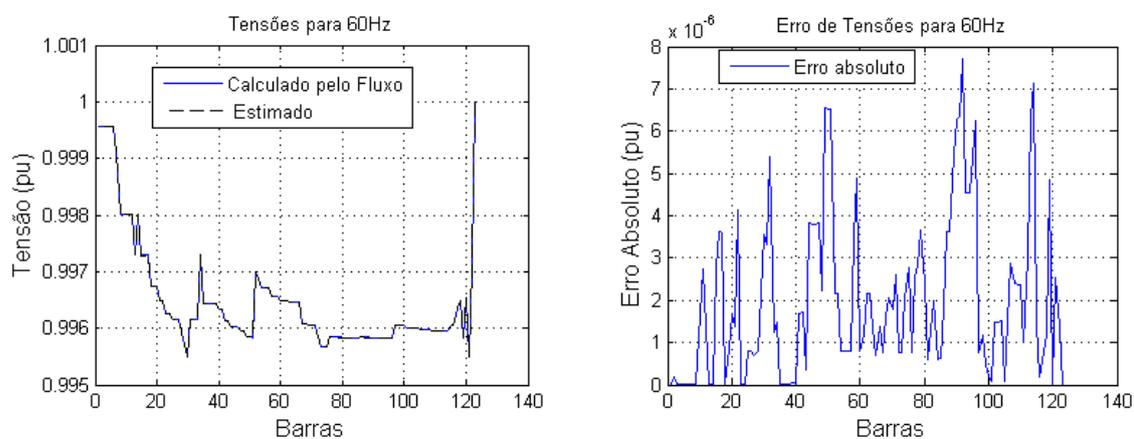


Figura 145 – Tensões da Fase C ( $1^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

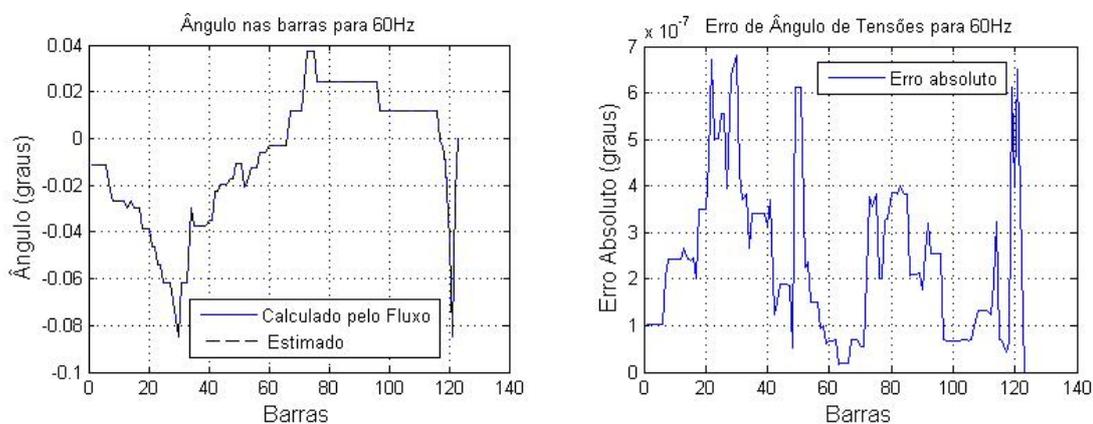


Figura 146 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $1^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

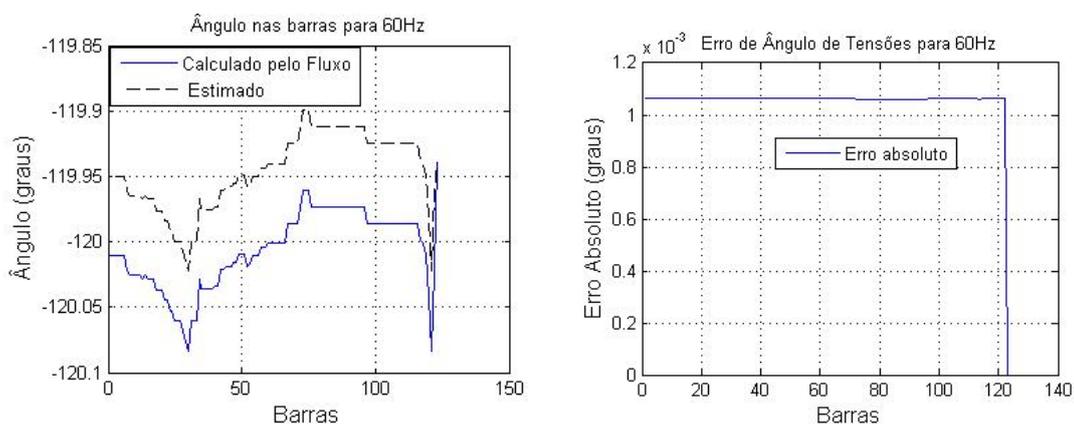


Figura 147 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $1^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

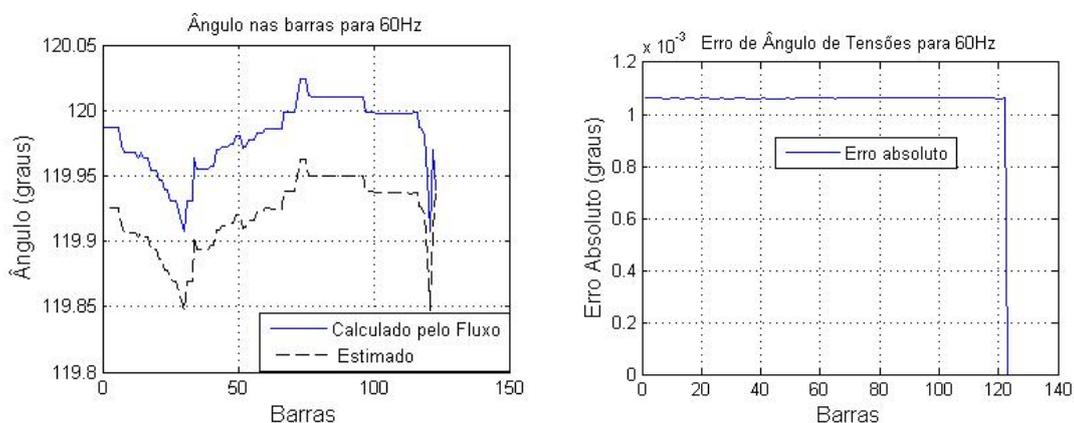


Figura 148 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $1^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

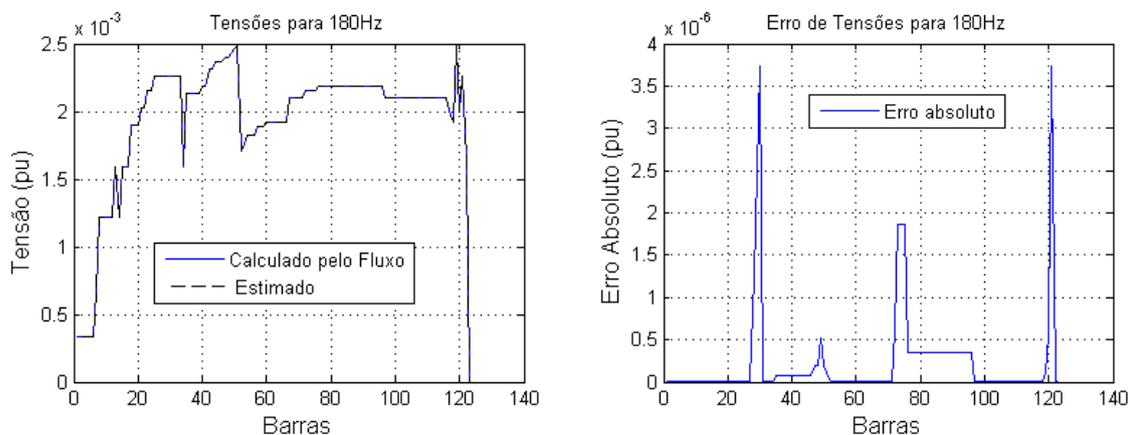


Figura 149 – Tensões da Fase A ( $3^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

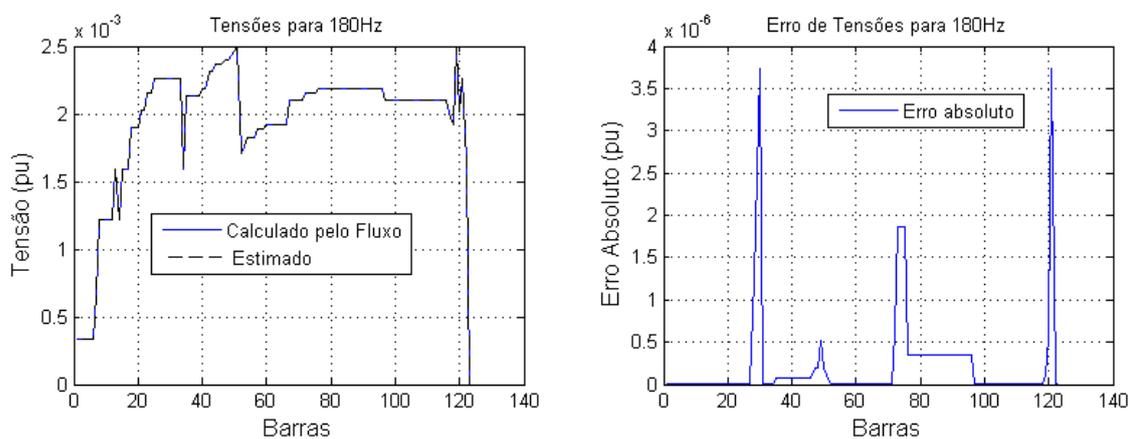


Figura 150 – Tensões da Fase B ( $3^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

