

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

Bráulio César de Oliveira

**Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição: uma Abordagem
Trifásica e Descentralizada**

Juiz de Fora

2016

Bráulio César de Oliveira

**Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição: uma Abordagem
Trifásica e Descentralizada**

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

2016

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

Oliveira, Bráulio César de.

Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição: uma Abordagem
Trifásica e Descentralizada / Bráulio César de Oliveira. – 2016.
216 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, 2016.

1. Distribuição de energia elétrica. 2. Estimação de Estados. 3.
Formulação Trifásica. 4. Medição Fasorial Sincronizada. 5. Processamento
Paralelo. Pereira, José Luiz R., orient. II. Título.

Bráulio César de Oliveira

**Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição: uma Abordagem
Trifásica e Descentralizada**

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: 08/03/2016

BANCA EXAMINADORA

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

Professor Dr. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Professor Dr. João Alberto Passos Filho, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Professor Dr. Paulo Augusto Nepomuceno Garcia, Ph.D.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Dedico este trabalho aos meus amados pais, Júlio e Sônia

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela constante presença em minha vida.

Aos meus pais Júlio e Sônia pelo carinho, amor, compreensão e incentivo.

A minha namorada Elaine pelo carinho, amor, compreensão, companheirismo, incentivo e paciência na produção desta versão final.

Ao Professor José Luiz Rezende Pereira pela competente orientação, amizade, dedicação e incentivo demonstrado ao longo destes anos de trabalho.

Ao Professor Paulo Augusto Nepomuceno Garcia e ao Doutorando Guilherme Oliveira Alves pelas importantes contribuições.

Aos Professores Flávio Vanderson Gomes, João Alberto Passos Filho e Pedro Gomes Barbosa pelo incentivo durante os anos de trabalho.

Aos amigos desde o período da faculdade e do mestrado, em especial, Arthur Reis, Arthur Givisiez, Fernando Pereira, João Paulo, João Tito, Karina Miranda, Matheus Alberto, Marina Altomar e Paulo Nascimento pelo companheirismo ao longo desses anos.

A todos os professores, funcionários, amigos e colegas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (PPEE/UFJF) que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta dissertação. Em especial ao Coordenador do PPEE Professor André Marcato e ao servidor e amigo Fernando Cardoso.

Aos amigos de Bias Fortes e região. Em especial agradeço a toda minha família pelo apoio e compreensão demonstrados.

Ao CNPq, CAPES e FAPEMIG pelo apoio financeiro.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo.”

Albert Einstein

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para estimação de estados em sistemas de distribuição de energia elétrica. São utilizadas como variáveis de estado as correntes nos ramos. As medições são obtidas por meio de medições fasoriais sincronizadas (*Phasor Measurement Units* - PMUs), sendo que os tipos de medidas advindos desses equipamentos são as tensões nodais e as correntes nos ramos. A abordagem é trifásica, portanto representa as características próprias de um sistema de distribuição. A metodologia consiste em resolver um problema de otimização não linear cuja função objetivo associa o erro quadrático das medidas em relação aos estados estimados sujeito às restrições de carga das barras da rede que não possuem PMUs instaladas baseadas em estimativas de cargas obtidas para o instante “ $t-1$ ”, partindo-se da premissa que em curtos intervalos de tempo a carga não sofre grandes variações, sendo esta em conjunto com a abordagem trifásica as principais contribuições deste trabalho. Outra contribuição do trabalho é a descentralização, com esta técnica pode-se dividir uma determinada rede em vários subsistemas que podem ser resolvidos de forma separada e independente. Isso torna o processo mais rápido do ponto de vista computacional além de permitir o uso do processamento paralelo, visto que já existe um paralelismo natural entre as tarefas que devem ser resolvidas. Outra vantagem da divisão em subsistemas reside no fato do monitoramento de áreas de interesse. Para utilizar a descentralização foi proposta uma alternativa de alocação de PMUs que consiste em posicionar duas unidades em cada ramificação do sistema, uma no começo e outra no final do trecho, procurando utilizar o menor número possível e que não comprometa a qualidade dos estados estimados. A resolução do problema de otimização é realizada através da implementação computacional do Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM) proposto na literatura especializada. As medidas das PMUs foram obtidas através de um Fluxo de Potência Trifásico via Injeção de Correntes (FPTIC). Foram realizadas diversas simulações variando-se o percentual da carga e os resultados obtidos foram comparados com outra metodologia existente na literatura e com os valores verdadeiros que foram obtidos através do FPTIC para as barras não monitoradas. Foram também comparados o tempo computacional entre a execução serial e a execução utilizando o processamento paralelo. Os testes mostraram bons resultados o que torna a metodologia proposta aplicável na supervisão de sistemas de distribuição.

Palavras-chave: Estimação de Estados. Abordagem Trifásica. Sistemas de distribuição. Unidades de medição fasorial. Alocação de PMUs. Descentralização. Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Método de Pontos Interiores. Processamento Paralelo

ABSTRACT

This work aims to present a methodology for static state estimation in electric power distribution systems. Branch currents are used as state variables. Measurements are obtained by means of Phasor Measurement Units (PMUs), in which voltage and current branches measurements are used. The approach is three-phase, thus represents the distribution system characteristics. The methodology consists of solving a nonlinear optimization problem minimizing a quadratic objective function associated with the estimated measurements and states subject to load constraints for the non monitored loads based on estimated load obtained from the 't-1' instant, starting from the assumption that in short time intervals the load does not have large variations, which together with the three-phase approach are the main contributions of this work. Another contribution of this work is the decentralized approach, with this assumption the network can be divided into several subnetworks that can be solved separately and independently. This speeds up the process of being solved from a computational point of view and allows the use of parallel processing, since there is already a natural parallelism among tasks to be solved. Another advantage of the division into subsystems is the fact that the monitoring areas of interest. With the aim of allowing the decentralization was proposed PMUs allocation strategy that consists of allocating two units for each lateral feeder, one at the beginning and one at the end, trying to use as little PMUs as possible in such a way that the quality of the estimated states are not compromised. The resolution of the optimization problem is done through a computer implementation of Interior Point Method with Security Barrier (SFTB - IPM) proposed in the literature. The PMUs measurements were emulated using a Three-Phase Power Flow using the Current Injection method (FPTIC). Several simulations were performed varying the load percentage and the results obtained were compared with other existing methodology in literature and also the true values that were obtained from the FPTIC to non monitored loads. The computational time using serial and parallel processing were also compared. Results show good results which makes the proposed methodology applicable in monitoring distribution systems.

Key-words: State Estimation. Three-Phase Approach. Distribution Systems. Phasor Measurement Units. PMUs Allocation. Decentralization. Method of Weighted Least Squares. Interior Point Method. Parallel Processing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs. | 36 |
| Figura 2 – Representação de uma PMU na barra k e medidas de corrente obtidas. Representação de uma única fase. | 39 |
| Figura 3 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência <i>versus</i> tempo | 44 |
| Figura 4 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência <i>versus</i> tempo | 45 |
| Figura 5 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência <i>versus</i> tempo | 45 |
| Figura 6 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs. | 47 |
| Figura 7 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs. | 47 |
| Figura 8 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs. | 50 |
| Figura 9 – Representação do sistema de distribuição IEEE de 33 barras. | 69 |
| Figura 10 – Representação do sistema de distribuição IEEE de 33 barras dividido em subsistemas. | 70 |
| Figura 11 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus</i> $t-1$ | 72 |
| Figura 12 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus</i> $t-1$ | 72 |
| Figura 13 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus</i> $t-1$ | 73 |
| Figura 14 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus</i> $t-1$ | 74 |
| Figura 15 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 76 |
| Figura 16 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 76 |
| Figura 17 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 77 |
| Figura 18 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 77 |
| Figura 19 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 78 |

| | |
|--|----|
| Figura 20 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 79 |
| Figura 21 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 79 |
| Figura 22 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 80 |
| Figura 23 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 81 |
| Figura 24 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 81 |
| Figura 25 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 82 |
| Figura 26 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 82 |
| Figura 27 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 84 |
| Figura 28 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 85 |
| Figura 29 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 85 |
| Figura 30 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 86 |
| Figura 31 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 87 |
| Figura 32 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 87 |
| Figura 33 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 88 |
| Figura 34 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 88 |
| Figura 35 – Representação do sistema de distribuição IEEE de 70 barras. | 89 |
| Figura 36 – Representação do sistema de distribuição IEEE de 70 barras dividido em subsistemas. | 91 |
| Figura 37 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus</i> $t-1$ | 93 |
| Figura 38 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus</i> $t-1$ | 93 |

| | |
|--|-----|
| Figura 39 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 94 |
| Figura 40 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 94 |
| Figura 41 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 97 |
| Figura 42 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 97 |
| Figura 43 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 98 |
| Figura 44 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 98 |
| Figura 45 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 99 |
| Figura 46 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 100 |
| Figura 47 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 100 |
| Figura 48 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 101 |
| Figura 49 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 102 |
| Figura 50 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 102 |
| Figura 51 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 103 |
| Figura 52 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 103 |
| Figura 53 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 106 |
| Figura 54 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 106 |

| | |
|---|-----|
| Figura 55 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 107 |
| Figura 56 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 107 |
| Figura 57 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 108 |
| Figura 58 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. . . . | 108 |
| Figura 59 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 109 |
| Figura 60 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 109 |
| Figura 61 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 3 do sistema de 33 barras | 110 |
| Figura 62 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 4 do sistema de 33 barras | 111 |
| Figura 63 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 7 do sistema de 33 barras | 111 |
| Figura 64 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 10 do sistema de 33 barras | 112 |
| Figura 65 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 14 do sistema de 33 barras | 112 |
| Figura 66 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 17 do sistema de 33 barras | 113 |
| Figura 67 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 18 do sistema de 33 barras | 113 |
| Figura 68 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 21 do sistema de 33 barras | 114 |
| Figura 69 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 22 do sistema de 33 barras | 114 |
| Figura 70 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 24 do sistema de 33 barras | 115 |
| Figura 71 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 25 do sistema de 33 barras | 115 |
| Figura 72 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 26 do sistemas de 33 barras | 115 |
| Figura 73 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 27 do sistema de 33 barras | 116 |

| | |
|--|-----|
| Figura 74 – Representação de um regulador de tensão (Compensador de Queda de Linha). | 126 |
| Figura 75 – Reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores. | 127 |
| Figura 76 – Configurações do comutador de <i>tap</i> | 129 |
| Figura 77 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 145 |
| Figura 78 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 146 |
| Figura 79 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 147 |
| Figura 80 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 148 |
| Figura 81 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 149 |
| Figura 82 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 150 |
| Figura 83 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 151 |
| Figura 84 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa <i>versus t-1</i> | 152 |
| Figura 85 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 153 |
| Figura 86 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 154 |
| Figura 87 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 155 |
| Figura 88 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 156 |
| Figura 89 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 157 |
| Figura 90 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 158 |

| | |
|---|-----|
| Figura 91 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 159 |
| Figura 92 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas <i>vs</i> medição fasorial sincronizada. | 160 |
| Figura 93 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 161 |
| Figura 94 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 162 |
| Figura 95 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 163 |
| Figura 96 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 164 |
| Figura 97 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 165 |
| Figura 98 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 166 |
| Figura 99 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 167 |
| Figura 100 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 168 |
| Figura 101 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 169 |
| Figura 102 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 170 |
| Figura 103 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 171 |
| Figura 104 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão. | 172 |
| Figura 105 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 173 |
| Figura 106 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 174 |

| | |
|--|-----|
| Figura 107–Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 175 |
| Figura 108–Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão. | 176 |
| Figura 109–Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 177 |
| Figura 110–Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 178 |
| Figura 111–Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 179 |
| Figura 112–Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 180 |
| Figura 113–Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 181 |
| Figura 114–Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 182 |
| Figura 115–Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 183 |
| Figura 116–Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 184 |
| Figura 117–Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 185 |
| Figura 118–Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 186 |
| Figura 119–Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 187 |
| Figura 120–Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão. | 188 |
| Figura 121–Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 189 |
| Figura 122–Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 190 |
| Figura 123–Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 191 |
| Figura 124–Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão. | 192 |
| Figura 125–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 3 do sistema de 33 barras | 193 |

| | |
|---|-----|
| Figura 126–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 4 do sistema de 33 barras | 194 |
| Figura 127–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 6 do sistema de 33 barras | 195 |
| Figura 128–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 7 do sistema de 33 barras | 196 |
| Figura 129–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 8 do sistema de 33 barras | 197 |
| Figura 130–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 9 do sistema de 33 barras | 198 |
| Figura 131–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 10 do sistema de 33 barras | 199 |
| Figura 132–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 11 do sistema de 33 barras | 200 |
| Figura 133–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 12 do sistema de 33 barras | 201 |
| Figura 134–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 13 do sistema de 33 barras | 202 |
| Figura 135–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 14 do sistema de 33 barras | 203 |
| Figura 136–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 15 do sistema de 33 barras | 204 |
| Figura 137–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 17 do sistema de 33 barras | 205 |
| Figura 138–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 18 do sistema de 33 barras | 206 |
| Figura 139–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 21 do sistema de 33 barras | 207 |
| Figura 140–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 22 do sistema de 33 barras | 208 |
| Figura 141–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 24 do sistema de 33 barras | 209 |
| Figura 142–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 25 do sistema de 33 barras | 210 |
| Figura 143–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 26 do sistema de 33 barras | 211 |
| Figura 144–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 27 do sistema de 33 barras | 212 |

| | |
|---|-----|
| Figura 145–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 28 do sistema de 33 barras | 213 |
| Figura 146–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 29 do sistema de 33 barras | 214 |
| Figura 147–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 30 do sistema de 33 barras | 215 |
| Figura 148–Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 32 do sistema de 33 barras | 216 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 1 – Medidas obtidas em tempo real pelas PMU's - 33 Barras | 70 |
| Tabela 2 – Funções objetivo | 71 |
| Tabela 3 – Tempos computacionais | 71 |
| Tabela 4 – Medições não sincronizadas - 33 barras | 75 |
| Tabela 5 – Medidas obtidas em tempo real pelas PMU's - 33 Barras | 83 |
| Tabela 6 – Medidas obtidas em tempo real pelas PMU's - 70 Barras | 90 |
| Tabela 7 – Funções objetivo | 92 |
| Tabela 8 – Tempos computacionais | 92 |
| Tabela 9 – Medições não sincronizadas - 70 barras | 96 |
| Tabela 10 – Medidas obtidas em tempo real pelas PMU's - 70 Barras | 105 |
| Tabela 11 – Dados de barra do sistema de 33 barras. | 136 |
| Tabela 12 – Dados de linha do sistema de 33 barras. Parte 1 | 137 |
| Tabela 13 – Dados de linha do sistema de 33 barras. Parte 2 | 138 |
| Tabela 14 – Dados de barra do sistema de 70 barras. Parte 1 | 139 |
| Tabela 15 – Dados de barra do sistema de 70 barras. Parte 2 | 140 |
| Tabela 16 – Dados de linha do sistema de 70 barras. Parte 1 | 141 |
| Tabela 17 – Dados de linha do sistema de 70 barras. Parte 2 | 142 |
| Tabela 18 – Dados de linha do sistema de 70 barras. Parte 3 | 143 |
| Tabela 19 – Dados de linha do sistema de 70 barras. Parte 4 | 144 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|-------|--|
| AMI | <i>Advanced Metering Infrastructure</i> |
| BT | Baixa Tensão |
| CCS | Centros de Controle e Supervisão |
| COD | Centros de Operação de Distribuição |
| EE | Estimação de Estados |
| EMS | <i>Energy Management System</i> |
| FPTIC | Fluxo de Potência Trifásico via Injeção de Correntes |
| GPS | <i>Global Positioning System</i> |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| GD | Geração Distribuída |
| LTC | <i>Load Tap Changer</i> |
| MPI | Método de Pontos Interiores |
| MQP | Mínimos Quadrados Ponderados |
| NB | Número de Barras |
| OLTC | <i>On-Load Tap Changer</i> |
| MT | Média Tensão |
| PQS | Programação Quadrática Sequencial |
| PMU | <i>Phasor Measurement Unit</i> |
| p.u. | por unidade |
| RMS | <i>Root mean square</i> |
| RNA | Redes Neurais Artificiais |
| SCADA | <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> |
| SEP | Sistemas Elétricos de Potência |
| SFTB | <i>Safety Barrier Interior Point Method</i> |