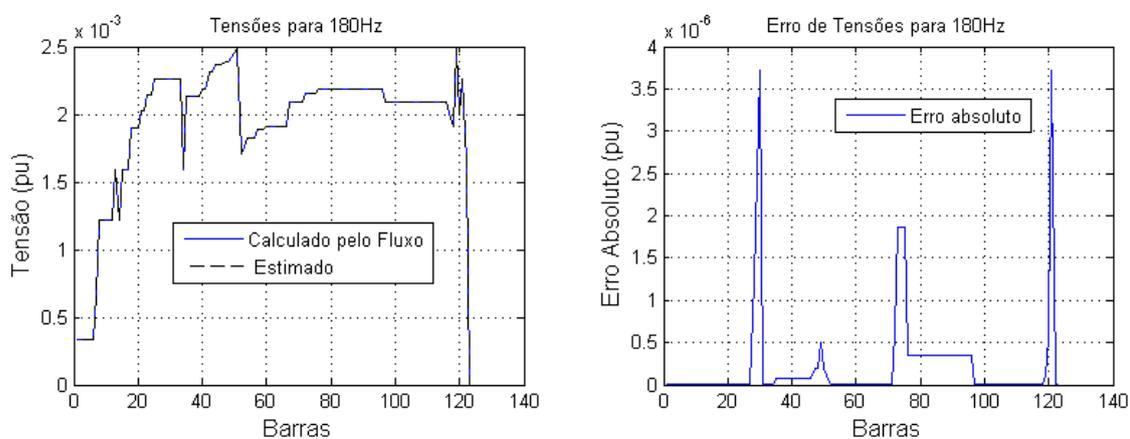


Figura 151 – Tensões da Fase C ( $3^{\text{a}}$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

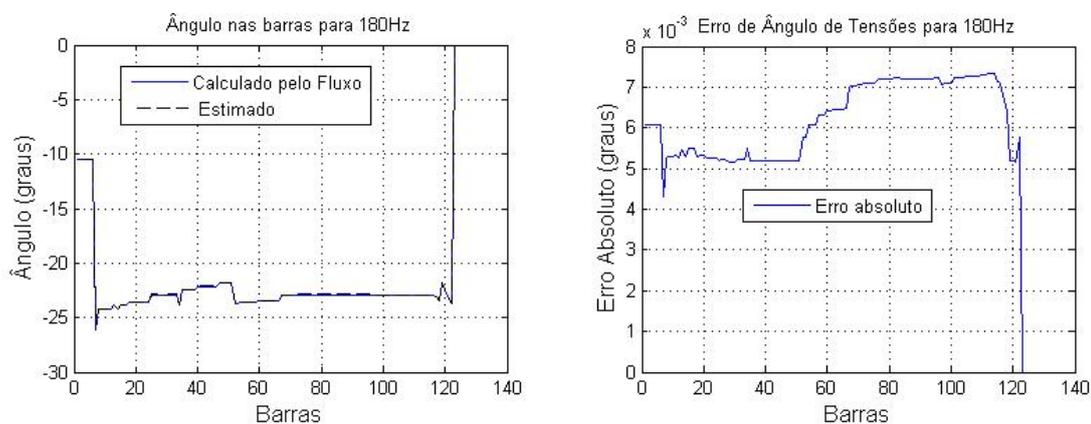


Figura 152 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

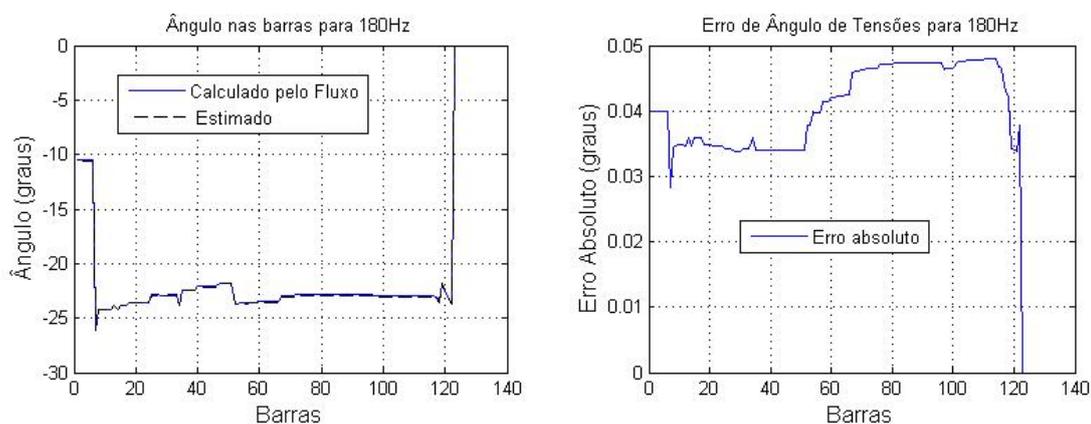


Figura 153 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

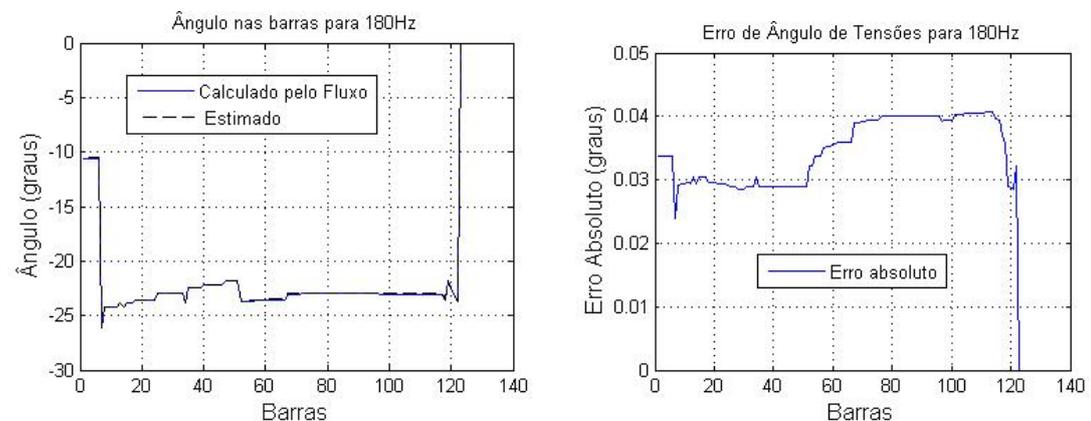


Figura 154 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $3^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

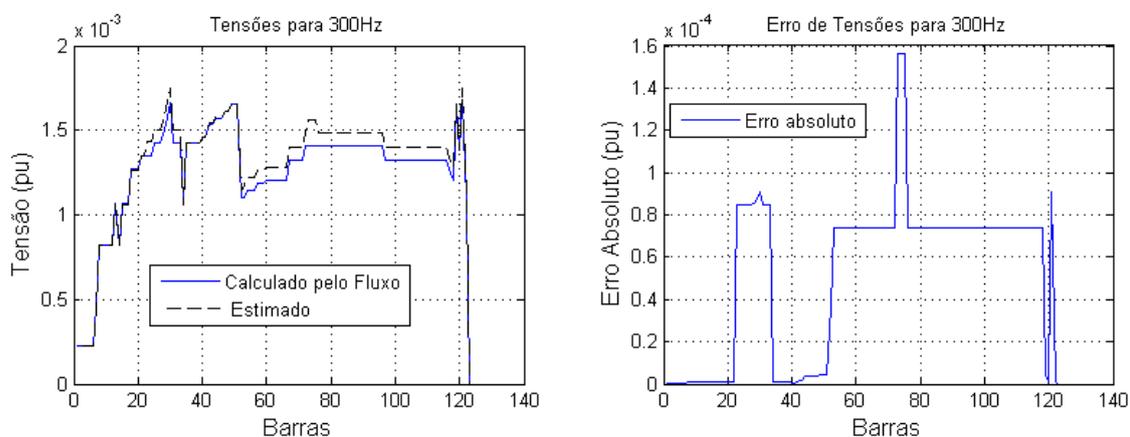


Figura 155 – Tensões da Fase A ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

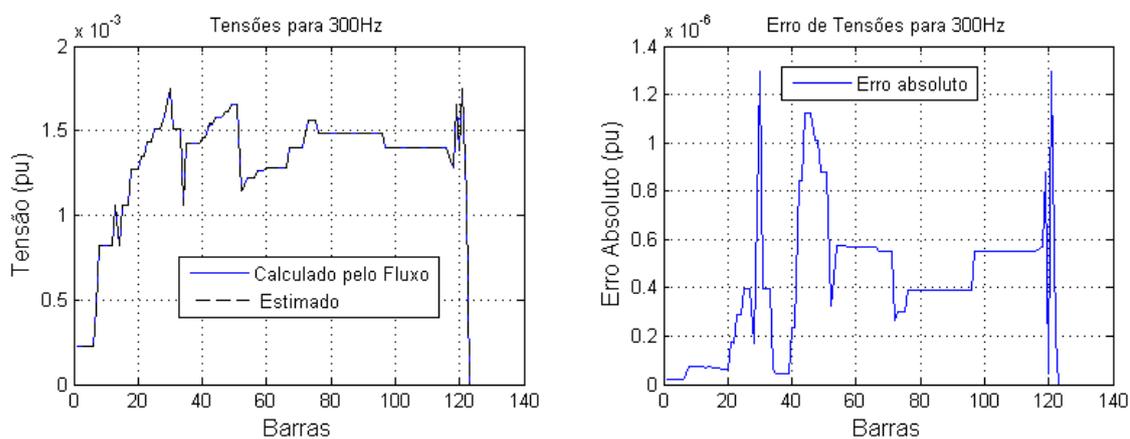


Figura 156 – Tensões da Fase B ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

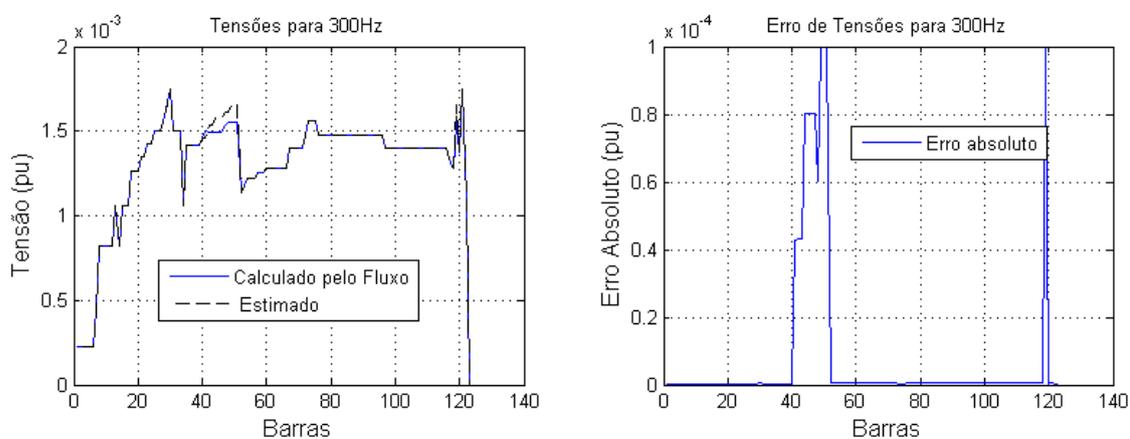


Figura 157 – Tensões da Fase C ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

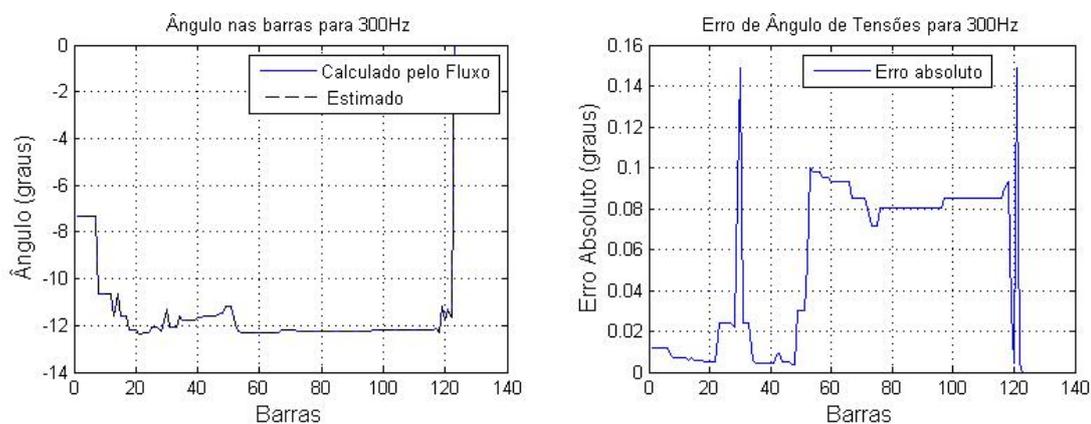


Figura 158 – Ângulos de Tensões da Fase A ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase A presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

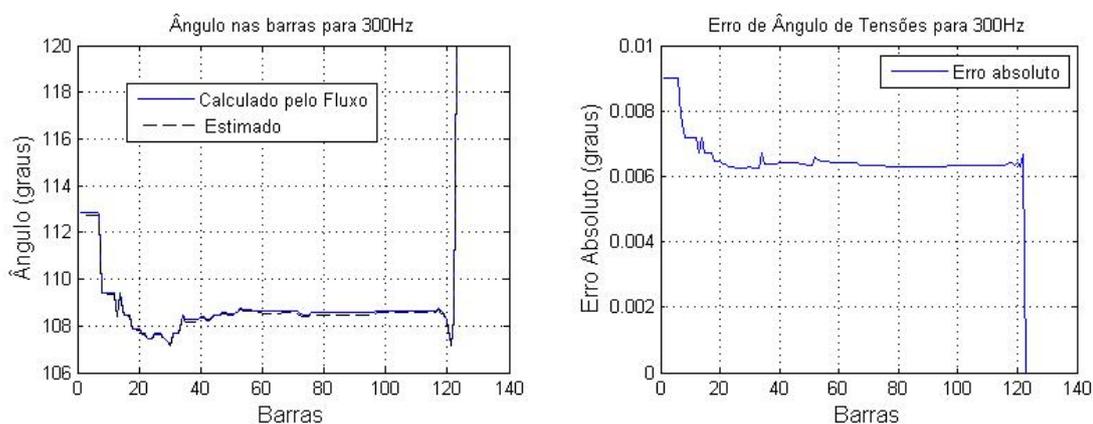


Figura 159 – Ângulos de Tensões da Fase B ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase B presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

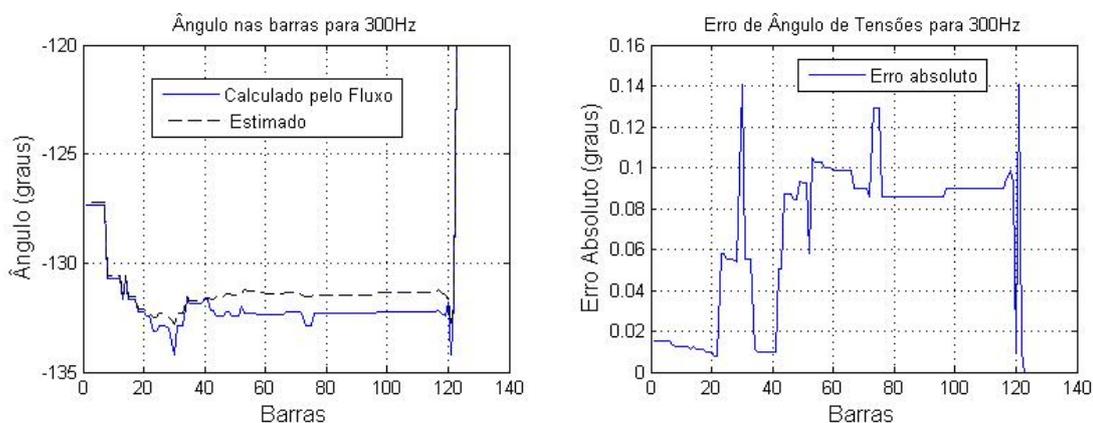


Figura 160 – Ângulos de Tensões da Fase C ( $5^a$  harmônica), calculadas pelo fluxo e estimadas para barras do sistema com fase C presente (à esquerda) com os erros associados à estimação (à direita).

### 5.5.3 Conclusões Parciais sobre o Teste em 123 barras

O objetivo principal deste último estudo de caso mostrado na dissertação é a adequação da metodologia a sistemas de maior porte, como o de 123 barras. Por esse motivo, um espectro menor foi considerado.

Mesmo com as modificações sofridas, o sistema teste de 123 barras apresenta uma topologia com um número significativo de ramificações, o que o torna interessante para estudo de propagação de harmônicos, bem como a estimação de estado do mesmo.

Nas Figuras 143-160 são mostrados os resultados de estimação de tensão nodal (amplitude e fase) para todas as harmônicas consideradas no estudo e todas as fases.

Os valores minimizados da função objetivo para cada parcela correspondente a cada frequência sob análise são apresentados na Tabela 16 a seguir:

Tabela 16 – Valores Parciais da Função Objetivo para Cada Frequência (33 barras).