SUMÁRIO

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 23 |
| 1.1 | Publicações Decorrentes da Dissertação | 25 |
| 1.2 | Estruturação do Documento | 25 |
| 2 | ESTADO DA ARTE | 27 |
| 2.1 | Aspectos Gerais | 27 |
| 2.2 | Sistemas de Distribuição | 28 |
| 3 | METODOLOGIA PROPOSTA | 35 |
| 3.1 | Aspectos Gerais | 35 |
| 3.2 | Proposta de Alocação de PMU's | 36 |
| 3.3 | Modelagem Matemática | 37 |
| 3.3.1 | Variáveis de Estado | 38 |
| 3.3.2 | Função Objetivo | 39 |
| 3.3.2.1 | Obtenção das Correntes nos Ramos | 41 |
| 3.3.2.2 | Obtenção das Tensões Nodais | 41 |
| 3.3.2.3 | Barras de Passagem | 42 |
| 3.3.3 | Restrições de Desigualdade | 43 |
| 3.3.3.1 | Uma Alternativa para a Modelagem das Restrições | 44 |
| 3.3.3.2 | Obtenção das Potências Injetadas nas Barras não Monitoradas | 45 |
| 3.4 | Descentralização | 46 |
| 3.4.1 | Subsistema 1 | 47 |
| 3.4.2 | Subsistema 2 | 50 |
| 3.5 | Algoritmo de Solução da Metodologia Proposta | 52 |
| 3.6 | Implementação Computacional | 53 |
| 3.6.1 | Gradiente da Função Objetivo em relação as variáveis | 53 |
| 3.6.1.1 | Contribuição das Medidas de Corrente nos Ramos | 53 |
| 3.6.1.2 | Contribuição das Medidas de Tensão Nodais | 54 |
| 3.6.1.2.1 | Contribuições da Medição de tensão da Fase A | 54 |
| 3.6.1.2.2 | Contribuições da Medição de tensão da Fase B | 56 |
| 3.6.1.2.3 | Contribuições da Medição de tensão da Fase C | 58 |
| 3.6.2 | Matriz Hessiana | 59 |
| 3.6.2.1 | Contribuições das Medidas de Corrente nos Ramos na matriz Hessiana | 59 |
| 3.6.2.2 | Contribuição das Medidas de Tensão Nodais | 60 |
| 3.6.2.2.1 | Contribuições da parte Real da Medida de Tensão da Fase A | 60 |
| 3.6.2.2.2 | Contribuições da parte Imaginária da Medida de Tensão da Fase A | 61 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 3.6.2.2.3 | Contribuições da parte Real da Medida de Tensão da Fase B | 62 |
| 3.6.2.2.4 | Contribuições da parte Imaginária da Medida de Tensão da Fase B | 63 |
| 3.6.2.2.5 | Contribuições da parte Real da Medida de Tensão da Fase C | 64 |
| 3.6.2.2.6 | Contribuições da parte Imaginária da Medida de Tensão da Fase C | 65 |
| 4 | ESTUDO DE CASOS | 67 |
| 4.1 | Sistema 33 Barras | 69 |
| 4.1.1 | Média Histórica Fixa <i>versus t-1</i> | 70 |
| 4.1.2 | Medições Não Sincronizadas <i>vs</i> Medição Fasorial Sincronizada | 74 |
| 4.1.3 | Medições Fasoriais de Corrente e Tensão | 78 |
| 4.1.3.1 | Caso 1 | 78 |
| 4.1.3.2 | Caso 2 | 80 |
| 4.1.4 | Desprezando as Medidas Fasoriais de Tensão | 83 |
| 4.1.4.1 | Caso 1 | 83 |
| 4.1.4.2 | Caso 2 | 86 |
| 4.2 | Sistema 70 Barras | 89 |
| 4.2.1 | Média Histórica Fixa <i>versus t-1</i> | 91 |
| 4.2.2 | Medições Não Sincronizadas <i>vs</i> Medição Fasorial Sincronizada | 95 |
| 4.2.3 | Medições Fasoriais de Corrente e Tensão | 99 |
| 4.2.3.1 | Caso 1 | 99 |
| 4.2.3.2 | Caso 2 | 101 |
| 4.2.4 | Desprezando as Medidas Fasoriais de Tensão | 104 |
| 4.2.4.1 | Caso 1 | 104 |
| 4.2.4.2 | Caso 2 | 107 |
| 4.3 | Curva de Carga | 110 |
| 4.3.1 | Subsistema I | 110 |
| 4.3.2 | Subsistema II | 110 |
| 4.3.3 | Subsistema III | 112 |
| 4.3.4 | Subsistema IV | 113 |
| 4.3.5 | Subsistema V | 114 |
| 5 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 117 |
| 5.1 | Conclusão | 117 |
| 5.2 | Trabalhos Futuros | 118 |
| | REFERÊNCIAS | 120 |
| | APÊNDICE A – SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO | 124 |
| A.1 | Principais Características | 124 |
| A.1.1 | Linhas Aéreas de Distribuição | 124 |
| A.1.1.1 | Susceptância <i>Shunt</i> das Linhas Aéreas de Distribuição | 124 |

| | | |
|---------|--|------------|
| A.1.1.2 | Relação X/R | 125 |
| A.1.2 | Transformadores | 125 |
| A.1.3 | Cargas | 125 |
| A.2 | Controle de Tensão | 125 |
| A.2.1 | Banco de Capacitores | 126 |
| A.2.2 | Reguladores de Tensão | 126 |
| A.2.3 | Transformadores com Regulação de <i>tap</i> | 127 |
| | APÊNDICE B – MÉTODOS DE SOLUÇÃO | 130 |
| B.1 | Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança | 130 |
| | APÊNDICE C – DADOS DOS SISTEMAS | 136 |
| C.1 | 33 Barras | 136 |
| C.2 | 70 Barras | 139 |
| | APÊNDICE D – Resultados | 145 |
| D.1 | Média Histórica Fixa <i>versus t-1</i> | 145 |
| D.1.1 | 33 Barras | 145 |
| D.1.2 | 70 Barras | 149 |
| D.2 | Medições Não Sincronizadas <i>vs</i> Medição Fasorial Sincronizada | 153 |
| D.2.1 | 33 Barras | 153 |
| D.2.2 | 70 Barras | 157 |
| D.3 | Medições Fasoriais de Corrente e Tensão | 161 |
| D.3.1 | 33 Barras | 161 |
| D.3.1.1 | Caso 1 | 161 |
| D.3.1.2 | Caso 2 | 165 |
| D.3.2 | 70 Barras | 169 |
| D.3.2.1 | Caso 1 | 169 |
| D.3.2.2 | Caso 2 | 173 |
| D.4 | Desprezando as Medidas Fasoriais de Tensão | 177 |
| D.4.1 | 33 Barras | 177 |
| D.4.1.1 | Caso 1 | 177 |
| D.4.1.2 | Caso 2 | 181 |
| D.4.2 | 70 Barras | 185 |
| D.4.2.1 | Caso 1 | 185 |
| D.4.2.2 | Caso 2 | 189 |
| D.5 | Curva de Carga | 193 |
| D.5.1 | Barra 3 | 193 |
| D.5.2 | Barra 4 | 194 |
| D.5.3 | Barra 6 | 195 |

| | | |
|--------|--------------------|-----|
| D.5.4 | Barra 7 | 196 |
| D.5.5 | Barra 8 | 197 |
| D.5.6 | Barra 9 | 198 |
| D.5.7 | Barra 10 | 199 |
| D.5.8 | Barra 11 | 200 |
| D.5.9 | Barra 12 | 201 |
| D.5.10 | Barra 13 | 202 |
| D.5.11 | Barra 14 | 203 |
| D.5.12 | Barra 15 | 204 |
| D.5.13 | Barra 17 | 205 |
| D.5.14 | Barra 18 | 206 |
| D.5.15 | Barra 21 | 207 |
| D.5.16 | Barra 22 | 208 |
| D.5.17 | Barra 24 | 209 |
| D.5.18 | Barra 25 | 210 |
| D.5.19 | Barra 26 | 211 |
| D.5.20 | Barra 27 | 212 |
| D.5.21 | Barra 28 | 213 |
| D.5.22 | Barra 29 | 214 |
| D.5.23 | Barra 30 | 215 |
| D.5.24 | Barra 32 | 216 |

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é de fundamental importância para o homem moderno. A eletrificação das residências, a automação das indústrias, o desenvolvimento dos meios de produção, dentre outras, são exemplos que evidenciam a dependência do ser humano pela energia elétrica. Nos últimos anos o consumidor passou a ser mais exigente no que diz respeito à qualidade do serviço prestado pela concessionária e esta, por sua vez, busca otimizar o sistema, desenvolvendo novas tecnologias.

Por outro lado, o crescente aumento da demanda faz com que as redes operem cada vez mais próximas das margens de segurança. Deste modo, para atender a essas necessidades faz-se necessário o desenvolvimento de estudos e novas técnicas para então melhorar o fornecimento de energia.

Na transmissão, o desenvolvimento tecnológico das últimas décadas levou ao crescimento dos sistemas elétricos de potência (SEP) tanto em dimensões quanto em complexidade. Visando solucionar problemas relativos à segurança do sistema e economia, surgiram as interligações com sistemas vizinhos.

Por outro lado, a operação dos SEP de grande porte impõe, atualmente, a necessidade de desenvolvimento de atividades de supervisão e controle mais aprimoradas e eficientes. Os modernos Centros de Controle e Supervisão (CCS) processam, em tempo real, informações recolhidas no SEP a fim de controlar e manter o sistema operando de acordo com a estratégia estabelecida na programação da operação. [1]

Os CCSs devem manter dentro dos limites de segurança os níveis de tensão, frequência, os fluxos nas interligações, o carregamento de linhas e equipamentos. A segurança de um SEP pode ser definida como sendo a habilidade do sistema (em operação normal) de enfrentar perturbações, sem passar para o estado de emergência ou alerta. [2]

Os sistemas de distribuição também acompanharam a evolução tecnológica dos últimos anos. As redes estão se tornando mais autônomas, inteligentes e confiáveis, graças aos investimentos realizados. Diversos equipamentos de controle e de medição foram instalados no sistema. Estes enviam informações para os Centros de Operação de Distribuição (COD's) visando manter o sistema operando em condições normais para garantir a continuidade operacional.

Para manter o sistema operando em condições normais, diversas técnicas tem sido desenvolvidas ao longo dos anos por pesquisadores e engenheiros. Uma dessas técnicas é a estimação de estados, que é atualmente aplicada em larga escala em redes de transmissão e nos últimos anos vários esforços têm sido realizados para o desenvolvimento de metodologias de estimação de estados na distribuição.

O Estimador de Estados é uma ferramenta que permite determinar, a partir de um

conjunto mínimo de medidas em tempo-real, o estado operativo da rede, ou seja, tensões nodais e fluxos de potência, por exemplo. A implementação de técnicas de estimação de estados minimiza o investimento em equipamentos de medição e infra-estrutura de comunicação, que seriam necessários instalar para obter de forma direta o mesmo conjunto de medidas.

A implementação de técnicas de estimação de estados na rede de Média Tensão (MT) tem como principal objetivo suprimir a falta de informação sobre o estado da rede, facilitando o operador nas suas funções de monitorização. Um algoritmo de estimação de estados com funcionamento em tempo-real permite ao operador conhecer o estado operativo da rede, e conseqüentemente otimizar as suas ações de controle e monitoração da rede. [3]

Dentre os tipos de medidas, 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 neste tema, 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. [4]

Nesta dissertação será proposta uma metodologia de estimação de estados trifásica e descentralizada em subsistemas com a utilização da medição fasorial. A abordagem é trifásica, portanto representa as características próprias de um sistema de distribuição. A estimação de estados é formulada como 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 de operação do sistema. Tais valores medidos serão correntes nas linhas e tensões nas barras fasoriais, essas medidas serão tratadas em coordenadas retangulares, representando o fasor obtido pela PMU. São adotadas como variáveis de estado as correntes nos ramos na forma retangular. 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 estimativas de carga obtidas para o instante " $t-1$ ", partindo-se da premissa que em curtos intervalos de tempo a carga não sofre grandes variações, analisando de uma forma sistêmica. 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. Propõe-se também a descentralização do problema sendo que com esta técnica pode-se dividir uma determinada rede em vários subsistemas que podem ser resolvidas de forma separada e independente. Isso torna o processo mais rápido do ponto de vista computacional além de permitir o uso de processamento paralelo, visto que já existe um paralelismo natural entre as tarefas que devem ser resolvidas. Outra vantagem da divisão em subsistemas

reside no fato do monitoramento de áreas de interesse, isto reduz os custos de investimento na instalação de equipamentos. Para utilização da descentralização foi proposta uma alternativa de alocação de PMUs que consiste em posicionar duas unidades em cada ramificação do sistema, uma no começo e outra no final do trecho, procurando utilizar o menor número possível e que não comprometa a qualidade dos estados estimados. A resolução do problema de otimização é realizada através da implementação computacional do Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM) proposto em [5].

1.1 Publicações Decorrentes da Dissertação

1. OLIVEIRA, B. C.; ALVES, G. O. ; PEREIRA, J. L. R. ; GARCIA, P. A. N. ; NASCIMENTO, P. S. C. ; SOUZA, M. A. ; MELO, I. D. ; MOREIRA, T. G. *Uma Nova Metodologia Trifásica para Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando PMUs* CBA- Congresso Brasileiro de Automática, Vitória, Espírito Santo, 2016.
2. ALVES, G.O.; PEREIRA, J.L.R.; GARCIA, P.A.N.; OLIVEIRA, B.C.; CARNEIRO, S.Jr. *Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição Utilizando PMUs* SBSE- Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Rio Grande do Norte, Natal, 2016.
3. MELO, I. D. ; PEREIRA, J. L. R. ; VARIZ, A. M. ; OLIVEIRA, B. C. *Estimação de Harmônicas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Usando Unidades de Medição Fasorial Sincronizada* CBA- Congresso Brasileiro de Automática, Vitória, Espírito Santo, 2016.
4. MELO, I. D. ; PEREIRA, J. L. R. ; VARIZ, A. M. ; OLIVEIRA, B. C. *A PMU-based Distribution System Harmonic State Estimation using Parallel Processing* ICHQP- International Conference on Harmonics and Quality of Power, Belo Horizonte, Minas Gerais, 2016.
5. MELO, I. D. ; PEREIRA, J. L. R. ; VARIZ, A. M. ; OLIVEIRA, B. C. *Harmonic State Estimation for Distribution Systems based on Synchrophasors* IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering, Florença, Itália, 2016.

1.2 Estruturação do Documento

Para a descrição completa do estudo desenvolvido, este documento encontra-se estruturado em cinco capítulos, considerando o Capítulo 1 de caráter introdutório.

O Capítulo 2 trata-se do estado da arte sobre a Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição até o presente momento. Uma revisão bibliográfica é realizada com os principais trabalhos sobre o tema.

O desenvolvimento passo a passo da metodologia proposta neste trabalho será apresentado no Capítulo 3, desde a construção da função objetivo até as restrições consideradas no problema. A modelagem trifásica, a proposta descentralizada e a utilização de estimativas de carga para o instante $t-1$ serão detalhadas neste capítulo, bem como a proposta de alocação das PMUs.

No capítulo 4, testes serão realizados em sistemas radiais de distribuição. Os resultados obtidos serão comparados com os valores verdadeiros (*"true values"*) e com outra metodologia existente na literatura.

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas com o desenvolvimento deste trabalho, bem como os possíveis trabalhos futuros.

No Apêndice A é apresentado uma descrição das principais características das redes de distribuição de energia elétrica.

No Apêndice B é descrito o método de solução de problemas de otimização não-linear utilizado, o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM) proposto em [5].

No Apêndice C são apresentados os dados dos sistemas utilizados para validação da metodologia proposta.

Por fim, no Apêndice D são apresentados os resultados para as 3 fases do sistema, visto que no Capítulo 4 foram apresentados os resultados para apenas a fase que apresenta os piores resultados.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 Aspectos Gerais

Este capítulo tem por finalidade apresentar uma revisão bibliográfica do processo de Estimação de Estados em Sistemas Elétricos de Potência, abordando informações referentes ao seu histórico e conceitos importantes do estado da arte dessa ferramenta.

Desde a década de 70, quando foi publicado o primeiro trabalho sobre a Estimação de Estados (EE) [6], essa ferramenta tornou-se importante para a operação, controle e planejamento de Sistemas Elétricos de Potência. A EE possibilita determinar o estado mais provável de uma determinada rede, com base nas medidas adquiridas pelo sistema de monitoramento SCADA.

Diversos algoritmos de EE tem sido desenvolvidos e implementados nas redes de transmissão, facilitando o controle dessas redes e aumentando a observabilidade do sistema [7], [8] e [9]. Em [10] é proposta uma formulação restrita de EE. Nesta proposta, os limites dos taps dos transformadores e os limites operacionais dos geradores são tratados como restrições de desigualdade e as injeções de potência, ativa e reativa, em barras de passagem são modeladas como restrições de igualdade.

Por outro lado, os medidores também se tornaram cada vez mais modernos, o que possibilita melhores resultados no processo da EE. Um exemplo desses medidores são as PMUs, esses equipamentos possibilitam a obtenção e leitura de fasores de grandezas elétricas sincronizadas por GPS. Recentes trabalhos mostram que os estimadores de estado podem ser melhorados através do uso desses modernos equipamentos de mediação [11]-[12].

Nos últimos anos os sistemas de distribuição também vem sendo objeto de diversos estudos e novas metodologias na Estimação de Estados. Isso se deve principalmente pela necessidade de se ter uma melhor qualidade de serviço, bem como, o aumento da geração distribuída (GD) nas redes de distribuição. A inclusão de GDs no sistema pode acarretar em inversões dos fluxos de potência na rede, sendo portanto necessário um monitoramento mais eficiente e constante do sistema e uma proteção mais complexa que se adapte às condições operativas atuais da rede.

Não só a GD está entre as grandes transformações na qual o sistema de distribuição vem sofrendo nos últimos anos e irá sofrer ainda no decorrer do tempo. Devido a essas transformações surgiu o conceito das *smart grids*, as redes inteligentes de energia. Sensores instalados nas redes elétricas enviam dados relativos ao consumo de energia diretamente da unidade consumidora para a concessionária. Esses sensores passarão a alimentar os sistemas comerciais e técnicos dos Centros de Operações, possibilitando o planejamento mais efetivo e eficiente da rede. Além disso, a rede é preparada para reduzir ao máximo ocorrências e duração de faltas de energia, promovendo um restabelecimento automático

do fornecimento de energia. Os antigos medidores de energia elétrica serão substituídos por medidores inteligentes que interagem em tempo real com a concessionária enviando informações sobre o consumo.

Atualmente, o número reduzido de medidas em tempo-real e a inviabilidade em termos econômicos, de se instalar um número suficiente de equipamentos de medição, revela ser um grande desafio para a resolução do problema de estimação de estados em sistemas de distribuição de energia elétrica. A falta de medidas é compensada por estimativas de carga, baseado em dados históricos. Este desafio é responsável pelo desenvolvimento de técnicas de estimação de carga em tempo-real, para aplicação do Estimador de Estados (EE).

Na maioria dos casos o número de medidas em tempo-real é obtido somente na subestação e nos locais onde estão instalados os religadores. Contudo, para garantir uma maior observabilidade do sistema mais medidas são necessárias. Devido à esses motivos, tanto econômicos quanto de inviabilidade de instalar-se um grande número de medidores, a estimação de estados lida com diversas incertezas relacionadas ao perfil de carga da rede. Para contornar essa situação, muitas das vezes dados históricos de potência são utilizados como pseudomedidas para as barras não monitoradas. A localização dos medidores é de grande importância na estimação de estados. Eles devem ser instalados em locais estratégicos para melhorar o nível de precisão dos resultados obtidos na EE, se comparados com os valores verdadeiros.

Devido as características próprias dos Sistemas de Distribuição e a falta de informação, o grande desafio é desenvolver um Estimador de Estados preciso, no que se diz respeito a qualidade dos resultados; flexível, podendo ser empregado em diversas aplicações e também monitorando áreas de interesse (reduzindo os investimentos em equipamentos); confiável, podendo ser aplicado em qualquer sistema; e de desempenho computacional elevado, proporcionando aplicações em tempo real.

2.2 Sistemas de Distribuição

As metodologias de Estimação de Estados (EE) para sistemas de transmissão não são adequadas para as redes de distribuição. Isso se deve pelas características dessas redes, como o desequilíbrio, a radialidade e o escasso número de medições em tempo real. Assim, a aplicação de técnicas de EE desenvolvidas para a transmissão pode ser inadequada para a distribuição. Para contornar esses desafios, diversos estudos nessa área vem sendo desenvolvidos para obter-se melhores resultados.