<i>Frequência</i>	<i>Função Objetivo</i>
<b>60Hz</b>	$2,43 \times 10^{-4}$
<b>180Hz</b>	$2,51 \times 10^{-3}$
<b>300Hz</b>	$2,70 \times 10^{-3}$

Os resultados são satisfatórios e o objetivo destes estudo de caso é atingido.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 6.1 Conclusão

Conclui-se, em linhas gerais, que o objetivo do trabalho foi atingido, ao mostrar uma metodologia capaz não apenas de estimar os estados da rede para todas as frequências sob análise, como também identificar fontes harmônicas ao longo da rede, de maneira eficiente.

Os resultados apresentaram erros muito pequenos e a validação da metodologia se deu mediante testes realizados em sistemas maiores, apresentando resultados satisfatórios, conforme mostrado neste trabalho.

No primeiro teste, realizado no sistema de 15 barras, a metodologia pôde ser validada, considerando o posicionamento de apenas dois PMUs no início e no fim do alimentador. Apesar de pequeno, o sistema demonstrou de forma simples e prática que a densidade de carga pode ser monitorada ao longo desta rede com poucas medições. Além disso, a partir de fasores de tensão estimados, pode-se perceber que outras grandezas como potência ativa e reativa demandada em cada barra puderam ser calculadas e terem seus valores estimados próximos aos valores obtidos em um fluxo de potência trifásico e harmônico. O principal índice de qualidade de energia, o THD, teve seu valor estimado com erros pequenos, oferecendo uma contribuição para estudos de qualidade de energia nesta rede, uma vez que as fontes harmônicas foram detectadas e identificadas da maneira satisfatória.

No segundo teste, no sistema de 33 barras, foram considerados um número maior de componentes harmônicas no espectro sob estudo e ainda assim, as grandezas elétricas foram bem estimadas para todo o sistema e para todas as fases, assim como os índices de distorções harmônicas para cada barra.

Para validar, enfim, para redes maiores, a metodologia foi testada no sistema de 123 barras do IEEE, mostrando-se eficaz na estimação dos componentes harmônicos considerados no caso de estudo.

Os erros aparecem, em geral, nas harmônicas de ordem superior, com amplitudes mais baixas, sendo assim menores contribuintes para a distorção do sinal senoidal de tensão e corrente. A justificativa para este erro é dada a partir dos erros sistemáticos de calibração inseridos e considerados no processo. Quando a amplitude desses erros é próxima às amplitudes das ondas de tensão e correntes medidas pelas PMUs, os erros na medição podem afetar os resultados de forma a impactar a estimação, mas mesmo assim o processo é concluído e o erro não impede a estimação, oferecendo como resposta erros um pouco maiores. Ainda assim, a estimação é concluída da maneira satisfatória.

Os erros apresentados na estimação de ângulos de fase para tensões nodais estão

abaixo do máximo permitido pela norma C37.118, que prevê um erro menor que 0.22 graus para o caso de análise de ordens harmônicas.

O trabalho revela uma eficaz ferramenta que pode ser útil na análise de índices de qualidade de energia, permitindo o cumprimento de normas reguladoras e mostra uma aplicação prática dos medidores fasoriais sincronizados.

Esta seção irá apresentar as principais contribuições deste trabalho e apresentar sugestões de trabalhos futuros.

## 6.2 Contribuições do Trabalho

Pode-se listar como contribuições do trabalho desenvolvido para esta dissertação:

1. Mostrar uma aplicação prática das PMUs para o monitoramento em tempo real das redes radiais de distribuição;
2. A restauração da observabilidade da rede com poucas unidades de medição, valendo-se de dados históricos médios mensais como pseudo medidas;
3. A adequação do método à curva de carga variante ao longo do tempo;
4. A estimação de componentes harmônicos devido a cargas não lineares que afetam a controlabilidade do sistema como é no caso de equipamentos FACTS;
5. Além de estimar, o método consegue, a partir de valores de demanda média mensal para 60 Hz, acompanhar a curva de carga não apenas para a frequência fundamental, mas também para as curvas de cargas harmônicas, independentes de seus valores. Tal fato faz da metodologia uma excelente ferramenta para identificação e detecção de fontes harmônicas;
6. A metodologia permite a estimação de índices de qualidade de energia no que tange a distorções harmônicas nos sistemas de distribuição elétrica de potência;
7. A metodologia permite que as normas reguladoras sejam cumpridas, uma vez que poderão ser averiguadas de forma precisa e em tempo real;
8. Ao serem estimados injeções de corrente em todas as frequências, pode-se analisar e projetar filtros que suavizem os efeitos das distorções harmônicas no sistema com muito mais precisão e em uma visão holística considerando o efeito de uma fonte harmônica sobre todo o sistema;
9. Sendo as medições realizadas, habitualmente, no contexto das harmônicas, em intervalos inferiores a 10 minutos, o método se mostra extremamente rápido e eficiente, sendo seu tempo computacional inferior a 4 minutos para estimar a maior ordem harmônica de um sistema de 123 barras;
10. Mostra resultados com pequenos erros independente do tamanho dos sistemas.

### 6.3 Trabalhos Futuros

O desenvolvimento da metodologia para estimação de estado harmônico para redes de distribuição no âmbito do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF pode ser vislumbrado a partir de diversos aspectos relacionados ao aprimoramento do algoritmo. Entre as possibilidades de estudos futuros é possível citar:

- Considerar o processamento de imagem dos sinais contendo harmônicos, captados pelas PMUs, utilizando Análise de Fourier, com o intuito de separar as harmônicas em bandas individuais, e a etapa de filtragem de dados com filtros adequados;
- Considerar erros inerentes aos processos de transmissão de dados sem fios;
- Estudar efeitos de ressonância em série e paralelo no que tange a produção de harmônicos e sua estimação;
- Considerar efeitos dinâmicos de sistemas e equipamentos;
- Abordar estimação de harmônicos pares e inter-harmônicos;
- Desenvolver um estimador de estado harmônico dinâmico, que avalia o estado da rede ao longo do tempo, valendo-se de filtros recursivos e de Kalman;
- Estudar a relação possível das PMUs com outras tecnologias viáveis para redes inteligentes como micro PMUs e sistemas de iluminação tele gerenciados, que permitem monitoramento em tempo real dos pontos de luz espalhados na rede de distribuição secundária;
- Adequar a metodologia para estudos de estabilidade de tensão.
- Utilizar a metodologia para análise da curva de carga harmônica considerando injeções de correntes harmônicas feitas pelos consumidores, lâmpadas fluorescentes e de LED, e outros equipamentos baseados em eletrônica de potência;
- Desenvolver técnicas de otimização que permitam melhorar os tempos de simulação.

Quanto aos processos de validação conduzidos no presente trabalho, é possível mencionar estudos futuros relacionados com a implementação de outros algoritmos de otimização e modificação do ambiente e linguagem de programação utilizada neste trabalho (MATLAB).

## REFERÊNCIAS

- [1] EHRENSPERGER, J. G., “Sistemas de medição fasorial sincronizada: análise do estado da arte e aplicações no monitoramento de sistemas de energia elétrica”, 2004.
- [2] ARRILLAGA, J., *Power system harmonic analysis*. John Wiley & Sons, 1997.
- [3] ZHANG, Y., XU, Y., XU, Y., “Research on power system harmonic state estimation”. In: *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*, pp. 596–600, 2011.
- [4] FANTIN, C. D. A., *Análise de observabilidade e de redundância de medidas no contexto de estimação de estado trifásica*, Ph.D. Thesis, Universidade de São Paulo, 2012.
- [5] BORGES, G. P., *Análise de observabilidade e identificação de medidas críticas para sistemas de medição formados por medidas convencionais e fasoriais sincronizadas*, Ph.D. Thesis, Universidade de São Paulo, 2011.
- [6] ZHANG, Q., VITTAL, V., HEYDT, G. T., LOGIC, N., STURGILL, S., “The integrated calibration of synchronized phasor measurement data in power transmission systems”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 26, n. 4, pp. 2573–2581, 2011.
- [7] BAHABADI, H. B., MIRZAEI, A., MOALLEM, M., “Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Harmonic State Estimation in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithms”. In: *Systems Engineering (ICSEng), 2011 21st International Conference on*, pp. 100–105, 2011.
- [8] FERREYRA, D., SARMIENTO, A., REINERI, C., “Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation”, *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, v. 11, n. 1, pp. 499–504, 2013.
- [9] AREFI, A., HAGHIFAM, M. R., FATHI, S. H., “Distribution harmonic state estimation based on a modified PSO considering parameters uncertainty”. In: *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, pp. 1–7, 2011.
- [10] LIAO, H., “Power system harmonic state estimation and observability analysis via sparsity maximization”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 22, n. 1, pp. 15–23, 2007.
- [11] AREFI, A., HAGHIFAM, M.-R., FATHI, S. H., NIKNAM, T., OLAMAIEI, J., “A novel algorithm based on Honey Bee Mating Optimization for distribution harmonic state estimation including distributed generators”. In: *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp. 1–7, 2009.
- [12] NIQUINI, F. M. M., VARIZ, A. M., PEREIRA, J. L. R., BARBOSA, P. G., CARNEIRO JR, S., “Modelagem do elo de corrente contínua no domínio da frequência em sistemas assíncronos desequilibrados”, *Revista da SBA Controle & Automação*, v. 20, pp. 573–588, 2009.
- [13] FAURI, M., “Harmonic modelling of non-linear load by means of crossed frequency admittance matrix”, *IEEE transactions on Power systems*, v. 12, n. 4, pp. 1632–1638, 1997.

- [14] KAGAN, N., ROBBA, E. J., SCHMIDT, H., “Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica”, *Editora Blucher*, 2009.
- [15] NOGUEIRA, F. J., MELO, I. D., ALBUQUERQUE, V. M., GOUVEIA, L. H., CASAGRANDE, C. G., PINTO, D. P., BRAGA, H., “Street lighting LED luminaires using telemanagement systems: Study of case”. In: *Industry Applications (INDUSCON), 2014 11th IEEE/IAS International Conference on*, pp. 1–8, 2014.
- [16] DIAS, G. A. D., TAMAGNA, A., “PROBLEMAS DE QUALIDADE DE ENERGIA ENTRE ACIARIA E SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- ESTUDO DE CASO”. In: *Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica-SICEL*, v. 1, 2006.
- [17] DIAS, G. A. D., *Harmônicas em sistemas industriais*. Edipucrs, 2002.
- [18] ZHAI, X., ZHUO, F., DUAN, R., LEI, W., ZHANG, P., WANG, Z., “Development of a parallel hybrid power filter with respective harmonic compensation method”. In: *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2006. APEC'06. Twenty-First Annual IEEE*, pp. 5–pp, 2006.
- [19] BRIGHAM, E. O., “The Fast Fourier Transform and its applications”, 1988.
- [20] BRACEWELL, R., “The Fourier Transform and IIS Applications”, *New York*, 1965.
- [21] PHADKE, A. G., THORP, J. S., *Synchronized phasor measurements and their applications*. Springer Science & Business Media, 2008.
- [22] BOLLEN, M. H., *Understanding power quality problems*. v. 3. IEEE press New York, 2000.
- [23] ARRILLAGA, J., WATSON, N. R., CHEN, S., *Power system quality assessment*. Wiley, 2000.
- [24] HALPIN, S., “Comparison of IEEE and IEC harmonic standards”. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, pp. 2214–2216, 2005.
- [25] BLOOMING, T. M., CARNOVALE, D. J., “Application of IEEE Std 519-1992 harmonic limits”. In: *Pulp and Paper Industry Technical Conference, 2006. Conference Record of Annual*, pp. 1–9, 2006.
- [26] SILVA, S., SANTOS, I., DA COSTA, F., DAMASCENO, C., DE OLIVEIRA, J., “Metodologia para a Atribuição de Responsabilidades sobre Distorções Harmônicas: Análise de um Caso Real”, .
- [27] RODRIGUES, J. E., *Interferência de harmônicas em equipamentos de medição de energia elétrica.*, Ph.D. Thesis, Universidade de São Paulo, 2009.
- [28] NIQUINI, F. M. M., VARIZ, A. M., PEREIRA, J. L. R., BARBOSA, P. G., CARNEIRO JR, S., “HVDC modeling in frequency domain for harmonic analysis of unbalanced asynchronous systems”, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 20, n. 4, pp. 573–588, 2009.
- [29] NOGUEIRA, F. J., MELO, I. D., GOUVEIA, L. H., CASAGRANDE, C. G., PINTO, B. E. D. P., “AVALIAÇÃO DE UM SISTEMA DE TELEGERENCIAMENTO EMPREGANDO LUMINÁRIAS LED DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA”, .

- [30] JLIMA, E., SOUSA, E. C., SILVA, S. F., SILVEIRA, A. W., ANDRADE, D. A., “FATURAMENTO DE ENERGIA ATIVA EM CONDIÇÕES NÃO SENOIDAIS”, .
- [31] RASTOGI, M., MOHAN, N., EDRIS, A.-A., “Hybrid-active filtering of harmonic currents in power systems”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 4, pp. 1994–2000, 1995.
- [32] PENG, F. Z., “Harmonic sources and filtering approaches”, *Industry Applications Magazine, IEEE*, v. 7, n. 4, pp. 18–25, 2001.
- [33] PIRES, I. A., “Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletro-eletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica”, *Belo Horizonte*, 2006.
- [34] VARIZ, A. M., CARNEIRO JR, S., PEREIRA, J. L. R., BARBOSA, P. G., “Cálculo do fluxo de harmônicos em sistemas de potência trifásicos utilizando o método de injeção de correntes com solução iterativa”, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 19, n. 2, pp. 178–198, 2008.
- [35] GRAINGER, J. J., STEVENSON, W. D., *Power system analysis*. v. 31. McGraw-Hill New York, 1994.
- [36] ABUR, A., EXPOSITO, A. G., *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC Press, 2004.
- [37] FUZZY, I. R., *ESTIMADORES DE ESTADO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA*, Ph.D. Thesis, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2008.
- [38] WU, H., GIRI, J., “PMU impact on state estimation reliability for improved grid security”. In: *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES*, pp. 1349–1351, 2006.
- [39] NØRGAARD, M., POULSEN, N. K., RAVN, O., “New developments in state estimation for nonlinear systems”, *Automatica*, v. 36, n. 11, pp. 1627–1638, 2000.
- [40] SCHWEPPE, F. C., HANDSCHIN, E. J., “Static state estimation in electric power systems”, *Proceedings of the IEEE*, v. 62, n. 7, pp. 972–982, 1974.
- [41] NOACK, B., KLUMPP, V., HANEBECK, U. D., “State estimation with sets of densities considering stochastic and systematic errors”. In: *Information Fusion, 2009. FUSION’09. 12th International Conference on*, pp. 1751–1758, 2009.
- [42] JAIN, A., SHIVAKUMAR, N., “Impact of PMU in dynamic state estimation of power systems”. In: *Power Symposium, 2008. NAPS’08. 40th North American*, pp. 1–8, 2008.
- [43] JAIN, A., SHIVAKUMAR, N., “Power system tracking and dynamic state estimation”. In: *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE’09. IEEE/PES*, pp. 1–8, 2009.
- [44] SINGH, S. P., JAAKKOLA, T., JORDAN, M. I., “Learning Without State-Estimation in Partially Observable Markovian Decision Processes.” In: *ICML*, pp. 284–292, 1994.

- [45] WU, F. F., LIU, W.-H. E., LUN, S.-M., “Observability analysis and bad data processing for state estimation with equality constraints”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 3, n. 2, pp. 541–548, 1988.
- [46] LEÃO, J. A., “Erros topológicos na estimação de Estados em sistemas de potencia: abordagem geometrica, detectabilidade e identificação”, 1990.
- [47] THORP, J., PHADKE, A., KARIMI, K., “Real time voltage-phasor measurement for static state estimation”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 11, pp. 3098–3106, 1985.
- [48] PHADKE, A., THORP, J., KARIMI, K., “State estimatjjon with phasor measurements”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 1, n. 1, pp. 233–238, 1986.
- [49] PEGORARO, P. A., TANG, J., LIU, J., PONCI, F., MONTI, A., MUSCAS, C., “PMU and smart metering deployment for state estimation in active distribution grids”. In: *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International*, pp. 873–878, 2012.
- [50] LIU, J., TANG, J., PONCI, F., MONTI, A., MUSCAS, C., PEGORARO, P. A., “Trade-offs in PMU deployment for state estimation in active distribution grids”, *Smart Grid, IEEE Transactions on*, v. 3, n. 2, pp. 915–924, 2012.
- [51] STEEL, R. G., TORRIE, J. H., “Principles and procedures of statistics.” *Principles and procedures of statistics.*, 1960.
- [52] MONTICELLI, A., *State estimation in electric power systems: a generalized approach.* v. 507. Springer Science & Business Media, 1999.
- [53] MONTICELLI, A., “Modeling circuit breakers in weighted least squares state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 3, pp. 1143–1149, 1993.
- [54] 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.
- [55] CIPRIANI, E., COSTA, A. J. S., *Análise de observabilidade e criticidade de medidas na estimação de estados em sistemas de potência considerando medições fasoriais sincronizadas*, Ph.D. Thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2010.
- [56] ALSAC, O., VEMPATI, N., STOTT, B., MONTICELLI, A., “Generalized state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 13, n. 3, pp. 1069–1075, 1998.
- [57] LU, C., TEN, J., LIU, W.-H., “Distribution system state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 1, pp. 229–240, 1995.
- [58] BARAN, M. E., KELLEY, A. W., “State estimation for real-time monitoring of distribution systems”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 3, pp. 1601–1609, 1994.
- [59] TESHOME, A., “Harmonic source and type identification in a radial distribution system”. In: *Industry Applications Society Annual Meeting, 1991., Conference Record of the 1991 IEEE*, pp. 1605–1609, 1991.