A EE tem por objetivo determinar a melhor estimativa do estado mais provável do sistema, para permitir um monitoramento eficiente. Esta tarefa é de grande importância para a análise de segurança de um dado sistema, fornecendo informações sobre o estado

operativo da rede, como por exemplo: tensões nodais, correntes nos ramos e potência ativa e reativa demandada em cada barra.

Em 1993, Roytelman e Shahidehpour [13] propuseram um novo método para a estimação de estados em sistemas de distribuição considerando-se um pequeno número de medições remotas, em condições de quase tempo real. Este foi um dos primeiros trabalhos e inspirou outros pesquisadores à estudarem este tema.

Em 1994, Baran e Kelley [14] desenvolveram uma metodologia trifásica de estimação de estados, baseada na técnica dos mínimos quadrados ponderados (MQP) e utiliza como variáveis de estado as tensões nodais em coordenadas polares. A previsão da carga é realizada a partir dos dados históricos, logo essas informações são utilizados como pseudo-medidas pelo estimador de estados. A utilização das tensões nodais como variáveis de estado não é uma boa alternativa em sistemas de distribuição, visto que a abertura angular entre as barras do sistema é pequena e qualquer erro afeta de maneira significativa a qualidade dos resultados.

Em 1995, Lu, Teng e Liu [15] propuseram uma metodologia trifásica fundamentada nas correntes equivalentes. Nesta proposta, as medidas de potência, corrente e tensão são convertidas em seus equivalentes de corrente, assim os termos da Jacobiana são constantes e iguais aos elementos de matriz admitância nodal. As tensões nodais são adotadas como variáveis de estado, tanto na forma polar quanto na retangular. Como já mencionado, a utilização das tensões nodais como variáveis de estado não é uma boa alternativa em sistemas de distribuição, visto que a abertura angular entre as barras do sistema é pequena e qualquer erro afeta de maneira significativa a qualidade dos resultados.

No mesmo ano, Baran e Kelley [16] desenvolveram uma nova proposta na estimação de estados para sistemas de distribuição. Esta proposta trifásica, utiliza como variáveis de estado as correntes nos ramos em coordenadas retangulares. As medidas de potência são convertidas em suas equivalentes de corrente, tanto as pseudo-medidas quanto as medidas em tempo real. Valores de tensão são desprezados na Estimação de Estados, mas estes são utilizados para checar os resultados obtidos. O método é indicado para sistemas radiais ou pouco malhados. Os testes mostram um melhor desempenho em comparação com os métodos convencionais, baseados em tensões nodais, tanto em tempo computacional quanto no uso da memória.

Em 1996, Lin and Teng [17] apresentaram uma nova formulação desacoplada rápida de estimação de estados, utilizando a forma retangular e também considerando as correntes equivalentes. Este trabalho pode ser considerado como uma continuação do desenvolvimento de [15]. Nesta nova proposta, a matriz constante de ganho é desacoplada em duas submatrizes idênticas de ganho. Os testes mostraram que este algoritmo revisto possui melhor desempenho tanto em tempo computacional quanto em memória do que a forma acoplada proposta em [15].

No mesmo ano, Li [18] demonstrou o impacto da localização e da exatidão dos medidores na precisão do estimador trifásico que utiliza MQP. Como esperado, um maior número de medições em tempo real melhora a precisão do estado estimado. Conclui ainda que uma seleção adequada do local de instalação dos medidores de tempo real irá melhorar os resultados obtidos. Este trabalho é de grande relevância pois mostra como a localização e a precisão das medições em tempo real impacta nos resultados na estimação de estados.

Baran, Zhu e Kelley [19], neste mesmo ano, também propuseram uma metodologia de alocação de medidores. Os resultados dos testes indicaram que mesmo com poucos medidores estrategicamente colocados em um alimentador de distribuição radial, pode-se fornecer dados suficientes para monitoramento em tempo real de alimentadores de distribuição. Eles ainda concluíram que o método é simples e explora a característica da radialidade de sistemas de distribuição. A metodologia utiliza as correntes nos ramos como variáveis de estado, que são as mais adequadas para redes de distribuição, pelo fato de conduzir a melhores resultados, se comparado com as metodologias que utilizam as tensões nodais como variáveis de estado.

Ainda em 1996, Lin and Teng [20] propuseram uma nova metodologia trifásica desacoplada rápida com restrições de igualdade. Os multiplicadores de Lagrange são utilizados para lidar com essas restrições de igualdade, que representam injeções nulas de potência em uma determinada barra (chamadas de barras de passagem). A metodologia de correntes equivalentes e a formulação retangular também são utilizadas, como em [15] e [17]. As tensões nodais são adotadas como variáveis de estado. Como já mencionado, a utilização das tensões nodais em coordenadas polares como variáveis de estado não é uma boa alternativa em sistemas de distribuição, visto que a abertura angular entre as barras do sistema é pequena e qualquer erro afeta de maneira significativa a qualidade dos resultados.

No ano de 2001, Lin, Teng e Chen [21] propuseram uma metodologia altamente linear baseada na proposta de [16]. Os autores criticam a proposta de Baran [16], argumentando que o tratamento das medidas de corrente nos ramos e a matriz de ganho são impraticáveis em aplicações do mundo real. Então eles propõem um novo algoritmo com uma matriz de ganho constante e desacoplada, existindo apenas $+1$ e -1 , com isso a fatoração desta matriz precisa ser realizada uma única vez. Uma das desvantagens é que o algoritmo é sensível às condições iniciais.

No ano de 2002, Deng, He e Zhang [22] propuseram uma nova metodologia para sistemas de distribuição radiais que pode lidar com a maioria das medições em tempo real. Diferentemente das propostas tradicionais de MQP, a contribuição deste trabalho está relacionada à decomposição do MQP original do sistema inteiro em uma série de subproblemas de MQP. Cada um desses subproblemas irá lidar apenas com a estimação de estados de um único ramo. Esta metodologia pode ser implementada no esquema de

varredura *forward/backward* para sistemas radiais de distribuição e não precisa de técnicas de matrizes esparsas.

Neste mesmo ano, Teng [23] propôs uma nova metodologia baseada nas correntes nos ramos. Até este momento, todas as metodologias que utilizavam as correntes nos ramos como variáveis de estado, negligenciavam as medidas de tensão na sua formulação. Isto ocorria devido às dificuldades matemáticas de representação dessas medidas em comparação com outras medidas. Para contornar essa situação neste trabalho foi proposto um algoritmo que constrói a matriz que relaciona as medidas das tensões nas barras com as correntes nos ramos. Além de tratar as medidas de tensão de uma forma eficiente e desacoplar a matriz de ganho de cada fase e em partes real e imaginária. Em resumo, o algoritmo leva em consideração as medidas de tensão para aprimorar os resultados do método original [16].

No ano de 2003, Naka, Genji, Yura e Fukuyama [24] propuseram uma metodologia que utiliza a aplicação de técnicas inteligentes no problema de EE para sistemas de distribuição. O método pode estimar as cargas e as gerações distribuídas em cada nó, minimizando a diferença entre os valores medidos e calculados para as correntes e tensões. Na solução do problema de otimização foi aplicada a metodologia *particle swarm*.

No ano de 2004, Wang e Schulz [25] propuseram uma metodologia alternativa para aquelas que utilizam as correntes nos ramos como variáveis de estado. Nesta proposta, o módulo e o ângulo de defasagem das correntes nos ramos são utilizados como variáveis de estado. Como em outros trabalhos, os impactos da localização e do tipo de medição (potência, corrente e tensão) na precisão dos resultados.

Em 2005, Shafiu, Jenkins e Strbac [26] apresentaram uma proposta heurística para identificar os potenciais locais de alocação de medidores de tensão. A técnica desenvolvida identifica os locais de instalação dos medidores visando reduzir o desvio da magnitude da tensão das barras que não são monitoradas. As técnicas de alocação de medidores desenvolvidas para a transmissão não são aplicáveis nas redes de distribuição, visto que não existem redundância de medições e a natureza não-observável com a adição de poucas pseudomedidas.

No ano de 2009, Baran, Jung e McDermott [27] propuseram uma melhoria para o trabalho original [16]. Na formulação original as medidas de tensão eram ignoradas, com o objetivo de melhorar a precisão dos resultados obtidos os autores propuseram a inclusão destas na formulação do problema. Em [23] os autores propuseram um método para lidar com as medidas de tensão na formulação baseada em corrente nos ramos. Neste método as medidas de tensão são convertidas em suas medidas equivalentes. Em [27] é proposta uma melhoria na metodologia original com a inclusão das medidas de tensão com maior precisão. Os impactos das medidas de tensão na estimação de estados dependem da existência de outros tipos de medições no alimentador.

Neste mesmo ano, Baran e McDermott [28] propuseram uma metodologia que leva em consideração os dados obtidos pelas novas infraestruturas de medições que vem sendo implantadas nos sistemas de distribuição, denominadas *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Com uso destes medidores inteligentes a estimativa de demanda de energia nas instalações dos clientes são mais fiéis, o que impacta em melhores resultados na EE.

Neste mesmo ano, Singh, Pal e Jabr [29] apresentaram a avaliação de algumas metodologias de estimação de estados em redes de distribuição, na qual as metodologias adotadas em sistemas de transmissão são reconfiguradas e adaptadas para a distribuição. Segundo este estudo a metodologia que envolve a minimização da soma ponderada dos valores absolutos dos resíduos, assim como uma outra metodologia estudada, a estimação generalizada de Schweppe Huber [6], não pode ser aplicada a sistemas de distribuição. A fim de obter estimativas consistentes e de boa qualidade, seriam necessárias modificações significativas nesses algoritmos. Já o estimador baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados apresentou um desempenho confiável e foi considerado aplicável para os sistemas de distribuição, funcionando de forma satisfatória quando as características dos ruídos são conhecidas. Já na ausência dessas informações o autor destaca que o método precisa ser modificado.

Ainda em 2009, Baran, Jung e McDermott [30] propuseram uma metodologia de detecção de erros topológicos, visto que esta função é de grande importância em aplicações de tempo real. Esta tarefa é realizada utilizando os resíduos normalizados resultantes do emprego da metodologia de estimação de estados proposta em [16].

Em 2010, Singh, Pal e Jabr [31] apresentaram uma abordagem de utilização de cargas como pseudomedidas para o problema da estimação de estados em redes de distribuição. É proposta uma modelagem de carga cuja função probabilidade de densidade de carga é representada por um modelo chamado Mistura Gaussiana, onde o algoritmo de Maximização da Expectativa é utilizado para obter os parâmetros da mistura. O algoritmo baseado no MQP é desenvolvido para utilizar esses modelos de carga, e avaliado através de medidas estatísticas (desvio, consistência e qualidade) após teste em um sistema de distribuição genérico.

Em 2012, Manitsas, Singh, Pal e Strbac [32] apresentaram uma abordagem alternativa para a modelagem de pseudomedidas no contexto da estimação de estados em redes de distribuição utilizando o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Nesta proposta, as pseudomedidas são geradas a partir de um pequeno número de medidas em tempo real utilizando redes neurais artificiais (RNA's) em conjunto com os perfis típicos de carga.

Em 2013, Pau, Pegonaro e Sulis [33] propuseram um estimador de estados que utiliza como variáveis de estado as correntes nos ramos, tanto em coordenadas retangulares quanto em polares. Nesta proposta, são utilizados como dados Medições Fasoriais Sincronizadas providas pelas *PMU's*, a metodologia também é capaz de lidar com medições

não sincronizadas. Os resultados mostraram que a presença das *PMU's* impactaram positivamente na precisão dos resultados obtidos, principalmente em redes com Geração Distribuída e topologias fracamente malhadas. A formulação em coordenadas retangulares também mostrou-se computacionalmente mais eficiente.

No mesmo ano, Haughton e Heydt [34] apresentaram um algoritmo para estimação de estados em redes de distribuição linearizado e trifásico. Medições fasoriais (*PMU's*) são incorporadas na formulação para aprimorar os resultados.

Ainda em 2013, Sexauer, Javanbakht e Mohagheghi [35] mostraram as mudanças ocorridas nos sistemas de distribuição nos últimos anos, principalmente devido à penetração da geração distribuída. O controle e gerenciamento convencional desses sistemas, onde apenas a magnitude da tensão é medida e utilizada nos centros de controle, poderia causar graves complicações no funcionamento das redes modernas. Com isso os autores sugerem a instalação de *PMU's* para obter-se um estado operativo da rede confiável devido à grande quantidade de incertezas presente nos sistemas de distribuição.

Em 2014, Dzafic, Huseinagic e Henselmeyer [36] apresentaram uma modelagem trifásica de um estimador de estados para sistemas de distribuição radiais ou fracamente malhados, considerando todas as medições analógicas, incluindo tensão, corrente, potência ativa e reativa, bem como informações históricas de carga. O dimensionamento da carga é baseado em uma otimização pelo Método dos Pontos Interiores. Assim o problema de estimação é dividido em grupos de carga que estão localizados nas chamadas *áreas de medição*. Agrupando-se as cargas com os mesmos fatores de ponderação, o número de variáveis de estado para a otimização é minimizado. Restrições de igualdade são utilizadas para fechar o balanço das áreas e isso reduz significativamente o tamanho do problema.

Neste mesmo ano, Aminafar, Fotuhi-Firuzabad, Safdarian, Davoudi e Shahidehpour [37] realizaram uma revisão bibliográfica completa do uso de medições fasoriais sincronizadas em redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Dentre os potenciais candidatos ao uso deste tipo de medição, a estimação de estados em sistemas de distribuição encontra-se como um desafio para os próximos anos, no que se diz respeito ao desenvolvimento de novas técnicas. Em 2009, Phadke, Thorp, Nuqui e Zhou [11] haviam mostrado os recentes desenvolvimentos na Estimação de Estados devido ao uso das *PMU's* em redes de transmissão.

Ainda em 2014, Rankovic, Maksimovic e Saric [38] apresentaram melhorias no EE para redes ativas de distribuição, a abordagem é trifásica e utiliza e utiliza o método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Os modelos trifásicos dos componentes são desenvolvidos de acordo com as características dos transformadores (ligações dos enrolamentos), linhas (três e quatro fios), cargas (Y aterrada, Y isolada, Δ e dependentes da tensão) e unidades de geração distribuída (gerador síncrono, gerador de indução). As cargas não monitoradas, ou parcialmente monitoradas, e unidades de geração distribuída são inicialmente estimadas

a partir dos perfis diários de carga ou de dados históricos ou previsão do tempo, tais como previsões do vento e do sol e níveis de precipitação. Essas medições são incluídas no estimador de estados com pesos inferiores, sendo tratadas como pseudomedidas. O autor destaca que essa modelagem é particularmente útil para tratar de sistemas assimétricos ou desequilibrados, cuja modelagem monofásica não seria consistente.

No ano de 2015, Alves [39] propôs uma nova metodologia monofásica para a estimação de estados em redes de distribuição utilizando PMU's. As correntes nos ramos são adotadas como variáveis de estado. As barras que não possuem medições, barras não monitoradas, as potências ativas e reativas históricas são modeladas como restrições de desigualdade. As demais metodologias incorporam os dados das barras não monitoradas à função objetivo colocando um peso diferente das medições em tempo real.

Até o momento as metodologias existentes possuem limitações, então tem-se por objetivo desenvolver uma metodologia capaz de fornecer bons resultados, para então ser empregada na supervisão e controle de sistemas de distribuição

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Aspectos Gerais

Neste trabalho é proposta uma abordagem para a modelagem de Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica na qual são aplicados os conceitos do estimador MQP, onde a função objetivo consiste em minimizar a soma ponderada dos resíduos entre os valores medidos e os valores calculados a partir do estado estimado. O trabalho desenvolvido é inspirado na proposta monofásica de [39].

Devido ao reduzido número de medidores nessas redes e o elevado número de nós, que resulta em um maior número de variáveis de estado, além de ser conveniente a redução de custos associados à medição, é proposta a utilização dos dados estimados de cargas no instante ' $t-1$ '. Os dados do instante ' $t-1$ ' são utilizados como restrições de desigualdade das potências ativas e reativas para as barras não monitoradas, barras sem equipamentos de medição em tempo real. Além das medidas obtidas pelos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (PMUs - Phasor Measurement Units), nas barras denominadas monitoradas. O conjunto de medições é composto por medições de tensão (coordenadas retangulares) e correntes nos ramos. As injeções de corrente nulas nas barras de passagem também são adotadas como medições. Mesmo não sendo medidas físicas, essas medidas são livres de erro e podem ser utilizadas no processo de estimação de estados.

Nesta formulação baseada no MQP as correntes nos ramos em parte real e imaginária são escolhidas como variáveis de estado e o problema é matematicamente formulado como um problema de otimização com restrições de desigualdade.

Nas barras não monitoradas, embora não sejam realizadas medições, são conhecidos dados estimados de carga no instante ' $t-1$ ', que são introduzidos no problema através de restrições de desigualdade modeladas pelas equações de injeção de potência ativa e reativa, que podem variar em relação aos valores do instante ' $t-1$ ' em um intervalo especificado com o objetivo de acomodar as variações de carga no sistema ao longo do dia. Assim ficam definidas as restrições de desigualdade do estimador.

Em síntese, as restrições de desigualdade estão associadas às potências ativas e reativas das barras não monitoradas, onde admite-se limites inferiores e superiores em função dos dados das cargas (potências ativas e reativas), estimadas no instante anterior (' $t-1$ ').

Por fim, quanto à utilização da medição fasorial sincronizada, define-se as barras de alocação das PMUs, que são instaladas estrategicamente no alimentador, nos entroncamentos e no final dos ramais do sistema de distribuição. A grande vantagem desta proposta de alocação está no fato de que o sistema pode ser dividido em vários subsistemas, tornando o processo mais rápido e podendo aplicar processamento paralelo.

3.2 Proposta de Alocação de PMU's

O uso das PMU's permite o conhecimento das grandezas elétricas, tensões e correntes, em módulo e defasagem angular. Uma proposta de instalação estratégica desses equipamentos no alimentador seria utilizá-los na saída da subestação, nos entroncamentos e no final de cada alimentador. Essa alternativa permite conhecer o perfil de tensão ao longo de um alimentador. Além disso, através do conhecimento dos fasores de corrente no início e no final de cada seção, o consumo de carga ao longo desta seção do alimentador já está definido. A Figura 1 ilustra como foram alocadas as PMU's para um sistema de 33 barras.

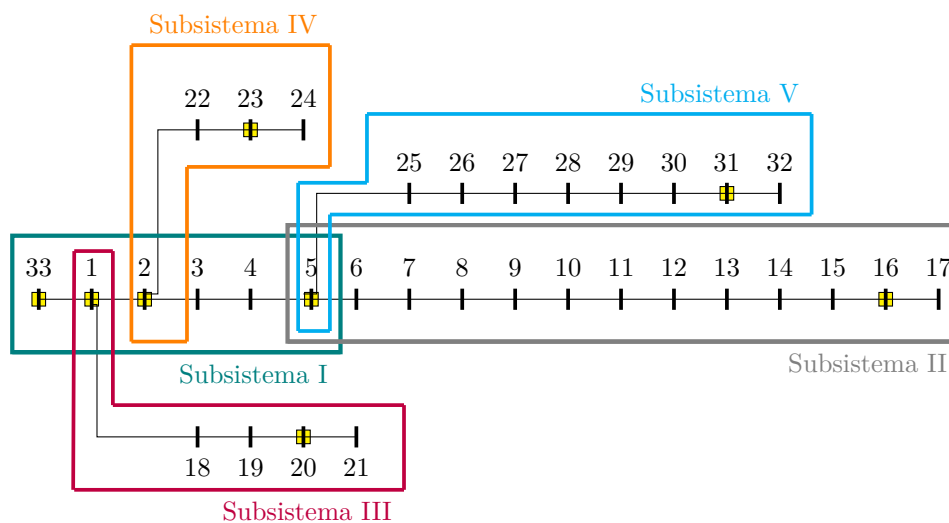


Figura 1 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs.

Uma vantagem desta proposta de alocação está no fato de que o sistema pode ser dividido em vários subsistemas que podem ser resolvidos separadamente, pelo fato da PMU fornecer referência angular para cada subsistema. Essa alternativa, além de tornar o problema de Estimacão de Estados menor e conseqüente mais rápido do ponto de vista computacional, permite o uso de processamento paralelo. Feita essa divisão em subsistemas, cada subsistema pode ser resolvido de forma independente, visto que essas tarefas já possuem um paralelismo natural.

Outra grande vantagem do uso da metodologia proposta, reside no fato do monitoramento de áreas de interesse, como por exemplo áreas com maior densidade de cargas em centros urbanos, locais onde existam cargas prioritárias (hospitais, delegacias, centrais de telecomunicações, etc).

Os sistemas de distribuição possuem baixa densidade de cargas, principalmente em áreas rurais. Assim os custos de investimento com a instalação de equipamentos podem levar muitos anos para se ter o retorno do capital. Para contornar essa situação, propõe-se

essa divisão em subsistemas, permitido assim a supervisão de áreas de interesse e como consequência há uma redução nos custos de investimento na instalação de equipamentos.

Esta proposta de alocação de PMUs atende aos requisitos mínimos para a descentralização do sistema de distribuição, podendo haver casos em que exista a necessidade de alocação intermediária, como por exemplo em ramais muito longos, locais onde haja controle de tensão, tais como reguladores de tensão ou geração distribuída com controle de tensão.

Por fim, como já citado, uma grande vantagem dessa proposta é a incorporação de dispositivos de controle na solução do problema de estimação de estados. Geralmente em sistemas de distribuição estão presentes reguladores de tensão. Para realizar esta tarefa basta alocar uma PMU no local onde está instalado o dispositivo de controle e medir as correntes e tensões nas duas extremidades do equipamento.

3.3 Modelagem Matemática

O problema de estimação de estados fundamenta-se essencialmente nas relações matemáticas existentes entre as variáveis de estado e as medições efetuadas. O objetivo desse problema é minimizar a função objetivo J , Equação 3.1, baseada no método dos mínimos quadrados ponderados minimizando os erros quadráticos das medições das PMU's em relação aos valores estimados. As injeções de corrente das barras sem carga (barras de passagem) são também inseridas na função objetivo como medições virtuais, ou seja, como injeções nulas. As cargas não monitoradas são modeladas como inequações com limites superiores e inferiores, estes limites são de grande importância, pois permitirão a variação da carga ao longo do intervalo de estudo no sistema de distribuição.

$$\text{Min } J_l = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{2m} \left(\frac{z_k^s - h_k^s(x)}{\sigma_k} \right)^2 \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} P_{min,k}^s \leq P_k^s \leq P_{max,k}^s \\ k = 1 : cnm \\ s = A, B, C \end{aligned} \quad (3.2)$$

$$Q_{min,k}^s \leq Q_k^s \leq Q_{max,k}^s$$

| | |
|----------------|---|
| m | Número total de medidas obtidas das PMUs referentes ao subsistema l ; |
| cnm | Número total de barras de cargas não monitoradas do subsistema l ; |
| nr | Número total de ramos do sistema de distribuição do subsistema l ; |
| z_k^s | Partes real e imaginária das medidas obtidas para a barra k . (Tensões nodais, $V_{k,r}^A + jV_{k,m}^A$, $V_{k,r}^B + jV_{k,m}^B$, $V_{k,r}^C + jV_{k,m}^C$, correntes nos ramos, $I_{km,r}^A + jI_{km,m}^A$, $I_{km,r}^B + jI_{km,m}^B$, $I_{km,r}^C + jI_{km,m}^C$), e injeções nulas nas barras de passagem. |
| x | Vetor de estados que contém as partes real e imaginária das correntes nos ramos ($I_{km,r}^A + jI_{km,m}^A$, $I_{km,r}^B + jI_{km,m}^B$, $I_{km,r}^C + jI_{km,m}^C$), dimensão ($6nr$); |
| $h_k^s(x)$ | Função associada a cada medida z_k , $k = 1 : 2m$; |
| σ_k | Variância da medida obtida para a barra k ; |
| P_k^s, Q_k^s | Potências ativa e reativa injetadas, na fase s , na barra k obtidas em função das correntes nos ramos; |
| $P_{min,k}^s$ | Valor mínimo de potência ativa permitida para a barra k , para a fase s ; |
| $P_{max,k}^s$ | Valor máximo de potência ativa permitida para a barra k , para a fase s ; |
| $Q_{min,k}^s$ | Valor mínimo de potência reativa permitida para a barra k , para a fase s ; |
| $Q_{max,k}^s$ | Valor máximo de potência reativa permitida para a barra k , para a fase s ; |

Nas subseções à seguir será detalhado cada parte do problema com maiores detalhes e estratégias para se obter os melhores resultados.

3.3.1 Variáveis de Estado

Como mencionado na secção 3.1, a metodologia proposta nesta dissertação utiliza as correntes nos ramos como variáveis de estado e estas são representadas na sua forma retangular. Como mostrado no vetor de estados da Equação 3.3. A dimensão deste vetor é 6 vezes o número de ramos do sistema, cada ramo possui 3 fases e estas são representadas em parte real e imaginária.

$$\hat{x} = \begin{bmatrix} I_{km,r}^s \\ I_{km,m}^s \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Onde:

| | |
|--------------|---|
| s | Fases A,B,C; |
| $I_{km,r}^s$ | Parte real da corrente no trecho entre as barras k e m referente à fase s ; |
| $I_{km,m}^s$ | Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras k e m referente à fase s ; |

3.3.2 Função Objetivo

Como mostrado na Equação 3.1, a função objetivo do problema de estimação de estados representa uma soma quadrática dos erros das medições em relação as funções que relacionam com os estados.

As unidades de medições fasoriais sincronizadas (PMU's) fornecem, em tempo real, as medidas de tensão nas barras onde estes equipamentos estão instalados, bem como as correntes nos ramos que chegam até essa barra, como mostrado no diagrama unifilar da Figura 2.

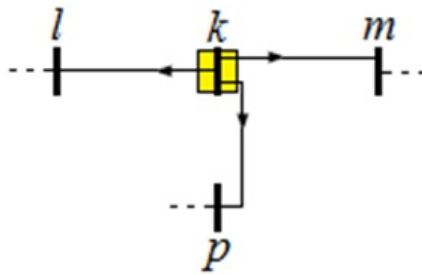


Figura 2 – Representação de uma PMU na barra k e medidas de corrente obtidas. Representação de uma única fase.

Como as medições oriundas da PMU são fasoriais, ao transformá-las em suas partes real e imaginária dobram-se o número de medidas. Assim o vetor de medidas z , para um sistema trifásico, possui dimensão $(2m)$, em que m é o número de medidas. Para uma PMU localizada na barra k conectada à montante com a barra l e à jusante com a barra m tem-se:

$$z = \begin{bmatrix} V_{k,r}^s \\ V_{k,m}^s \\ I_{lk,r}^s \\ I_{lk,m}^s \\ I_{km,r}^s \\ I_{km,m}^s \\ I_{kp,r}^s \\ I_{kp,m}^s \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Onde:

| | |
|--------------|---|
| s | Fases A,B,C; |
| $V_{k,r}^s$ | Parte real da tensão na barra k referente à fase s ; |
| $V_{k,m}^s$ | Parte imaginária da tensão na barra k referente à fase s ; |
| $I_{lk,r}^s$ | Parte real da corrente no trecho entre as barras l e k , referente à fase s ; |
| $I_{lk,m}^s$ | Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras l e k , referente à fase s ; |
| $I_{km,r}^s$ | Parte real da corrente no trecho entre as barras k e m , referente à fase s ; |
| $I_{km,m}^s$ | Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras k e m , referente à fase s ; |
| $I_{kp,r}^s$ | Parte real da corrente no trecho entre as barras k e p , referente à fase s ; |
| $I_{kp,m}^s$ | Parte imaginária da corrente no trecho entre as barras k e p , referente à fase s ; |

Já o vetor de funções não lineares que relaciona as medidas obtidas pelas PMU's com as variáveis de estado $h^{(\beta)}(x)$, é dado pela Equação 3.5. Este vetor é calculado com base nas variáveis de estado, ou seja, ele será atualizado a cada iteração.

$$h^{(\beta)}(x) = \begin{bmatrix} V_{k,r}^{Calc_s}(x) \\ V_{k,m}^{Calc_s}(x) \\ I_{lk,r}^{Calc_s} \\ I_{lk,m}^{Calc_s} \\ I_{km,r}^{Calc_s} \\ I_{km,m}^{Calc_s} \\ I_{kp,r}^{Calc_s} \\ I_{kp,m}^{Calc_s} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Onde:

| | |
|-----------------------|---|
| s | Fases A,B,C; |
| $V_{k,r}^{Calc_s}(x)$ | Valor calculado para a parte real da tensão na barra k referente à fase s ; |
| $V_{k,m}^{Calc_s}(x)$ | Valor calculado para a parte imaginária da tensão na barra k referente à fase s ; |
| $I_{lk,r}^{Calc_s}$ | Variável de estado relativa à parte real da corrente no trecho entre as barras l e k , referente à fase s ; |
| $I_{lk,m}^{Calc_s}$ | Variável de estado relativa à parte imaginária da corrente no trecho entre as barras l e k , referente à fase s ; |
| $I_{km,r}^{Calc_s}$ | Variável de estado relativa à parte real da corrente no trecho entre as barras k e m , referente à fase s ; |
| $I_{km,m}^{Calc_s}$ | Variável de estado relativa à parte imaginária da corrente no trecho entre as barras k e m , referente à fase s ; |
| $I_{kp,r}^{Calc_s}$ | Variável de estado relativa à parte real da corrente no trecho entre as barras k e p , referente à fase s ; |
| $I_{kp,m}^{Calc_s}$ | Variável de estado relativa à parte imaginária da corrente no trecho entre as barras k e p , referente à fase s ; |
| β | Contador de iterações |

3.3.2.1 Obtenção das Correntes nos Ramos

Como as correntes medidas nas PMUs fazem parte do conjunto das variáveis de estado, correntes em todos os ramos da rede, não há uma função que as relacionam. Assim, o valor calculado durante o processo iterativo é utilizado de forma direta na Função Objetivo dada pela Equação 3.1.

$$\dot{I}_{km}^{Calc^s} = \dot{I}_{km}^s \quad (3.6)$$

3.3.2.2 Obtenção das Tensões Nodais

Visto que as variáveis de estado na formulação proposta são as correntes nos ramos em coordenadas retangulares e existem medidas de tensão é necessário relacionar à tensão calculada em função das correntes nos ramos, que são as variáveis de estado.

Fundamentado-se na radialidade presente nos sistemas de distribuição, as tensões nodais podem ser obtidas, em função das correntes nos ramos, calculando-se as quedas de tensão ao longo do alimentador. Assim, para uma determinada barra k , existem nr ramos no trecho entre esta barra e a subestação, designada por barra 0. As Equações 3.7, 3.8 e 3.9 expressam essas relações para as fases A, B e C, respectivamente.

$$\dot{V}_k^A = \dot{V}_0^A - \left[\sum_{l=1}^{NR} Z_l^{AA} * \dot{I}_l^A + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{AB} * \dot{I}_l^B + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{AC} * \dot{I}_l^C \right] \quad (3.7)$$

$$\dot{V}_k^B = \dot{V}_0^B - \left[\sum_{l=1}^{NR} Z_l^{BA} * \dot{I}_l^A + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{BB} * \dot{I}_l^B + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{BC} * \dot{I}_l^C \right] \quad (3.8)$$

$$\dot{V}_k^C = \dot{V}_0^C - \left[\sum_{l=1}^{NR} Z_l^{CA} * \dot{I}_l^A + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{CB} * \dot{I}_l^B + \sum_{l=1}^{NR} Z_l^{CC} * \dot{I}_l^C \right] \quad (3.9)$$

Onde:

| | |
|-----------------------------------|---|
| \dot{V}_0^A | Tensão fasorial na barra da subestação, referente à fase A; |
| \dot{V}_0^B | Tensão fasorial na barra da subestação, referente à fase B; |
| \dot{V}_0^C | Tensão fasorial na barra da subestação, referente à fase C; |
| Z_l^{AA}, Z_l^{BB} e Z_l^{CC} | Impedâncias próprias do ramo l ; |
| $Z_l^{AB}, Z_l^{AC}, Z_l^{BC}$, | Impedâncias mútuas do ramo l ; |
| $Z_l^{BA}, Z_l^{CA}, Z_l^{CB}$; | |
| \dot{I}_l^A | Corrente fasorial do ramo l , referente a fase A. |
| \dot{I}_l^B | Corrente fasorial do ramo l , referente a fase B. |
| \dot{I}_l^C | Corrente fasorial do ramo l , referente a fase C. |

3.3.2.3 Barras de Passagem

As barras que não possuem carga ou geração, ou seja possuem injeção de corrente/potência nula, são denominadas barras de passagem. Esta característica pode ser utilizada na estimação de estados para aprimorar os resultados. Como não possuem injeção de corrente, podemos utilizar como medida virtual o valor de I_k^A , I_k^B e I_k^C como zero.

O cálculo das correntes injetadas, obtido pelas Equações 3.10, 3.11, 3.12, é utilizado para a representação das barras de passagem.

$$\dot{I}_k^A = \sum_{m \in \Omega_k} \dot{I}_{km}^A \quad (3.10)$$

$$\dot{I}_k^B = \sum_{m \in \Omega_k} \dot{I}_{km}^B \quad (3.11)$$

$$\dot{I}_k^C = \sum_{m \in \Omega_k} \dot{I}_{km}^C \quad (3.12)$$

Onde:

| | |
|--------------------|--|
| $k = 1, \dots, NB$ | sendo NB o número de barras da rede; |
| Ω_k | conjunto das barras vizinhas da barra k ; |
| \dot{I}_{km}^A | corrente no trecho entre as barras k e m , referente à fase A; |
| \dot{I}_{km}^B | corrente no trecho entre as barras k e m , referente à fase B; |
| \dot{I}_{km}^C | corrente no trecho entre as barras k e m , referente à fase C; |
| \dot{I}_k^A | corrente injetada na barra k , referente à fase A; |
| \dot{I}_k^B | corrente injetada na barra k , referente à fase B; |
| \dot{I}_k^C | corrente injetada na barra k , referente à fase C; |

$$\text{Min } J' = \frac{1}{2} \sum_{t=1}^{nbp} \left(\frac{0 - I_{rinjt}^s}{\sigma_{bp}} \right)^2 + \left(\frac{0 - I_{minjt}^s}{\sigma_{bp}} \right)^2 \quad (3.13)$$

Onde:

| | |
|---------------------|---|
| s | Fases A,B,C; |
| $t = 1, \dots, nbp$ | sendo nbp o número de barras de passagem da rede; |
| σ_{bp} | variância da medida virtual obtida para a barra k ; |

3.3.3 Restrições de Desigualdade

As concessionárias de energia elétrica não possuem medições em tempo real do consumo de seus consumidores, como ocorre nas barras com PMU, mas através das faturas de consumo de energia elétrica, esta tem uma estimativa da média histórica de consumo da carga para determinado alimentador ou ramal. Esse valor histórico de carga obtido pela concessionária pode ser computado a partir das faturas de energia dos consumidores conectados à um determinado nó do sistema, assim esse valor será dado em KWh/mês, dividindo esse valor pelo número de horas de um mês (h/mês), aproximadamente 720 horas para um mês com 30 dias, tem-se o valor o valor da potências ativa média, denominado neste trabalho de valor histórico. Acontece que a carga presente em um determinado alimentador varia ao longo do dia, da semana, do mês, do ano e da estação, mas essa variação ocorre em torno deste um valor médio (histórico), como mostrado na Figura 3.

Como as redes de distribuição possuem um reduzido número de medições em tempo real, o uso de pseudomedidas permitem a observabilidade do sistema e vale ressaltar que em redes de distribuição, na maioria das vezes, qualquer medida é crítica do ponto de vista de observabilidade da rede.

Assim as restrições de potência ativa e reativa que canalizam a solução do problema tem como limites superior e inferior uma porcentagem do valor histórico, ou valor médio, da carga consumida obtida através do fator de variação da carga p , permitindo assim uma variação da carga ao longo do dia. Escrevendo em termos matemáticos, tem-se a Equação 3.14.