- [60] HARTANA, R., RICHARDS, G., “Harmonic source monitoring and identification using neural networks”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 5, n. 4, pp. 1098–1104, 1990.
- [61] DU, Z.-P., ARRILLAGA, J., WATSON, N., CHEN, S., “Identification of harmonic sources of power systems using state estimation”. In: *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 146, n. 1, pp. 7–12, 1999.
- [62] DANESHPOOY, A., GOLE, A., “Frequency response of the thyristor controlled series capacitor”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 16, n. 1, pp. 53–58, 2001.
- [63] MATTAVELLI, P., CALISKAN, V., VERGHESE, G., “Modeling and analysis of FACTS devices with dynamic phasors”. In: *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, v. 2, pp. 1440–1446, 2000.
- [64] QIAN, K., ZHOU, C., ALLAN, M., YUAN, Y., “Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 26, n. 2, pp. 802–810, 2011.
- [65] BROWN, R. E., *Electric power distribution reliability*. CRC press, 2008.
- [66] SANTOS, M. M., “Análise da dinâmica de sistemas elétricos de potência usando dados de medição fasorial sincronizada”, 2008.
- [67] LEITES, R. A. D. C., “Processamento de medidas fasoriais de tensão e corrente na estimação de estados em sistemas de potência”, 2010.
- [68] CASTELLO, P., LIXIA, M., MUSCAS, C., PEGORARO, P. A., “Adaptive Taylor-Fourier synchrophasor estimation for fast response to changing conditions”. In: *Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2012 IEEE International*, pp. 294–299, 2012.
- [69] AMINIFAR, F., KHODAEI, A., FOTUHI-FIRUZABAD, M., SHAHIDEHPOUR, M., “Contingency-constrained PMU placement in power networks”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 1, pp. 516–523, 2010.
- [70] PARASHAR, M., THORP, J. S., SEYLER, C. E., “Continuum modeling of electro-mechanical dynamics in large-scale power systems”, *Circuits and Systems I: Regular Papers, IEEE Transactions on*, v. 51, n. 9, pp. 1848–1858, 2004.
- [71] ZHOU, M., CENTENO, V., THORP, J. S., PHADKE, A. G., “An alternative for including phasor measurements in state estimators”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 4, pp. 1930–1937, 2006.
- [72] STENBAKKEN, G., NELSON, T., ZHOU, M., CENTENO, V., “Reference values for dynamic calibration of PMUs”. In: *Hawaii International Conference on System Sciences, Proceedings of the 41st Annual*, pp. 171–171, 2008.
- [73] KOMARNICKI, P., DZIENIS, C., STYCZYNSKI, Z., BLUMSCHEIN, J., CENTENO, V., “Practical experience with PMU system testing and calibration requirements”. In: *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pp. 1–5, 2008.

- [74] TERZIJA, V., VALVERDE, G., CAI, D., REGULSKI, P., MADANI, V., FITCH, J., SKOK, S., BEGOVIC, M. M., PHADKE, A., “Wide-area monitoring, protection, and control of future electric power networks”, *Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 1, pp. 80–93, 2011.
- [75] BOYD, J. P., *Chebyshev and Fourier spectral methods*. Courier Corporation, 2001.
- [76] ZIMA, M., LARSSON, M., KORBA, P., REHTANZ, C., ANDERSSON, G., “Design aspects for wide-area monitoring and control systems”, *Proceedings of the IEEE*, v. 93, n. 5, pp. 980–996, 2005.
- [77] HU, Y., VU, K., VAN MEETEREN, H., VARADAN, S., AVRAMOVIC, B., NOVOSSEL, D., PHADKE, A., CENTENO, V., ARAÚJO, C., “Relatório 3 Aplicações das PMU e seus Requisitos”, 2007.
- [78] ZIVANOVIC, R., CAIRNS, C., “Implementation of PMU technology in state estimation: an overview”. In: *AFRICON, 1996., IEEE AFRICON 4th*, v. 2, pp. 1006–1011, 1996.
- [79] KAGAN, N., SCHMIDT, H. P., DE OLIVEIRA, C. C. B., KAGAN, H., *Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência*. Blucher, 2009.
- [80] CARVALHO, L. M. R., *Métodos de pontos interiores aplicados ao pré-despacho de um sistema hidroelétrico usando o princípio de mínimo esforço-comparação com o modelo de fluxo em redes*, Ph.D. Thesis, Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação, 2005.
- [81] BYRD, R. H., HRIBAR, M. E., NOCEDAL, J., “An interior point algorithm for large-scale nonlinear programming”, *SIAM Journal on Optimization*, v. 9, n. 4, pp. 877–900, 1999.

## APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 15 BARRAS

As Tabelas 17-20 mostram os dados do sistema IEEE de teste 15 barras modificado pelo autor e dos equipamentos FACTS conectados a ele.

Tabela 17 – Dados de Linha para 15 barras - Impedâncias Próprias

<i>de</i>	<i>para</i>	<i>Raa(ohms)</i>	<i>Xaa(ohms)</i>	<i>Rbb(ohms)</i>	<i>Xbb(ohms)</i>	<i>Rcc(ohms)</i>	<i>Xcc(ohms)</i>
15	1	0,3811	0,1941	0,3811	0,1941	0,3811	0,1941
1	2	0,8190	0,7070	0,8190	0,7070	0,8190	0,7070
2	3	0,1872	0,6188	0,1872	0,6188	0,1872	0,6188
3	4	1,7114	0,2351	1,7114	0,2351	1,7114	0,2351
4	5	1,0300	0,7400	1,0300	0,7400	1,0300	0,7400
5	6	1,0440	0,7400	1,0440	0,7400	1,0440	0,7400
6	7	0,1966	0,0650	0,1966	0,0650	0,1966	0,0650
7	8	0,3744	0,1238	0,3744	0,1238	0,3744	0,1238
8	9	1,4680	1,1550	1,4680	1,1550	1,4680	1,1550
9	10	0,5416	0,7129	0,5416	0,7129	0,5416	0,7129
10	11	0,5910	0,5260	0,5910	0,5260	0,5910	0,5260
11	12	0,7463	0,5450	0,7463	0,5450	0,7463	0,5450
12	13	1,2890	1,7210	1,2890	1,7210	1,2890	1,7210
13	14	0,7320	0,5740	0,7320	0,5740	0,7320	0,5740

Tabela 18 – Dados de Linha para 15 barras - Impedâncias Mútuas

<i>de</i>	<i>para</i>	<i>Rab(ohms)</i>	<i>Xab(ohms)</i>	<i>Rbc(ohms)</i>	<i>Xbc(ohms)</i>	<i>Rca(ohms)</i>	<i>Xca(ohms)</i>
15	1	0,0476	0,0243	0,0476	0,0243	0,0476	0,0243
1	2	0,1024	0,0884	0,1024	0,0884	0,1024	0,0884
2	3	0,0234	0,0774	0,0234	0,0774	0,0234	0,0774
3	4	0,2139	0,0294	0,2139	0,0294	0,2139	0,0294
4	5	0,1288	0,0925	0,1288	0,0925	0,1288	0,0925
5	6	0,1305	0,0925	0,1305	0,0925	0,1305	0,0925
6	7	0,0246	0,0081	0,0246	0,0081	0,0246	0,0081
7	8	0,0468	0,0155	0,0468	0,0155	0,0468	0,0155
8	9	0,1835	0,1444	0,1835	0,1444	0,1835	0,1444
9	10	0,0677	0,0891	0,0677	0,0891	0,0677	0,0891
10	11	0,0739	0,0658	0,0739	0,0658	0,0739	0,0658
11	12	0,0933	0,0681	0,0933	0,0681	0,0933	0,0681
12	13	0,1611	0,2151	0,1611	0,2151	0,1611	0,2151
13	14	0,0915	0,0718	0,0915	0,0718	0,0915	0,0718

Tabela 19 – Dados de Carga para 15 barras

<i>Barra</i>	<i>Pa(kW)</i>	<i>Qa(kVAr)</i>	<i>Pb(kW)</i>	<i>Qb(kVAr)</i>	<i>Pc(kW)</i>	<i>Qc(kVAr)</i>
1	100	30	50	15	10	3
2	200	20	100	10	20	2
3	200	80	100	40	20	8
4	90	60	45	30	9	6
5	100	200	50	100	10	20
6	100	100	50	50	10	10
7	150	190	75	95	15	19
8	200	50	100	25	20	5
9	100	100	50	50	10	10
10	120	200	60	100	12	20
11	110	100	55	50	11	10
12	90	100	45	50	9	10
13	300	60	150	30	30	6
14	90	70	45	35	9	7

Tabela 20 – Dados para SVC conectado no sistema.

Conexão	Resist. (Banco. Capacitores) (p.u.)	Capacit. (Banco. Capacitores) (p.u.)	Resist. (Reatores) (p.u.)	Capacit. (Reatores) (p.u.)	Ângulo Disparo ( $^{\circ}$ )
Y	1	$2,65 \times 10^{-2}$	$1 \times 10^{-2}$	$2,65 \times 10^{-2}$	135

## APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS

As Tabelas 21-25 mostram os dados do sistema IEEE de teste 33 barras modificado pelo autor e dos equipamentos FACTS conectados a ele.

Tabela 21 – Dados de Linha 33 barras - Impedâncias Próprias

<i>de</i>	<i>para</i>	<i>Raa(ohms)</i>	<i>Xaa(ohms)</i>	<i>Rbb(ohms)</i>	<i>Xbb(ohms)</i>	<i>Rcc(ohms)</i>	<i>Xcc(ohms)</i>
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	1,0440	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	1,4680	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	1,2990	1,7210	1,2990	1,7210	1,2990	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	0,8980	0,7091	0,8980	0,7091
23	24	0,8960	0,7011	0,8960	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 22 – Dados de Linha 33 barras - Impedâncias Mútuas

<i>de</i>	<i>para</i>	<i>Rab(ohms)</i>	<i>Xab(ohms)</i>	<i>Rbc(ohms)</i>	<i>Xbc(ohms)</i>	<i>Rca(ohms)</i>	<i>Xca(ohms)</i>
33	1	0,0115	0,0059	0,0115	0,0059	0,0115	0,0059
1	2	0,0616	0,0314	0,0616	0,0314	0,0616	0,0314
2	3	0,0458	0,0233	0,0458	0,0233	0,0458	0,0233
3	4	0,0476	0,0243	0,0476	0,0243	0,0476	0,0243
4	5	0,1024	0,0884	0,1024	0,0884	0,1024	0,0884
5	6	0,0234	0,0774	0,0234	0,0774	0,0234	0,0774
6	7	0,0889	0,0294	0,0889	0,0294	0,0889	0,0294
7	8	0,1288	0,0925	0,1288	0,0925	0,1288	0,0925
8	9	0,1305	0,0925	0,1305	0,0925	0,1305	0,0925
9	10	0,0246	0,0081	0,0246	0,0081	0,0246	0,0081
10	11	0,0468	0,0155	0,0468	0,0155	0,0468	0,0155
11	12	0,1835	0,1444	0,1835	0,1444	0,1835	0,1444
12	13	0,0677	0,0891	0,0677	0,0891	0,0677	0,0891
13	14	0,0739	0,0658	0,0739	0,0658	0,0739	0,0658
14	15	0,0933	0,0681	0,0933	0,0681	0,0933	0,0681
15	16	0,1624	0,2151	0,1624	0,2151	0,1624	0,2151
16	17	0,0915	0,0718	0,0915	0,0718	0,0915	0,0718
1	18	0,0205	0,0196	0,0205	0,0196	0,0205	0,0196
18	19	0,1880	0,1694	0,1880	0,1694	0,1880	0,1694
19	20	0,0512	0,0598	0,0512	0,0598	0,0512	0,0598
20	21	0,0886	0,1172	0,0886	0,1172	0,0886	0,1172
2	22	0,0564	0,0385	0,0564	0,0385	0,0564	0,0385
22	23	0,1123	0,0886	0,1123	0,0886	0,1123	0,0886
23	24	0,1120	0,0876	0,1120	0,0876	0,1120	0,0876
5	25	0,0254	0,0129	0,0254	0,0129	0,0254	0,0129
25	26	0,0355	0,0181	0,0355	0,0181	0,0355	0,0181
26	27	0,1324	0,1167	0,1324	0,1167	0,1324	0,1167
27	28	0,1005	0,0876	0,1005	0,0876	0,1005	0,0876
28	29	0,0634	0,0323	0,0634	0,0323	0,0634	0,0323
29	30	0,1218	0,1204	0,1218	0,1204	0,1218	0,1204
30	31	0,0388	0,0452	0,0388	0,0452	0,0388	0,0452
31	32	0,0426	0,0663	0,0426	0,0663	0,0426	0,0663

Tabela 23 – Dados de Carga 33 barras

<i>Barra</i>	<i>Pa (kW)</i>	<i>Qa (kVAr)</i>	<i>Pb (kW)</i>	<i>Qb (kVAr)</i>	<i>Pc (kW)</i>	<i>Qc (kVAr)</i>
1	100	60	50	30	200	120
2	90	40	45	20	180	80
3	120	80	60	40	240	160
4	60	30	30	15	120	60
5	60	20	30	10	120	40
6	200	100	100	50	400	200
7	200	100	100	50	400	200
8	60	20	30	10	120	40
9	60	20	30	10	120	40
10	45	30	22,5	15	90	60
11	60	35	30	17,5	120	70
12	60	35	30	17,5	120	70
13	120	80	60	40	240	160
14	60	10	30	5	120	20
15	60	20	30	10	120	40
16	60	20	30	10	120	40
17	90	40	45	20	180	80
18	90	40	45	20	180	80
19	90	40	45	20	180	80
20	90	40	45	20	180	80
21	90	40	45	20	180	80
22	90	50	45	25	180	100
23	420	200	210	100	840	400
24	420	200	210	100	840	400
25	60	25	30	12,5	120	50
26	60	25	30	12,5	120	50
27	60	20	30	10	120	40
28	120	70	60	35	240	140
29	200	600	100	300	400	1200
30	150	70	75	35	300	140
31	210	100	105	50	420	200
32	60	40	30	20	120	80

Tabela 24 – Dados para TCR conectado no sistema.

Conexão	Resist. (p.u.)	Capacit. (p.u.)	Ângulo de Disparo (°)
Y	$1 \times 10^{-3}$	$2,65 \times 10^{-4}$	135

Tabela 25 – Dados para SVC conectado no sistema.

Conexão	Resist. (Banco. Capacitores) (p.u.)	Capacit. (Banco. Capacitores) (p.u.)	Resist. (Reatores) (p.u.)	Capacit. (Reatores) (p.u.)	Ângulo Disparo ( $^{\circ}$ )
Y	1	$2,65 \times 10^{-3}$	$1 \times 10^{-3}$	$2,65 \times 10^{-3}$	110

## APÊNDICE C – DADOS DO SISTEMA DE 123 BARRAS

As Tabelas 26-33 mostram os dados do sistema IEEE de teste 123 barras modificado pelo autor e dos equipamentos FACTS conectados a ele.

Tabela 26 – Dados para TCRs conectados no sistema.

Conexão	Resist. (p.u.)	Capacit. (p.u.)	Ângulo de Disparo (°)
Y	$1x10^{-3}$	$2,65x10^{-4}$	110

Tabela 27 – Dados para SVCs conectados no sistema.

Conexão	Resist. (Banco. Capacitores) (p.u.)	Capacit. (Banco. Capacitores) (p.u.)	Resist. (Reatores) (p.u.)	Capacit. (Reatores) (p.u.)	Ângulo Disparo (°)
Y	1	$2,65x10^{-4}$	$1x10^{-3}$	$2,65x10^{-3}$	110

Tabela 28 – Dados de Linha para 123 barras

de	para	Comprimento da linha (ft.)	Configuração
1	2	175	10
1	3	250	11
1	7	300	1
3	4	200	11
3	5	325	11
5	6	250	11
7	8	200	1
8	12	225	10
8	9	225	9
8	13	300	1
9	14	425	9
13	34	150	11
13	18	825	2
14	11	250	9
14	10	250	9
15	16	375	11
15	17	350	11
18	19	250	9
18	21	300	2
19	20	325	9
21	22	525	10
21	23	250	2
23	24	550	11
23	25	275	2
25	26	350	7
25	28	200	2
26	27	275	7
26	31	225	11
27	33	500	9
28	29	300	2
29	30	350	2
30	121	200	2
31	32	300	11
34	15	100	11
35	36	650	8
35	40	250	1
36	37	300	9
36	38	250	10
38	39	325	10
40	41	325	11
40	42	250	1
42	43	500	10
42	44	200	1
44	45	200	9
44	47	250	1
45	46	300	9
47	48	150	4
47	49	250	4

Tabela 29 – Dados de Linha para 123 barras

de	para	Comprimento da linha (ft.)	Configuração
49	50	250	4
50	51	250	4
51	119	500	4
52	53	200	1
53	54	125	1
54	55	275	1
54	57	350	3
55	56	275	1
57	58	250	10
57	60	750	3
58	59	250	10
60	61	550	5
60	62	250	12
62	63	175	12
63	64	350	12
64	65	425	12
65	66	325	12
67	68	200	9
67	72	275	3
67	97	250	3
68	69	275	9
69	70	325	9
70	71	275	9
72	73	275	11
72	76	200	3
73	74	350	11
74	75	400	11
76	77	400	6
76	86	700	3
77	78	100	6
78	79	225	6
78	80	475	6
80	81	475	6
81	82	250	6
81	84	675	11
82	83	250	6
84	85	475	11
86	87	450	6
87	88	175	9
87	89	275	6
89	90	225	10
89	91	225	6
91	92	300	11
91	93	225	6
93	94	275	9
93	95	300	6
95	96	200	10

Tabela 30 – Dados de Linha para 123 barras

de	para	Comprimento da linha (ft.)	Configuração
97	98	275	3
98	99	550	3
99	100	300	3
100	116	800	3
101	102	225	11
101	105	275	3
102	103	325	11
103	104	700	11
105	106	225	10
105	108	325	3
106	107	575	10
108	109	450	9
109	110	300	9
110	111	575	9
110	112	125	9
112	113	525	9
113	114	325	9
120	35	375	4
123	1	400	1
122	52	400	1
117	67	350	6
115	101	250	3
61	118	150	3

Tabela 31 – Dados Catalogados de Condutores por Configuração Considerada.