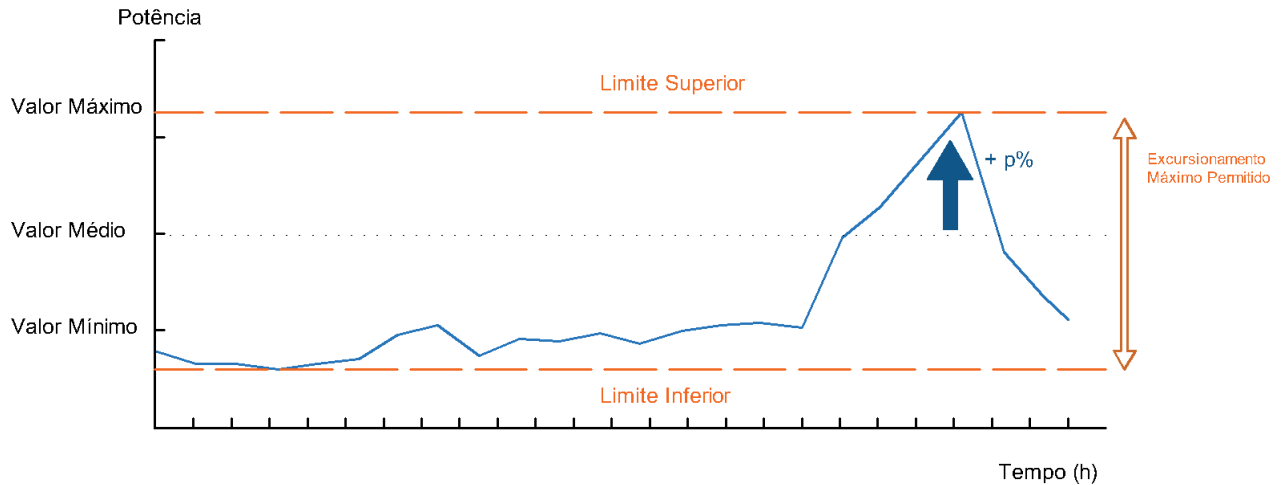


Figura 3 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência *versus* tempo

$$\begin{aligned}
 (1 - p) P_k^s(hist) &\leq P_k^s \leq (1 + p) P_k^s(hist) \\
 (1 - p) Q_k^s(hist) &\leq Q_k^s \leq (1 + p) Q_k^s(hist)
 \end{aligned}
 \tag{3.14}$$

3.3.3.1 Uma Alternativa para a Modelagem das Restrições

Utilizando-se os dados históricos para se obter as faixas de variação das potências ativa e reativa conduzem a bons resultados. A fim de melhorar os resultados obtidos pelo estimador de estados, propõe-se uma modelagem mais aprimorada dos valores de $P_{hist,k}$ e $Q_{hist,k}$. Nesta proposta leva-se em consideração o instante exatamente anterior ($t-1$).

Os novos valores de $P_{hist,k}$ e $Q_{hist,k}$ são os valores obtidos na última janela de tempo analisada. Geralmente em análise em tempo-real a janela de tempo é de 15 minutos, supõe-se que neste intervalo a carga não sofre grandes variações. Quando ela aumenta, esse acréscimo ocorre gradativamente ao longo de um período de várias janelas de tempo, como mostrado na Figura 4. Já quando reduz, esse decréscimo também ocorre de forma gradativa, como mostrado na Figura 5. Assim comparando um dado instante de tempo t com instante analisado anteriormente, $t-1$, esse acréscimo ou decréscimo ocorre de forma suave. Diferente de quando se adota uma média fixa para um determinado período (por exemplo, um dia) pode-se ter grandes variações em relação à média histórica. No pico de consumo, a carga pode ser por exemplo 30% maior que a média histórica, mas 5% maior que o instante anterior. Quando ocorrem poucas variações em torno dos valores centrais das restrições os resultados obtidos são mais aderentes.

Assim para um dado instante de tempo t a ser analisado, as restrições são dadas pela Equação 3.15.

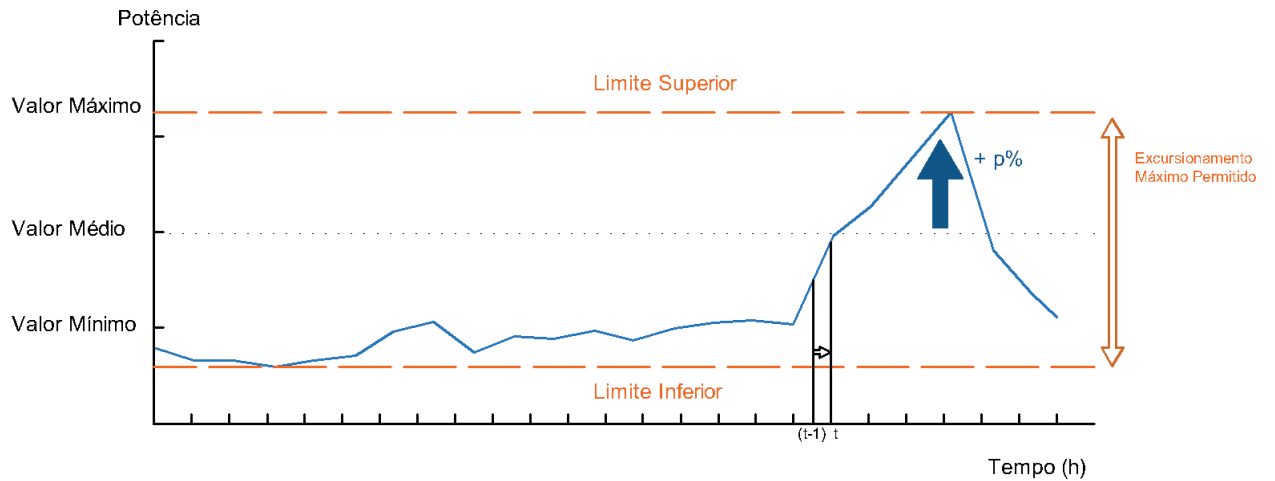


Figura 4 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência *versus* tempo

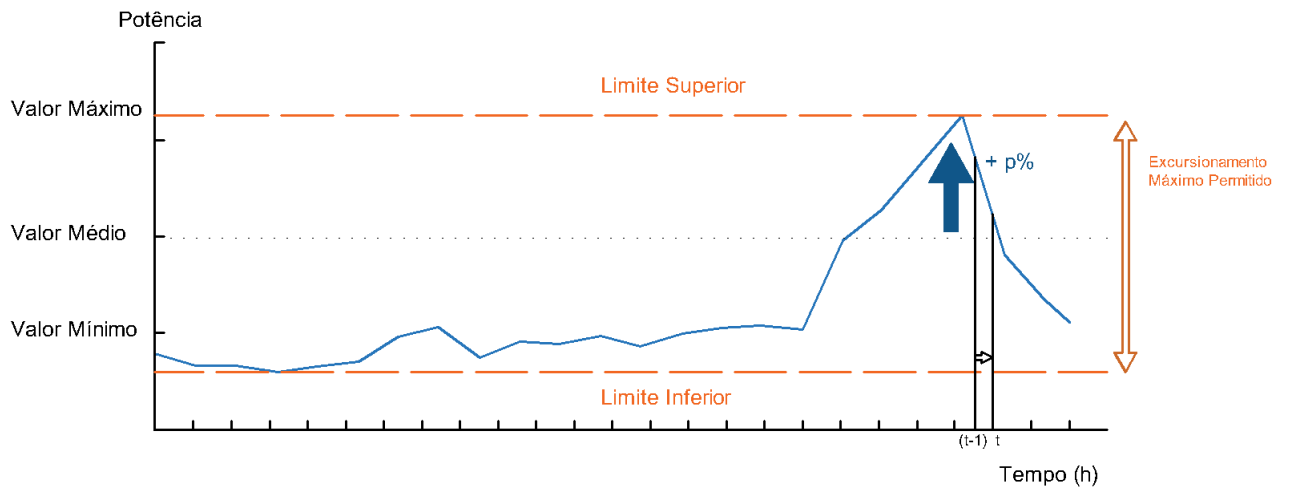


Figura 5 – Curva de carga de um dado alimentador. Potência *versus* tempo

$$\begin{aligned}
 (1 - p) P_k^s(t-1) &\leq P_k^s(t) \leq (1 + p) P_k^s(t-1) \\
 (1 - p) Q_k^s(t-1) &\leq Q_k^s(t) \leq (1 + p) Q_k^s(t-1)
 \end{aligned}
 \tag{3.15}$$

Assim, pode-se diminuir o intervalo de variação da carga, ou seja reduzir o valor de p , reduzindo o intervalo de solução e consequentemente diminuindo o nível de incerteza do problema. Quando utiliza-se os valores históricos de carga o valor de p não pode ser reduzido, pois em alguns intervalos de tempo a solução pode estar fora dos limites que foram estabelecidos, conduzindo assim a soluções inadequadas.

3.3.3.2 Obtenção das Potências Injetadas nas Barras não Monitoradas

A potência injetada é calculada para todas as barras de carga não monitoradas do sistema. A potência complexa injetada na barra não monitorada k pode ser decomposta

em potência ativa (parte real) e potência reativa (parte imaginária), considerando-se o instante $t-1$:

$$\begin{aligned}\dot{S}_k^a &= P_k^a + jQ_k^a \\ \dot{S}_k^b &= P_k^b + jQ_k^b \\ \dot{S}_k^c &= P_k^c + jQ_k^c\end{aligned}\tag{3.16}$$

Onde:

- \dot{S}_k^a Potência complexa injetada na barra k referente à fase a;
- \dot{S}_k^b Potência complexa injetada na barra k referente à fase b;
- \dot{S}_k^c Potência complexa injetada na barra k referente à fase c;
- P_k^a Potência ativa injetada na barra k referente à fase a;
- P_k^b Potência ativa injetada na barra k referente à fase b;
- P_k^c Potência ativa injetada na barra k referente à fase c;
- Q_k^a Potência reativa injetada na barra k referente à fase a.
- Q_k^b Potência reativa injetada na barra k referente à fase b.
- Q_k^c Potência reativa injetada na barra k referente à fase c.

A potência complexa injetada para a barra k é calculada através das Equações 3.17, 3.18 e 3.19.

$$\dot{S}_k^a = \dot{V}_k^a \dot{I}_k^{*a}\tag{3.17}$$

$$\dot{S}_k^b = \dot{V}_k^b \dot{I}_k^{*b}\tag{3.18}$$

$$\dot{S}_k^c = \dot{V}_k^c \dot{I}_k^{*c}\tag{3.19}$$

Onde \dot{V}_k^a , \dot{V}_k^b e \dot{V}_k^c são as tensões fasoriais calculadas para a barra k , conforme Equações (3.7), (3.8) e (3.9). E \dot{I}_k^{*a} , \dot{I}_k^{*b} e \dot{I}_k^{*c} são as correntes fasoriais injetadas na mesma barra em função das correntes nos ramos, Equações (3.10), (3.11) e (3.12).

As potências ativas e reativas injetadas na barra k podem ser calculadas desenvolvendo as Equações (3.17), (3.18) e (3.19) e separando-as em partes real e imaginária.

3.4 Descentralização

Como mostrado na seção 3.2, a descentralização do sistema de distribuição em subsistemas é de grande importância para a estimação de estados, tanto do ponto de vista computacional quanto no monitoramento de áreas de interesse. Com esta técnica pode-se observar apenas uma parte de interesse de uma dada rede de distribuição e com isso minimizar os custos de investimentos de equipamentos.

Com a descentralização o problema é subdividido em vários subproblemas, que podem ser solucionados de forma independente e em paralelo. O número de subproblemas será igual ao número de subsistemas para uma dada rede.

A Figura 6 mostra a subdivisão do sistema de 33 barras em 5 subsistemas, assim tem-se 5 problemas que são independentes. Serão mostrados as subdivisões para os subsistemas I e II, para os demais o processo ocorre de forma análoga. Essa proposta também se estende para qualquer outra rede que utilize a estratégia de alocação de medidores descrita na seção 3.2.

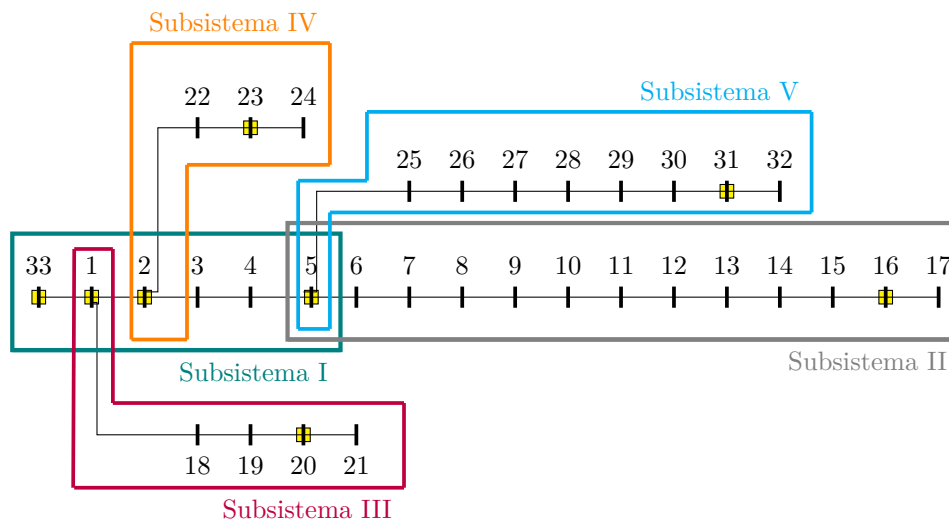


Figura 6 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs.

3.4.1 Subsistema 1

Na Figura 7 está representado o subsistemas 1 referente ao sistema de 33 Barras.

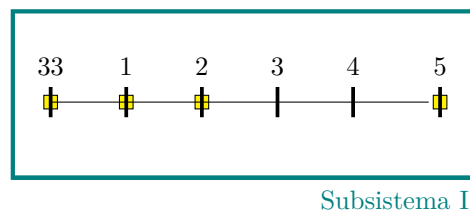


Figura 7 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs.

As Equações 3.20 representam o problema a ser resolvido:

$$\text{Min } J_1 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{2m} \left(\frac{z_k^s - h_k^s(x)}{\sigma_k} \right)^2 \quad (3.20)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned}
 P_{min,3}^s &\leq P_3^s \leq P_{max,3}^s \\
 P_{min,4}^s &\leq P_4^s \leq P_{max,4}^s \\
 Q_{min,3}^s &\leq Q_3^s \leq Q_{max,3}^s \\
 Q_{min,4}^s &\leq Q_4^s \leq Q_{max,4}^s
 \end{aligned}
 \quad s = A, B, C \tag{3.21}$$

Onde:

$$\begin{aligned}
 P_{min,k}^s &= (1 - p) P_k^s(t-1) \\
 P_{max,k}^s &= (1 + p) P_k^s(t-1) \\
 Q_{min,k}^s &= (1 - p) Q_k^s(t-1) \\
 Q_{max,k}^s &= (1 + p) Q_k^s(t-1)
 \end{aligned}$$

O vetor de variáveis de estado é dado por 3.22:

$$\hat{x} = \begin{bmatrix} I_{33-1,r}^s \\ I_{33-1,m}^s \\ I_{1-2,r}^s \\ I_{1-2,m}^s \\ I_{2-3,r}^s \\ I_{2-3,m}^s \\ I_{3-4,r}^s \\ I_{3-4,m}^s \\ I_{4-5,r}^s \\ I_{4-5,m}^s \end{bmatrix} \tag{3.22}$$

O vetor z de medidas é dado por 3.23.

$$z = \begin{bmatrix} V_{33,r}^s \\ V_{33,m}^s \\ V_{1,r}^s \\ V_{1,m}^s \\ V_{2,r}^s \\ V_{2,m}^s \\ V_{5,r}^s \\ V_{5,m}^s \\ I_{33-1,r}^s \\ I_{33-1,m}^s \\ I_{1-2,r}^s \\ I_{1-2,m}^s \\ I_{2-3,r}^s \\ I_{2-3,m}^s \\ I_{4-5,r}^s \\ I_{4-5,m}^s \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

O vetor de funções não lineares que relaciona as medidas obtidas pelas PMU's com as variáveis de estado $h^{(\beta)}(x)$, é dado em 3.24. Este vetor é calculado com base nas variáveis de estado, ou seja, ele será atualizado a cada iteração.

$$h^{(\beta)}(x) = \begin{bmatrix} V_{33,r}^{Calc_s}(x) \\ V_{33,m}^{Calc_s}(x) \\ V_{1,r}^{Calc_s}(x) \\ V_{1,m}^{Calc_s}(x) \\ V_{2,r}^{Calc_s}(x) \\ V_{2,m}^{Calc_s}(x) \\ V_{5,r}^{Calc_s}(x) \\ V_{5,m}^{Calc_s}(x) \\ I_{33-1,r}^{Calc_s} \\ I_{33-1,m}^{Calc_s} \\ I_{1-2,r}^{Calc_s} \\ I_{1-2,m}^{Calc_s} \\ I_{2-3,r}^{Calc_s} \\ I_{2-3,m}^{Calc_s} \\ I_{4-5,r}^{Calc_s} \\ I_{4-5,m}^{Calc_s} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

3.4.2 Subsistema 2

Na Figura 8 está representado o subsistema 2 referente ao sistema de 33 Barras.

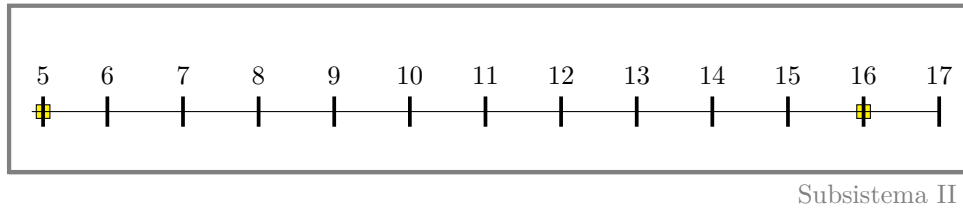


Figura 8 – Sistema de 33 barras para demonstração do procedimento de alocação das PMUs.

As Equações 3.25 representam o problema a ser resolvido:

$$\text{Min } J_2 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{2m} \left(\frac{z_k^s - h_k^s(x)}{\sigma_k} \right)^2 \quad (3.25)$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} P_{min,6}^s &\leq P_6^s \leq P_{max,6}^s \\ P_{min,7}^s &\leq P_7^s \leq P_{max,7}^s \\ P_{min,8}^s &\leq P_8^s \leq P_{max,8}^s \\ P_{min,9}^s &\leq P_9^s \leq P_{max,9}^s \\ P_{min,10}^s &\leq P_{10}^s \leq P_{max,10}^s \\ P_{min,11}^s &\leq P_{11}^s \leq P_{max,11}^s \\ P_{min,12}^s &\leq P_{12}^s \leq P_{max,12}^s \\ P_{min,13}^s &\leq P_{13}^s \leq P_{max,13}^s \\ P_{min,14}^s &\leq P_{14}^s \leq P_{max,14}^s \\ P_{min,15}^s &\leq P_{15}^s \leq P_{max,15}^s \\ P_{min,17}^s &\leq P_{17}^s \leq P_{max,17}^s \end{aligned} \quad s = A, B, C \quad (3.26)$$

$$\begin{aligned} Q_{min,6}^s &\leq Q_6^s \leq Q_{max,6}^s \\ Q_{min,7}^s &\leq Q_7^s \leq Q_{max,7}^s \\ Q_{min,8}^s &\leq Q_8^s \leq Q_{max,8}^s \\ Q_{min,9}^s &\leq Q_9^s \leq Q_{max,9}^s \\ Q_{min,10}^s &\leq Q_{10}^s \leq Q_{max,10}^s \\ Q_{min,11}^s &\leq Q_{11}^s \leq Q_{max,11}^s \\ Q_{min,12}^s &\leq Q_{12}^s \leq Q_{max,12}^s \\ Q_{min,13}^s &\leq Q_{13}^s \leq Q_{max,13}^s \\ Q_{min,14}^s &\leq Q_{14}^s \leq Q_{max,14}^s \\ Q_{min,15}^s &\leq Q_{15}^s \leq Q_{max,15}^s \\ Q_{min,17}^s &\leq Q_{17}^s \leq Q_{max,17}^s \end{aligned}$$

Onde:

$$P_{min,k}^s = (1 - p) P_k^s(t-1)$$

$$P_{max,k}^s = (1 + p) P_k^s(t-1)$$

$$Q_{min,k}^s = (1 - p) Q_k^s(t-1)$$

$$Q_{max,k}^s = (1 + p) Q_k^s(t-1)$$

O vetor de variáveis de estado é dado por 3.27:

$$\hat{x} = \begin{bmatrix} I_{5-6,r}^s \\ I_{5-6,m}^s \\ I_{6-7,r}^s \\ I_{6-7,m}^s \\ I_{7-8,r}^s \\ I_{7-8,m}^s \\ I_{8-9,r}^s \\ I_{8-9,m}^s \\ I_{9-10,r}^s \\ I_{9-10,m}^s \\ I_{10-11,r}^s \\ I_{10-11,m}^s \\ I_{11-12,r}^s \\ I_{11-12,m}^s \\ I_{12-13,r}^s \\ I_{12-13,m}^s \\ I_{13-14,r}^s \\ I_{13-14,m}^s \\ I_{14-15,r}^s \\ I_{14-15,m}^s \\ I_{15-16,r}^s \\ I_{15-16,m}^s \\ I_{16-17,r}^s \\ I_{16-17,m}^s \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

O vetor z de medidas é dado por 3.28.

$$z = \begin{bmatrix} V_{5,r}^s \\ V_{5,m}^s \\ V_{16,r}^s \\ V_{16,m}^s \\ I_{5-6,r}^s \\ I_{5-6,m}^s \\ I_{15-16,r}^s \\ I_{15-16,m}^s \\ I_{16-17,r}^s \\ I_{16-17,m}^s \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

O vetor de funções não lineares que relaciona as medidas obtidas pelas PMU's com as variáveis de estado $h^{(\beta)}(x)$, é dado em 3.29. Este vetor é calculado com base nas variáveis de estado, ou seja, ele será atualizado a cada iteração.

$$h^{(\beta)}(x) = \begin{bmatrix} V_{5,r}^{Calc_s}(x) \\ V_{5,m}^{Calc_s}(x) \\ V_{16,r}^{Calc_s}(x) \\ V_{16,m}^{Calc_s}(x) \\ I_{5-6,r}^{Calc_s} \\ I_{5-6,m}^{Calc_s} \\ I_{15-16,r}^{Calc_s} \\ I_{15-16,m}^{Calc_s} \\ I_{16-17,r}^{Calc_s} \\ I_{16-17,m}^{Calc_s} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

3.5 Algoritmo de Solução da Metodologia Proposta

Nesta seção será mostrado um passo a passo da metodologia proposta.

Passo 1: Obter os valores de $Pmin_k$, $Pmax_k$, $Qmin_k$ e $Qmax_k$ para as cargas não monitoradas do sistema. Estes valores são obtidos através dos resultados do instante ' $t-1$ '. Caso o instante seja t_0 , ou seja, o primeiro instante, utiliza-se os valores históricos das potências ativa e reativa para obter os limites inferiores e superiores das restrições de potência para cada barra não monitorada.

Passo 2: Obter as medições das PMUs. Neste trabalho como não estavam disponíveis as medições das PMUs foi utilizado um Fluxo de Potencia. Este foi utilizado para simular as medições das PMUs (*true values*), tanto medidas de tensões nodais quanto de correntes nos ramos. Assume-se erros de ruído branco na faixa de $\pm 0,4\%$ e $\pm 0,8\%$ para tensões e correntes, respectivamente.

Passo 3: Montar a função objetivo J conforme Equação (3.1), a partir das medições obtidas pelas PMU's e as medidas virtuais das barras de passagem, mantendo em mente que as variáveis de estado são as partes real e imaginária das correntes nos ramos do sistema.

Passo 4: Montar as restrições conforme a Equação 3.2, para resolução do problema de otimização para obter os estados (correntes nos ramos).

Passo 5: Resolução do problema de otimização restrita, via implementação do SFTB - IPM.

Passo 6: A partir dos estados obtidos, calcular as tensões nodais e as injeções de potência ativa e reativa em todas as barras do sistema.

Passo 7: Guardar as informações necessárias (Tensões Nodais, Correntes nos Ramos e Potência) e reportar os resultados.

3.6 Implementação Computacional

Para a solução do problema é utilizado o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança proposto por [5], que encontra-se detalhado no Apêndice B. Será detalhado nesta seção as particularidades deste método para resolução do Problema de Estimação de Estados proposto nesta dissertação. Assim, serão detalhados o Gradiente da Função Objetivo em relação as variáveis de estado e a matriz Hessiana da Função Lagrangeana em função das variáveis de estado.

3.6.1 Gradiente da Função Objetivo em relação as variáveis

3.6.1.1 Contribuição das Medidas de Corrente nos Ramos

As medições de corrente nos ramos serão adotadas na forma retangular, ou seja, em partes real e imaginária. As variáveis de estado adotadas são as correntes nos ramos na forma retangular. Então as expressões para as derivadas das correntes nos ramos para um sistema trifásico são dadas pelas Equações 3.30, 3.31, 3.32, 3.33, 3.34 e 3.35

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_r}^{Med^a} - I_{km_r}^a}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_r}^{Med^a} + I_{km_r}^a}{\sigma_i^2} \quad (3.30)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_r}^{Med^b} - I_{km_r}^b}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_r}^{Med^b} + I_{km_r}^b}{\sigma_i^2} \quad (3.31)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_r}^{Med^c} - I_{km_r}^c}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_r}^{Med^c} + I_{km_r}^c}{\sigma_i^2} \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_m}^{Med^a} - I_{km_m}^a}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_m}^{Med^a} + I_{km_m}^a}{\sigma_i^2} \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_m}^{Med^b} - I_{km_m}^b}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_m}^{Med^b} + I_{km_m}^b}{\sigma_i^2} \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_m}^{Med^c} - I_{km_m}^c}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{-I_{km_m}^{Med^c} + I_{km_m}^c}{\sigma_i^2} \quad (3.35)$$

3.6.1.2 Contribuição das Medidas de Tensão Nodais

As medições de tensão nodais serão adotadas na forma retangular, ou seja, em partes real e imaginária. As variáveis de estado adotadas são as correntes nos ramos na forma retangular.

Como as tensões nodais são calculadas em função das variáveis de estado, que são as correntes nos ramos, para a proposta descentralizada nesta dissertação utiliza-se as Equações 3.7, 3.8 e 3.9 para o cálculo destas. Como pode-se observar, essas expressões são baseadas nas quedas de tensão ao longo do alimentador. Então, para uma PMU alocada em um determinado ramal tem-se que as derivadas, em relação as correntes nos ramos, de uma medida irão contribuir nas posições referentes a todos ramos que conectam essa PMU até o ramo da PMU que fornece a referência angular para o subsistema. Vale lembrar que existe um acoplamento entre as fases, então como mostrado nas Equações 3.7, 3.8 e 3.9, as derivadas de uma medida de tensão, em relação as correntes nos ramos, irão contribuir nas posições de uma outra fase que não seja aquela que corresponde à medida. Essas derivadas serão detalhadas nas Subseções 3.6.1.2.1, 3.6.1.2.2 e 3.6.1.2.3

3.6.1.2.1 Contribuições da Medição de tensão da Fase A

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.36

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_{k_r}^{Med^a} - V_{k_r}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AA}(V_{k_r}^{Calc^a} - V_{k_r}^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.36)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.37

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_{k_m}^{Med^a} - V_{k_m}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{AA}(V_{k_m}^{Calc^a} - V_{k_m}^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.37)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.38

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{k_r}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{AA}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.38)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.39

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{k_m}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AA}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.39)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.40

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{k_r}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AB}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.40)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.41

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{k_m}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{AB}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.41)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.42

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{k_r}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{AB}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.42)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.43

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{k_m}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AB}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.43)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.44

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{k_r}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AC}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.44)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.45

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{k_m}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{AC}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.45)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.46

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{kr}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{AC}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.46)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase A em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.47

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^a} - V_{km}^a}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{AC}(V_k^{Calc^a} - V_k^{Med^a})}{\sigma_v^2} \quad (3.47)$$

3.6.1.2.2 Contribuições da Medição de tensão da Fase B

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.48

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BA}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.48)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.49

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{BA}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.49)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.50

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{BA}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.50)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.51

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BA}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.51)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.52

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BB}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.52)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.53

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{BB}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.53)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.54

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{BB}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.54)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.55

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BB}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.55)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.56

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BC}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.56)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.57

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{BC}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.57)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.58

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{kr}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{BC}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.58)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase B em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.59

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^b} - V_{km}^b}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{BC}(V_k^{Calc^b} - V_k^{Med^b})}{\sigma_v^2} \quad (3.59)$$

3.6.1.2.3 Contribuições da Medição de tensão da Fase C

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.60

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CA}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.60)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.61

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{CA}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.61)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.62

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{CA}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.62)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase A é dada pela Equação 3.63

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CA}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.63)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.64

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CB}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.64)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.65

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{CB}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.65)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.66

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{CB}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.66)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase B é dada pela Equação 3.67

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CB}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.67)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.68

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CC}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.68)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Real da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.69

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-X_{CC}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.69)$$

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.70

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{kr}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{X_{CC}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.70)$$

A Contribuição da Parte Imaginária da Tensão da Fase C em relação a Parte Imaginária da Corrente da Fase C é dada pela Equação 3.71

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{V_k^{Med^c} - V_{km}^c}{\sigma_v} \right)^2 \right\} = \frac{-R_{CC}(V_k^{Calc^c} - V_k^{Med^c})}{\sigma_v^2} \quad (3.71)$$

3.6.2 Matriz Hessiana

3.6.2.1 Contribuições das Medidas de Corrente nos Ramos na matriz Hessiana

Como mencionado anteriormente, as medições de corrente nos ramos serão adotadas na forma retangular, ou seja, em partes real e imaginária. As variáveis de estado adotadas são as correntes nos ramos na forma retangular. Então tem-se que as contribuições na matriz Hessiana são dadas pelas Equações 3.72, 3.73, 3.74, 3.75, 3.76 e 3.77.

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^a \partial I_{km_r}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_r}^{Med^a} - I_{km_r}^a}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (3.72)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^a \partial I_{km_m}^a} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_m}^{Med^a} - I_{km_m}^a}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (3.73)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^b \partial I_{km_r}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_r}^{Med^b} - I_{km_r}^b}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (3.74)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^b \partial I_{km_m}^b} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_m}^{Med^b} - I_{km_m}^b}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (3.75)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_r}^c \partial I_{km_r}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_r}^{Med^c} - I_{km_r}^c}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (3.76)$$

$$\frac{\partial}{\partial I_{km_m}^c \partial I_{km_m}^c} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{I_{km_m}^{Med^c} - I_{km_m}^c}{\sigma_I} \right)^2 \right\} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (3.77)$$

3.6.2.2 Contribuição das Medidas de Tensão Nodais

As medições de tensão nodais serão adotadas na forma retangular, ou seja, em partes real e imaginária. As variáveis de estado adotadas são as correntes nos ramos na forma retangular.

Como mencionado anteriormente, as tensões nodais são calculadas em função das variáveis de estado, que são as correntes nos ramos, para a proposta descentralizada nesta dissertação utiliza-se as Equações 3.7, 3.8 e 3.9 para o cálculo destas. Como pode-se observar, essas expressões são baseadas nas quedas de tensão ao longo do alimentador. Então, para uma PMU alocada em um determinado ramal tem-se que as derivadas, em relação as correntes nos ramos, de uma medida irão contribuir nas posições referentes a todos ramos que conectam essa PMU até o ramo da PMU que fornece a referência angular para o subsistema. Vale lembrar que existe um acoplamento entre as fases, então como mostrado nas Equações 3.7, 3.8 e 3.9, as derivadas de uma medida de tensão, em relação as correntes nos ramos, irão contribuir nas posições de uma outra fase que não seja aquela que corresponde à medida. Essas derivadas serão detalhadas nas Subseções 3.6.2.2.1, 3.6.2.2.2, 3.6.2.2.3, 3.6.2.2.4, 3.6.2.2.5 e 3.6.2.2.6.

3.6.2.2.1 Contribuições da parte Real da Medida de Tensão da Fase A

A Contribuição da Parte Real da Tensão da Fase A é dada pelas Equações 3.78 e 3.79.

4 ESTUDO DE CASOS

Este capítulo tem por finalidade apresentar os resultados obtidos nas simulações da metodologia proposta nesta dissertação.

A metodologia proposta prevê a alocação de PMUs nos alimentadores, nos entroncamentos e no final dos ramais, sendo consideradas medições fasoriais de tensão e de correntes nos ramos, bem como as injeções nulas de potência ativa e reativa.

Os dados de medições fasoriais foram obtidos utilizando-se um programa computacional de cálculo de fluxo de potência trifásico via injeção de correntes (valores verdadeiros), considerando o percentual de variação da média histórica. Os resultados da estimação de estados utilizando a metodologia proposta foram obtidos através de simulações no ambiente Matlab® e comparados com os valores verdadeiros. Os resultados obtidos também foram comparados com a metodologia proposta em [16].

Antes do processamento das medidas pelo estimador é acrescentado um erro randômico a essas medições, que é considerado 0,4% para as tensões complexas, e 0,8% para as correntes nos ramos. Conforme [7], considerou-se um desvio padrão igual a 0,004 para as medidas de tensão (módulo e fase), 0,001 para as injeções nulas de potência ativa e reativa, e 0,008 para as correntes nos ramos.

O estimador proposto considera os seguintes tipos de dados de entrada: dados de topologia e parâmetros do circuito, desvio padrão das medidas, dados medidos em tempo real obtidos pelas PMUs e dados históricos de carga.

Para obter os dados históricos para o instante t_0 , executou-se um programa de fluxo de potência trifásico via injeção de correntes para o caso base com os dados da rede e cargas indicadas no Apêndice C e o resultado da injeção de potência é utilizado como média histórica para as barras não monitoradas nas simulações de estimação de estados somente no instante t_0 , como mostrado na Equação 4.1.

$$\begin{aligned} (1 - p) P_k^s(hist) &\leq P_k^s \leq (1 + p) P_k^s(hist) \\ (1 - p) Q_k^s(hist) &\leq Q_k^s \leq (1 + p) Q_k^s(hist) \end{aligned} \quad (4.1)$$

Para os demais instantes, os valores utilizados como média histórica para as barras não monitoradas são substituídos pelos valores obtidos no instante $(t - 1)$, como mostrado na Equação 4.2.

$$\begin{aligned} (1 - p) P_k^s(t-1) &\leq P_k^s \leq (1 + p) P_k^s(t-1) \\ (1 - p) Q_k^s(t-1) &\leq Q_k^s \leq (1 + p) Q_k^s(t-1) \end{aligned} \quad (4.2)$$

Assim, as barras não monitoradas são representadas, considerando suas potências ativas e reativas como restrições de desigualdade com limites inferiores e superiores que são definidos considerando-se uma margem de variação destas potências na curva diária de carga um limite de até 40 % dos respectivos dados históricos ($p = 40\%$), para o instante t_0 , e para os demais instantes os valores obtidos em $(t - 1)$, também são considerados a variação de até 40%.

A resolução do problema de otimização para obtenção dos estados dos sistemas será feita via implementação do método SFTB - IPM [5]. A inicialização das correntes de ramo no problema de estimação de estados foi feita utilizando-se os valores do caso base do fluxo de potência.

Todos os resultados das simulações do estimador de estados com a metodologia proposta foram validados através do fluxo de potência trifásico via injeção de correntes. As simulações foram realizadas em um computador com sistema operacional Windows 7 equipado com processador Intel Core i7-2600, 3,40GHz e 4GB de memória RAM. As implementações foram feitas em Matlab[®] versão R2010a.

O Matlab permite o uso de forma simples da biblioteca de processamento paralelo. Com isso há um aumento de velocidade na execução da tarefa. Em processamento paralelo esse conceito denomina-se *Speedup*. Este valor é dado entre a razão do tempo gasto para a execução de uma determinada tarefa com apenas 1 processo e o valor do tempo gasto para realizar esta mesma tarefa utilizando-se p processos, como mostrado na Equação 4.3.

$$Speedup_p = \frac{t_1}{t_p} \quad (4.3)$$

Onde:

- $Speedup_p$ aumento de velocidade na execução da tarefa;
- t_1 tempo de execução com 1 processo;
- t_p tempo de execução com p processos;

Na metodologia proposta, cada subsistema será solucionado de forma independente e em paralelo (com 4 processos) e este tempo computacional será confrontado com o sistema centralizado, ou seja, sem a descentralização em subsistemas. Assim o *Speedup* é dado pela Equação 4.4.

$$Speedup_p = \frac{t_{centralizado}}{t_p} \quad (4.4)$$

Onde:

| | |
|-------------|--|
| $Speedup_p$ | aumento de velocidade na execução da tarefa; |
| t_1 | tempo de execução do sistema centralizado, ou seja, sem a descentralização em subsistemas; |
| t_p | tempo de execução com p processos; |

4.1 Sistema 33 Barras

O sistema de 33 barras utilizado nas simulações é uma modificação no sistema apresentado por Baran [40] e ilustrado na Figura 9. A rede de 12,66 kV consiste de 33 barras, 4 alimentadores, 32 ramos e uma subestação representada pela barra 33. A potência base é de 1 MVA. As PMUs estão localizadas nas barras 1, 2, 5, 16, 20, 23, 31 e 33, no total de 8 barras com PMU, conforme indicado na Figura 9. Este sistema não possui nenhuma barra de passagem.