Config.	Fases Consideradas	Dados do Condutor
		ACSR
1	A B C	336,400 26/7
2	A B C	336,400 26/7
3	A B C	336,400 26/7
4	A B C	336,400 26/7
5	A B C	336,400 26/7
6	A B C	336,400 26/7
7	A B C	336,400 26/7
8	A B C	336,400 26/7
9	A B C	1/0
10	A B C	1/0
11	A B C	1/0
12	A B C	1/0 AA

Tabela 32 – Dados de Carga para 123 barras

Barra	Pa	Qa	Pb	Qb	Pc	Qc
	kW	kVA <sub>r</sub>	kW	kVA <sub>r</sub>	kW	kVA <sub>r</sub>
1	40	20	0	0	0	0
2	0	0	20	10	0	0
4	0	0	0	0	40	20
5	0	0	0	0	20	10
6	0	0	0	0	40	20
7	20	10	0	0	0	0
9	40	20	0	0	0	0
10	20	10	0	0	0	0
11	40	20	0	0	0	0
12	0	0	20	10	0	0
16	0	0	0	0	40	20
17	0	0	0	0	20	10
19	40	20	0	0	0	0
20	40	20	0	0	0	0
22	0	0	40	20	0	0
24	0	0	0	0	40	20
28	40	20	0	0	0	0
29	40	20	0	0	0	0
30	0	0	0	0	40	20
31	0	0	0	0	20	10
32	0	0	0	0	20	10
33	40	20	0	0	0	0
34	0	0	0	0	40	20
35	40	20	0	0	0	0
37	40	20	0	0	0	0
38	0	0	20	10	0	0
39	0	0	20	10	0	0
41	0	0	0	0	20	10
42	20	10	0	0	0	0
43	0	0	40	20	0	0
45	20	10	0	0	0	0
46	20	10	0	0	0	0
47	35	25	35	25	35	25
48	70	50	70	50	70	50
49	35	25	70	50	35	20
50	0	0	0	0	40	20
51	20	10	0	0	0	0
52	40	20	0	0	0	0
53	40	20	0	0	0	0
55	20	10	0	0	0	0
56	0	0	20	10	0	0
58	0	0	20	10	0	0
59	0	0	20	10	0	0
60	20	10	0	0	0	0
62	0	0	0	0	40	20

Tabela 33 – Dados de Carga 123 barras

Barra	Pa	Qa	Pb	Qb	Pc	Qc
	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
63	40	20	0	0	0	0
64	0	0	75	35	0	0
65	35	25	35	25	70	50
66	0	0	0	0	75	35
68	20	10	0	0	0	0
69	40	20	0	0	0	0
70	20	10	0	0	0	0
71	40	20	0	0	0	0
73	0	0	0	0	40	20
74	0	0	0	0	40	20
75	0	0	0	0	40	20
76	105	80	70	50	70	50
77	0	0	40	20	0	0
79	40	20	0	0	0	0
80	0	0	40	20	0	0
82	40	20	0	0	0	0
83	0	0	0	0	20	10
84	0	0	0	0	20	10
85	0	0	0	0	40	20
86	0	0	20	10	0	0
87	0	0	40	20	0	0
88	40	20	0	0	0	0
90	0	0	40	20	0	0
92	0	0	0	0	40	20
94	40	20	0	0	0	0
95	0	0	20	10	0	0
96	0	0	20	10	0	0
98	40	20	0	0	0	0
99	0	0	40	20	0	0
100	0	0	0	0	40	20
102	0	0	0	0	20	10
103	0	0	0	0	40	20
104	0	0	0	0	40	20
106	0	0	40	20	0	0
107	0	0	40	20	0	0
109	40	20	0	0	0	0
111	20	10	0	0	0	0
112	20	10	0	0	0	0
113	40	20	0	0	0	0
114	20	10	0	0	0	0

**APÊNDICE D – RESUMO DO MÉTODO DE PONTOS INTERIORES -  
BARREIRA LOGARÍTMICA)**

O método de otimização usado no programa considera um problema de programação não linear [80], da forma:

$$\begin{aligned} \min f(x) \\ \text{sa } g(x) \leq 0 \\ h(x) = 0 \end{aligned} \tag{D.1}$$

Em que deseja minimizar uma função  $f(x)$ , sujeita às restrições de desigualdades  $g(x)$  e de igualdades  $h(x)$ , sendo  $x$ , o vetor de estados.

Deve-se inserir uma variável de folga  $s$ , uma vez que este método trabalha com restrições de igualdades:

$$\begin{aligned} \min f(x) \\ \text{sa } g(x) + s = 0 \\ h(x) = 0 \\ s \geq 0 \end{aligned} \tag{D.2}$$

O próximo passo é relaxar a restrição  $s \geq 0$ , inserindo-a na função objetivo através do parâmetro de barreira  $\mu$ , com  $\mu$  tendendo a zero.

$$\begin{aligned} \min f(x) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(s_i) \\ \text{sa } g(x) + s = 0 \\ h(x) = 0 \end{aligned} \tag{D.3}$$

A função Lagrangiana é dada por [81]:

$$L = f(x) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(s_i) + \pi^t(g(x) + s) + \lambda^t h(x) \tag{D.4}$$

Em que  $\pi$  e  $\lambda$  são os multiplicadores de Lagrange.

Aplicando as condições de optimalidade, obtém-se:

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \nabla f(x) + \pi^t \nabla g(x) + \lambda^t \nabla h(x) \\ g(x) + s \\ h(x) \\ S\pi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \mu e \end{bmatrix} \tag{D.5}$$

Onde  $S$  é a matriz diagonal cujos elementos diagonais são os elementos de  $s$ .

Utilizando o método de Newton:

$$\begin{pmatrix} \nabla^2 f(x) + \pi^t \nabla^2 g(x) + \lambda^t \nabla^2 h(x) & \nabla g(x) & \nabla h(x) & 0 \\ \nabla g(x) & 0 & 0 & I \\ \nabla h(x) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & S & 0 & \pi \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} dx \\ d\pi \\ d\lambda \\ ds \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \nabla f(x) + \pi^t \nabla g(x) + \lambda^t \nabla h(x) \\ g(x) + s \\ h(x) \\ -\mu e + S\pi \end{pmatrix} \quad (\text{D.6})$$

A matriz identidade é representada por  $I$ .

Assim, obtêm-se as direções  $dx, d\pi, d\lambda$  e  $ds$ .

Agora, calculam-se os passos  $\alpha_p$  e  $\alpha_d$  correspondentes as variáveis primais e duais respectivamente, onde  $s$  e  $\pi$  permaneçam estritamente positivas. Os passos são calculados a fim de preservarem a interioridade de todas as variáveis restritas do problema.

Sejam:

$$\begin{aligned} \rho_p &= \min_{ds_i} \frac{-s_i}{ds_i} \\ ds_i &\leq 0 \end{aligned} \quad (\text{D.7})$$

$$\begin{aligned} \rho_d &= \min_{d\pi_i} \frac{-\pi_i}{d\pi_i} \\ d\pi_i &\leq 0 \end{aligned} \quad (\text{D.8})$$

Assim, o passo  $\alpha$  é dado por:

$$\alpha = \min(1, \rho_p, \rho_d) \quad (\text{D.9})$$

Conhecendo as direções e os passos, todas as variáveis podem ser atualizadas a cada iteração, até que uma dada tolerância seja atingida:

$$\begin{aligned} x^{k+1} &= x^k + \alpha dx \\ s^{k+1} &= s^k + \alpha ds \\ \pi^{k+1} &= \pi^k + \alpha d\pi \\ \lambda^{k+1} &= \lambda^k + \alpha d\lambda \end{aligned} \quad (\text{D.10})$$

A atualização do parâmetro barreira é dada por:

$$\begin{aligned} \mu^{k+1} &= \frac{\mu^k}{\beta} \\ \beta &\geq 1 \end{aligned} \quad (\text{D.11})$$

Segundo a referência [80]:

1. Dados  $x$  interior,  $(s, \pi) \geq 0$ ,  $(\lambda, \beta, \mu) \geq 1$
2. Para cada iteração, faça:
  - a) Calcule o vetor gradiente da Lagrangiana;
  - b) Calcule a Hessiana e resolva o sistema;
  - c) Calcule o passo  $\alpha$ ;
  - d) Atualize as variáveis e o parâmetro barreira até que  $|\nabla L|$  seja menor que uma tolerância desejada.

*Observação 1:* Este apêndice mostrou de forma sucinta as principais etapas de resolução de um problema por método de pontos interiores. A abrangência deste método e todas as suas etapas, assim como toda a sua teoria são, obviamente mais complexas do que este breve resumo sobre a mesma.

*Observação 2:* O método acima descrito, em forma de resumo, é implementado na *toolbox* denominada *fmincon* do próprio programa MATLAB, sendo essa ferramenta utilizada para a realização da etapa de otimização vislumbrada a partir da formulação proposta para estimação de estado. O *fmincon* utiliza o método de pontos interiores valendo-se do método Barreira Logarítmica, assim como é explicitado na própria página do programa:

- [mathworks.com/help/optim/ug/fmincon-interior-point-algorithm-with-analytic-hessian.html](https://mathworks.com/help/optim/ug/fmincon-interior-point-algorithm-with-analytic-hessian.html)