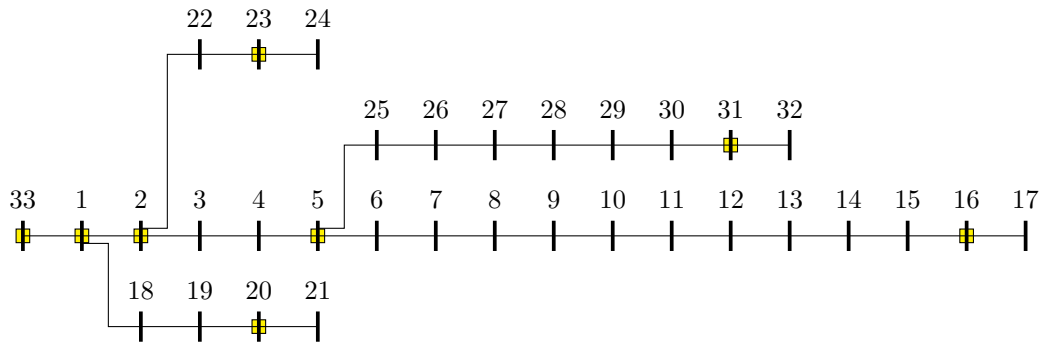


Figura 9 – Representação do sistema de distribuição IEEE de 33 barras.

Excluindo a barra 33 e as barras com PMU, todas as demais são consideradas barras de carga não monitoradas, totalizando 25 barras deste tipo (3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30 e 32). Os dados do sistema são apresentados no Apêndice C.

A tensão em módulo e fase, para as 3 fases, nas barras 1, 2, 5, 16, 20, 23 e 31 bem como as partes real e imaginária das correntes nos ramos 33-1, 1-2, 1-18, 2-3, 2-22, 4-5, 5-6, 5-25, 15-16, 16-17, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 30-31 e 31-32 são consideradas medições obtidas através das PMUs. Como consequência, a redundância do sistema é igual a 0,719 ($\frac{46}{64}$). As medidas utilizadas são mostradas na Tabela 1.

Foram atribuídos erros de ruído branco nas medidas obtidas pelas PMU's na faixa de $\pm 0,4\%$ e $\pm 0,8\%$ para tensões e correntes, respectivamente.

Tem-se como proposta dividir um determinado sistema em subsistemas menores, como mostrado na Seção 3.2. Logo o sistema de 33 Barras será subdividido em 5 subsistemas que serão solucionados de forma separada e em paralelo. A Figura 10 mostra a divisão deste sistemas nos seus subsistemas.

Tabela 1 – Medidas obtidas em tempo real pelas PMU's - 33 Barras

| Fase A | Fase B | Fase C |
|---------------------|---------------------|---------------------|
| \dot{V}_1^a | \dot{V}_1^b | \dot{V}_1^c |
| \dot{V}_2^a | \dot{V}_2^b | \dot{V}_2^c |
| \dot{V}_5^a | \dot{V}_5^b | \dot{V}_5^c |
| \dot{V}_{16}^a | \dot{V}_{16}^b | \dot{V}_{16}^c |
| \dot{V}_{20}^a | \dot{V}_{20}^b | \dot{V}_{20}^c |
| \dot{V}_{23}^a | \dot{V}_{23}^b | \dot{V}_{23}^c |
| \dot{V}_{31}^a | \dot{V}_{31}^b | \dot{V}_{31}^c |
| \dot{I}_{33-1}^a | \dot{I}_{33-1}^b | \dot{I}_{33-1}^c |
| \dot{I}_{1-2}^a | \dot{I}_{1-2}^b | \dot{I}_{1-2}^c |
| \dot{I}_{1-18}^a | \dot{I}_{1-18}^b | \dot{I}_{1-18}^c |
| \dot{I}_{2-3}^a | \dot{I}_{2-3}^b | \dot{I}_{2-3}^c |
| \dot{I}_{2-22}^a | \dot{I}_{2-22}^b | \dot{I}_{2-22}^c |
| \dot{I}_{4-5}^a | \dot{I}_{4-5}^b | \dot{I}_{4-5}^c |
| \dot{I}_{5-6}^a | \dot{I}_{5-6}^b | \dot{I}_{5-6}^c |
| \dot{I}_{5-25}^a | \dot{I}_{5-25}^b | \dot{I}_{5-25}^c |
| \dot{I}_{15-16}^a | \dot{I}_{15-16}^b | \dot{I}_{15-16}^c |
| \dot{I}_{16-17}^a | \dot{I}_{16-17}^b | \dot{I}_{16-17}^c |
| \dot{I}_{19-20}^a | \dot{I}_{19-20}^b | \dot{I}_{19-20}^c |
| \dot{I}_{20-21}^a | \dot{I}_{20-21}^b | \dot{I}_{20-21}^c |
| \dot{I}_{22-23}^a | \dot{I}_{22-23}^b | \dot{I}_{22-23}^c |
| \dot{I}_{23-24}^a | \dot{I}_{23-24}^b | \dot{I}_{23-24}^c |
| \dot{I}_{30-31}^a | \dot{I}_{30-31}^b | \dot{I}_{30-31}^c |
| \dot{I}_{31-32}^a | \dot{I}_{31-32}^b | \dot{I}_{31-32}^c |

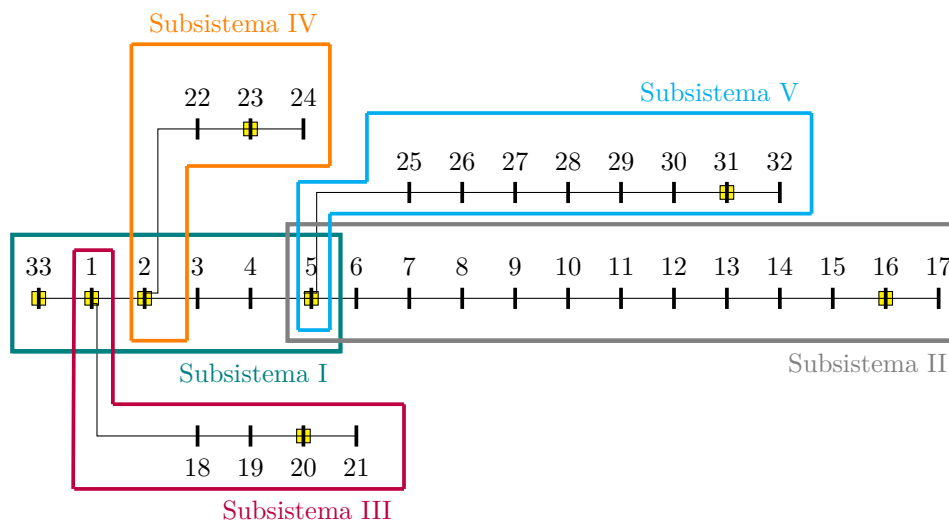


Figura 10 – Representação do sistema de distribuição IEEE de 33 barras dividido em subsistemas.

4.1.1 Média Histórica Fixa *versus t-1*

Nesta subseção será mostrado os resultados obtidos utilizando os dados históricos para se obter as faixas de variação das potências ativa e reativa, e também utilizando os

dados obtidos no instante $t-1$.

Nesta simulação do sistema de 33 barras o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 135% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 130% para a fase B e 125% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 130%, 125% e 130% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase B, são apresentadas nas Figuras 11 e 12. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 13 e 14. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia utilizando o ' $t-1$ ' e a metodologia utilizando os dados históricos fixos.

Serão mostrados apenas resultados para a fase B, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

A Tabela 2 mostra os valores das funções objetivos para cada subsistema. Os tempo computacionais são mostrados na Tabela 3.

Tabela 2 – Funções objetivo

| Subsistema | Função Objetivo |
|--------------|-----------------|
| 1 | 6,80190 |
| 2 | 0,58311 |
| 3 | 0,58588 |
| 4 | 0,76874 |
| 5 | 0,58960 |
| Centralizado | 3,5410 |

Tabela 3 – Tempos computacionais

| | Tempo (s) | <i>Speedup</i> |
|--|-----------|----------------|
| Centralizado | 0,6292 | — |
| Descentralizado Serial | 0,4193 | 1,5006 |
| Descentralizado Paralelo (4 Processos) | 0,1647 | 3,8203 |

A função objetivo (FOB) apresenta valores pequenos para todos os subsistemas. No Subsistema 1 o valor da FOB obtida é elevada em relação aos demais, devido ao fato de neste subsistema ter-se 4 barras monitoradas e 2 barras não monitoradas, assim os ruídos brancos interferem no valor da FOB. Caso esses não fossem considerados, o valor da função objetivo seria de pequena magnitude como nos demais subsistemas.

Os tempos computacionais demonstram que a proposta de descentralização reduz o tempo de processamento. Apenas com a descentralização em subsistemas já consegue-se uma redução no tempo computacional, devido ao fato de que cada subproblema a ser resolvido possui um número menor de variáveis de estado e restrições do que se comparado

com o sistema centralizado. Como esses subsistemas são independentes, eles podem ser resolvidos de forma concorrente utilizando-se 4 processos simultâneos e reduzindo significativamente o tempo de execução como mostrado na Tabela 3.

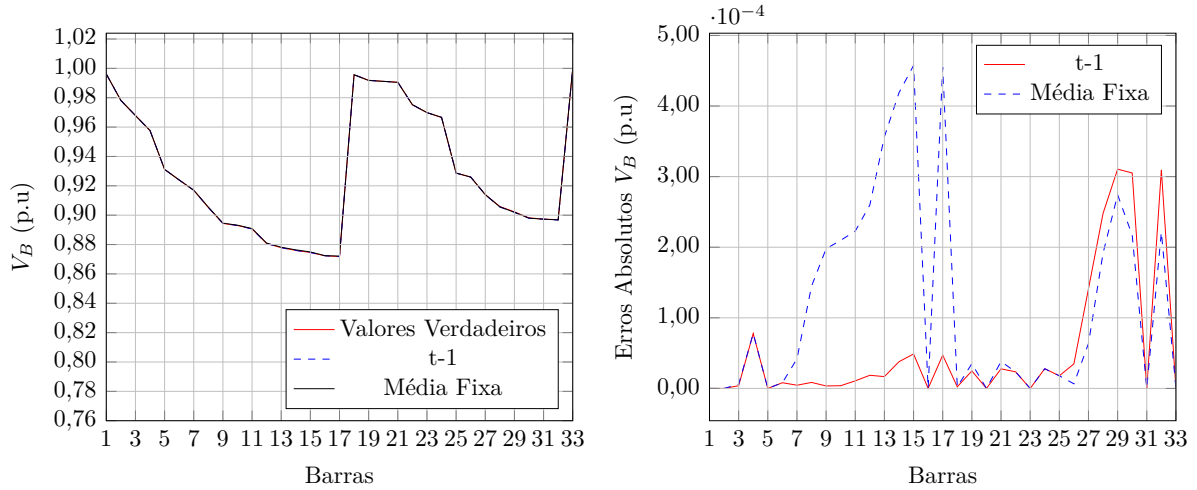


Figura 11 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 11. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. A proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante ' $t-1$ ' obteve melhores resultados do que a utilização da média fixa baseada nos dados históricos, o maior erro obtido com a utilização das estimativas do instante ' $t-1$ ' foi de 0.0003 p.u., já com a média fixa foi próxima de 0.0005 p.u..

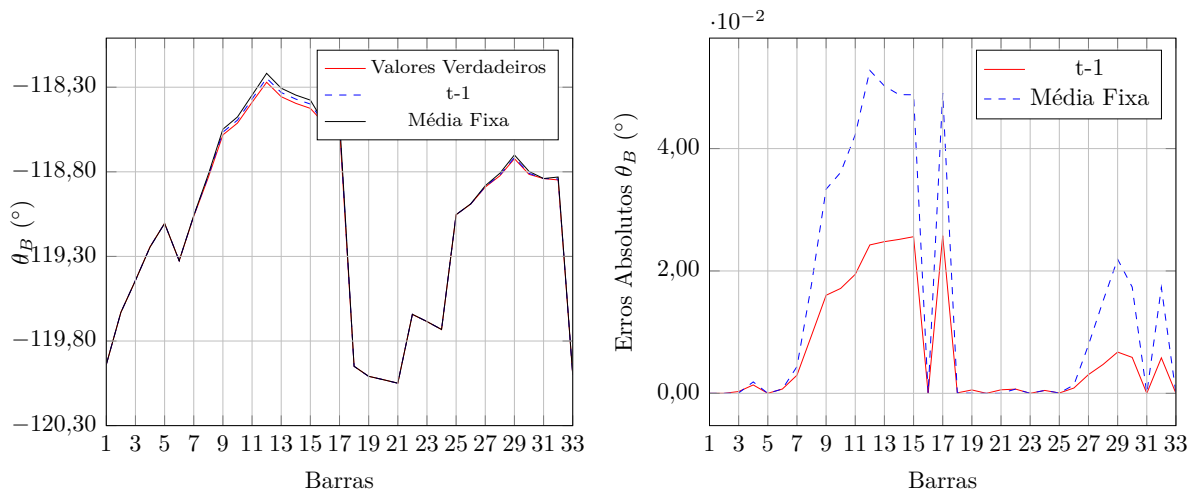


Figura 12 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 12. Os erros estão em graus, apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, somente na segunda casa decimal, a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante $t-1$ obteve melhores resultados do que a utilização da média fixa baseada nos dados históricos, o maior erro obtido com a utilização das estimativas do instante $t-1$ foi próximo de 0.025° , já com a média fixa foi próxima de 0.05° . Em sistemas de distribuição devido a baixa densidade de cargas, se comparado com redes de transmissão, a abertura angular entre as barras do sistema é pequena, assim qualquer erro na estimação dos ângulos das tensões nodais podem comprometer os resultados para os cálculos das potências ativa e reativa que são função da tensão, logo a utilização das estimativas do instante $t-1$ conduz a melhores resultados.

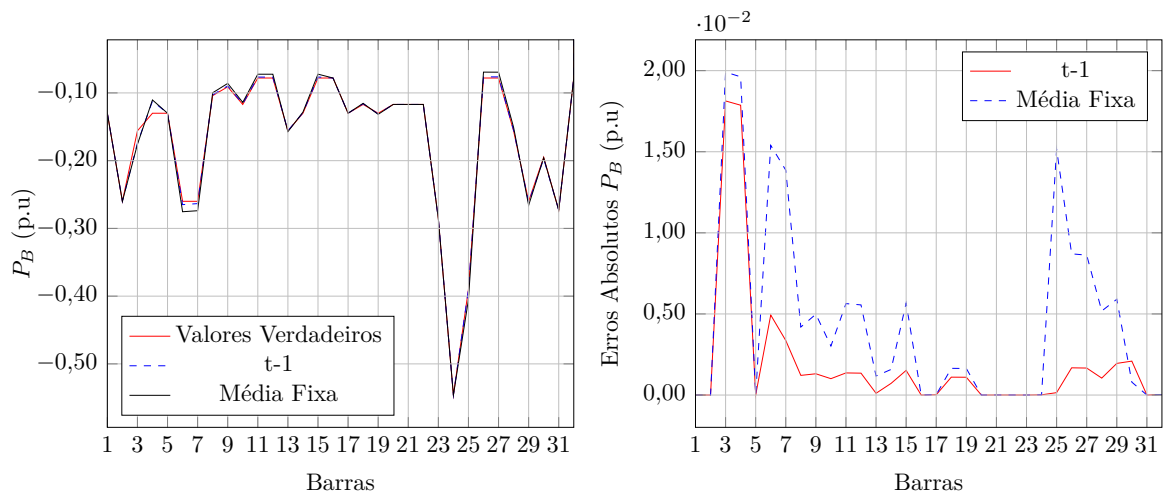


Figura 13 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

As potências ativas e reativas também apresentam erros, se comparadas com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado nas Figuras 13 e 14, os erros também estão em p.u.. Devido a baixa densidade de cargas das redes de distribuição, pequenos erros em p.u. podem acarretar em grandes diferenças percentuais entre o valor verdadeiro e o estimado. Assim, mesmo que pequenas essas diferenças, essas devem ser consideradas para obter-se melhores resultados. Como era de se esperar, com uma maior precisão na obtenção das tensões nodais acarreta-se em melhores resultados para o cálculo das potências ativas e reativas, assim a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante $t-1$ obteve melhores resultados do que a utilização da média fixa baseada nos dados históricos.

Por fim, os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta utilizando o $t-1$ conduz a melhores resultados do que a metodologia proposta utilizando os dados históricos fixos, visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados para esta

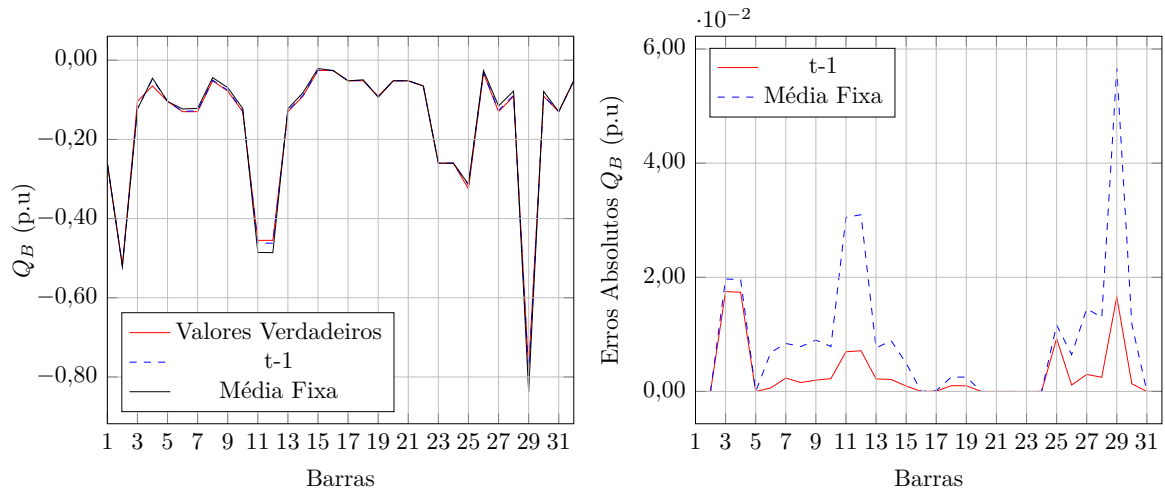


Figura 14 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

proposição são menores. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas.

4.1.2 Medições Não Sincronizadas *vs* Medição Fasorial Sincronizada

Nesta seção será discutido o impacto das medições fasoriais sincronizadas (PMU's). A metodologia proposta nesta dissertação utiliza como fonte de medições os dados coletados pelas PMU's. Já a metodologia proposta em [16] utiliza as medições não sincronizadas. Comparações serão feitas entre a precisão das duas metodologias.

Para a metodologia proposta foram consideradas medições obtidas por meio das PMUs, de forma similar a utilizada na Seção 4.1.1. Foram também utilizadas as informações para as barras não monitoradas obtidas no instante ' $t-1$ '.

Já para a metodologia proposta em [16], foram utilizadas medições não sincronizadas. Foram consideradas medidas de tensão em módulo nas barras 1, 2, 5, 16, 20, 23 e 31, medições de potência ativa e reativa no ramo 33-1 e medições dos módulos das correntes nos ramos 1-2, 1-18, 2-3, 2-22, 4-5, 5-6, 5-25, 15-16, 16-17, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 30-31 e 31-32, como mostrado na Tabela 4.

Nesta simulação do sistema de 33 barras o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 130% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 115% para a fase B e 120% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 120%, 105% e 105% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

Tabela 4 – Medições não sincronizadas - 33 barras

| Fase A | Fase B | Fase C |
|-----------------|-----------------|-----------------|
| $ V_1^a $ | $ V_1^b $ | $ V_1^c $ |
| $ V_2^a $ | $ V_2^b $ | $ V_2^c $ |
| $ V_5^a $ | $ V_5^b $ | $ V_5^c $ |
| $ V_{16}^a $ | $ V_{16}^b $ | $ V_{16}^c $ |
| $ V_{20}^a $ | $ V_{20}^b $ | $ V_{20}^c $ |
| $ V_{23}^a $ | $ V_{23}^b $ | $ V_{23}^c $ |
| $ V_{31}^a $ | $ V_{31}^b $ | $ V_{31}^c $ |
| P_{33-1}^a | P_{33-1}^b | P_{33-1}^c |
| Q_{33-1}^a | Q_{33-1}^b | Q_{33-1}^c |
| $ I_{1-2}^a $ | $ I_{1-2}^b $ | $ I_{1-2}^c $ |
| $ I_{1-18}^a $ | $ I_{1-18}^b $ | $ I_{1-18}^c $ |
| $ I_{2-3}^a $ | $ I_{2-3}^b $ | $ I_{2-3}^c $ |
| $ I_{2-22}^a $ | $ I_{2-22}^b $ | $ I_{2-22}^c $ |
| $ I_{4-5}^a $ | $ I_{4-5}^b $ | $ I_{4-5}^c $ |
| $ I_{5-6}^a $ | $ I_{5-6}^b $ | $ I_{5-6}^c $ |
| $ I_{5-25}^a $ | $ I_{5-25}^b $ | $ I_{5-25}^c $ |
| $ I_{15-16}^a $ | $ I_{15-16}^b $ | $ I_{15-16}^c $ |
| $ I_{16-17}^a $ | $ I_{16-17}^b $ | $ I_{16-17}^c $ |
| $ I_{19-20}^a $ | $ I_{19-20}^b $ | $ I_{19-20}^c $ |
| $ I_{20-21}^a $ | $ I_{20-21}^b $ | $ I_{20-21}^c $ |
| $ I_{22-23}^a $ | $ I_{22-23}^b $ | $ I_{22-23}^c $ |
| $ I_{23-24}^a $ | $ I_{23-24}^b $ | $ I_{23-24}^c $ |
| $ I_{30-31}^a $ | $ I_{30-31}^b $ | $ I_{30-31}^c $ |
| $ I_{31-32}^a $ | $ I_{31-32}^b $ | $ I_{31-32}^c $ |

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase C, são apresentadas nas Figuras 15 e 16. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 17 e 18. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia utilizando o *t-1* e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase C, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros pequenos para a metodologia proposta com o uso das PMUs, como mostrado na Figura 15. Já para a metodologia [16] os erros em relação aos valores verdadeiros são de grande magnitude, chegando em alguns casos a 0,20 p.u.. Logo esses resultados comprometem o cálculo das potências ativa e reativa e não podem ser considerados como precisos. Fica evidente que a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante '*t-1*' aliada ao uso das PMUs obteve melhores resultados do que a metodologia [16].

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros pequenos para a metodologia proposta com o uso das PMUs, como mostrado na Figura 16. Já para a metodologia [16] os erros em relação aos valores verdadeiros são de grande magnitude, chegando em

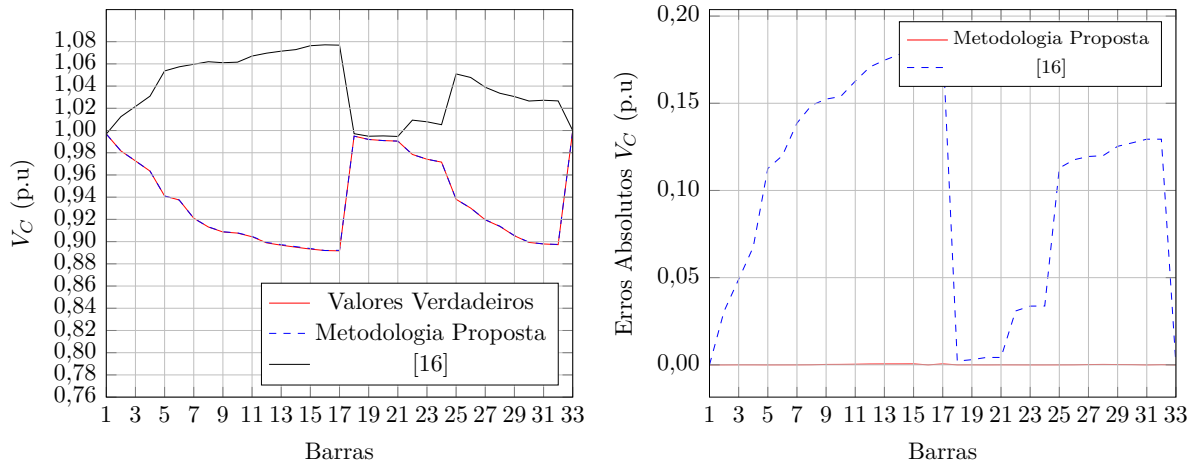


Figura 15 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

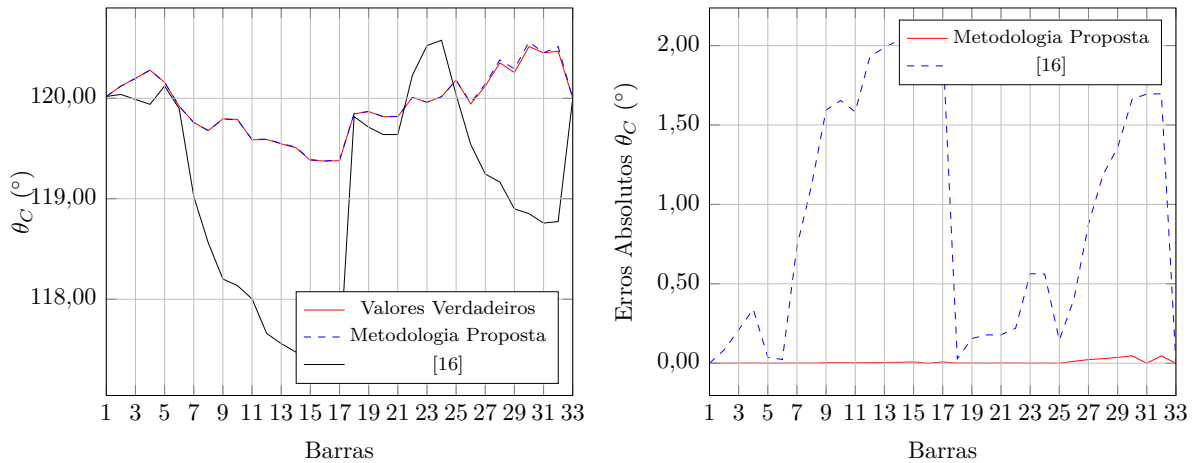


Figura 16 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

alguns casos a 2.0° . Em sistemas de distribuição devido a baixa densidade de cargas, se comparado com redes de transmissão, a abertura angular entre as barras do sistema é pequena, assim qualquer erro na estimação dos ângulos das tensões nodais podem comprometer os resultados para os cálculos das potências ativa e reativa que são função da tensão. Fica evidente que a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante ' $t-1$ ' aliada ao uso das PMUs obteve melhores resultados do que a metodologia [16] sem o uso de PMUs.

Como era de se esperar, devido aos grandes erros obtidos pela metodologia [16] para as tensões, o resultados obtidos para as potências ativa e reativa são imprecisos, como mostrado nas Figuras 17 e 18. Devido a baixa densidade de cargas das redes de distribuição, erros dessa magnitude são expressivos. Fica evidente que a proposta de

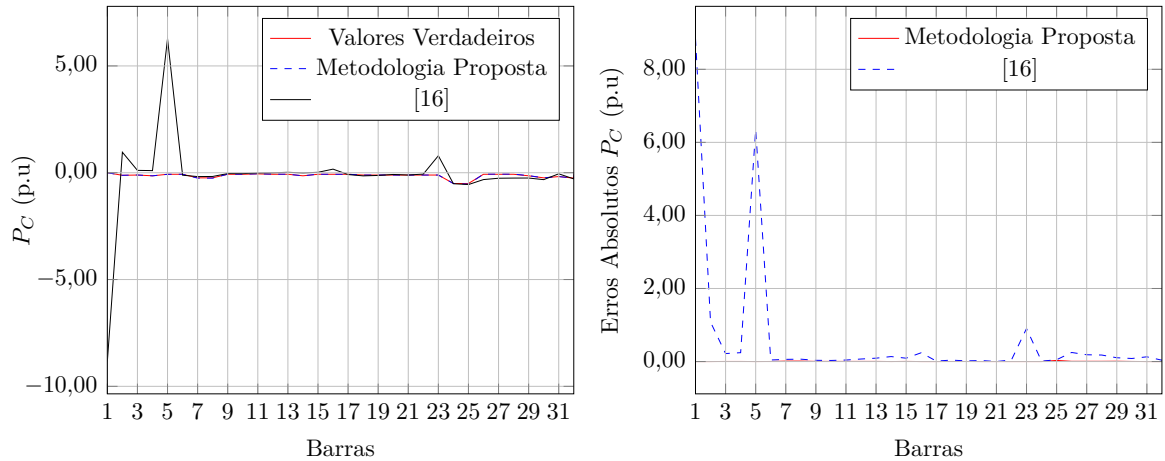


Figura 17 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

utilização de estimativas de carga considerando o instante $t-1$ aliada ao uso das PMUs obteve melhores resultados do que a metodologia [16].

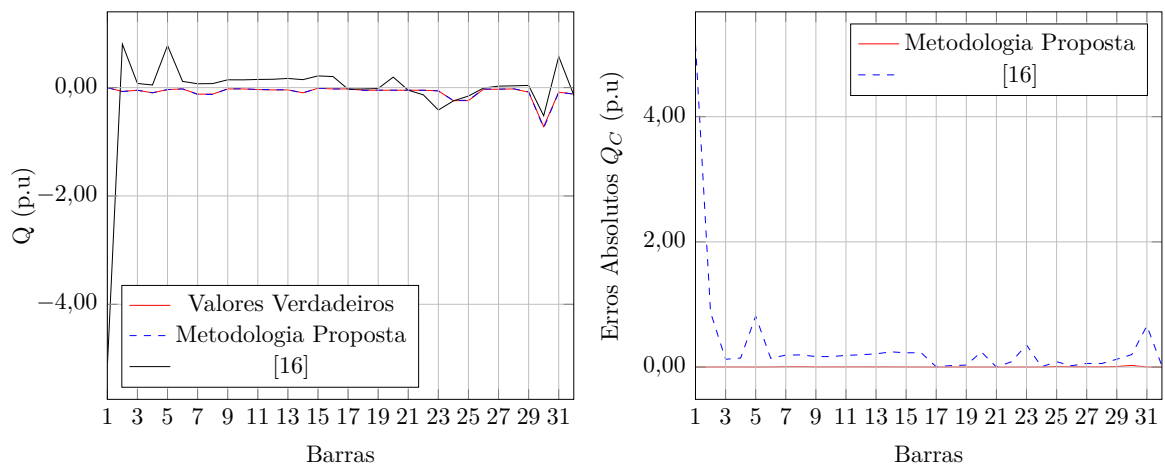


Figura 18 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

Por fim, os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta com o uso das PMU's conduzem a resultados muito melhores do que a metodologia [16], logo os valores estimados pela metodologia proposta se aproximam dos valores verdadeiros. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

4.1.3 Medições Fasoriais de Corrente e Tensão

Como mostrado na seção 4.1.2 as medições fasoriais impactam de maneira positiva os resultados obtidos na estimação de estados. Com o objetivo de realizar uma comparação justa e igualitária entre a metodologia proposta nesta dissertação e a metodologia proposta em [16], ambas serão comparadas considerando o mesmo conjunto de medidas obtidas pelas PMU's e os resultados serão comparados.

Para as duas metodologias (Proposta e [16]) foram consideradas medições obtidas por meio das PMUs, de forma similar a utilizada na Seção 4.1.1. Para a metodologia proposta, foram também utilizadas as informações para as barras não monitoradas obtidas no instante $t-1$.

4.1.3.1 Caso 1

Nesta simulação do sistema de 33 barras o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 115% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 90% para a fase B e 105% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 105%, 80% e 95% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase B, são apresentadas nas Figuras 19 e 20. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 21 e 22. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia proposta e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase B, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

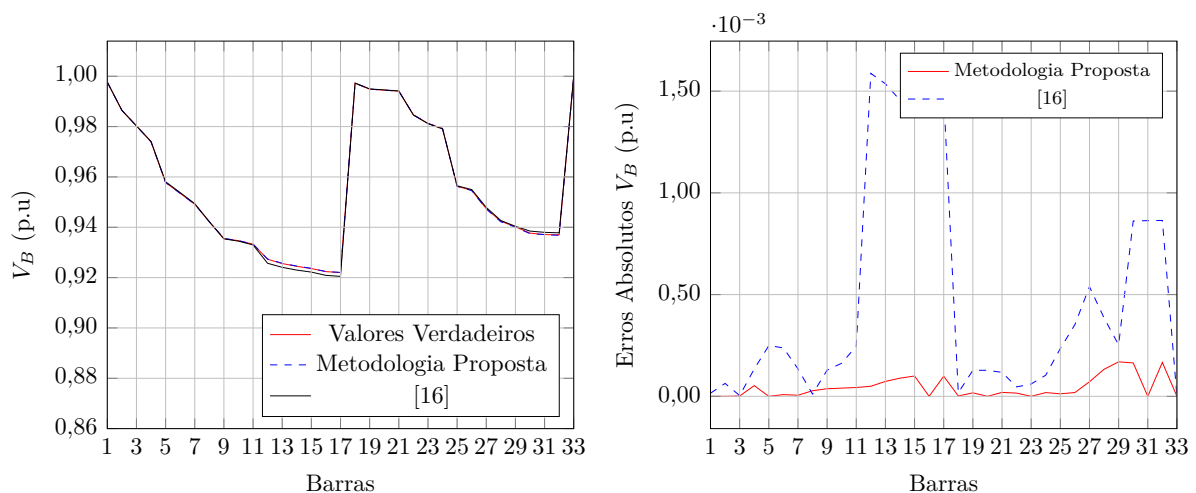


Figura 19 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 19. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. A metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16], sendo 0.00020 p.u. e 0.0015 p.u., os maiores erros, respectivamente.

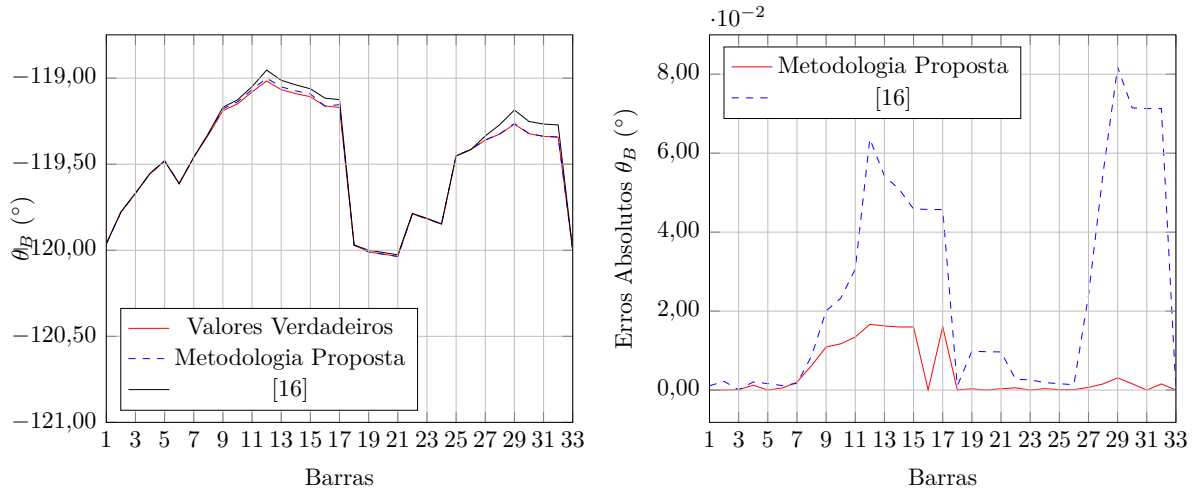


Figura 20 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 20, os erros estão em graus. Apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, somente na segunda casa decimal, a metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16], sendo 0.02° e 0.08° , os maiores erros, respectivamente.

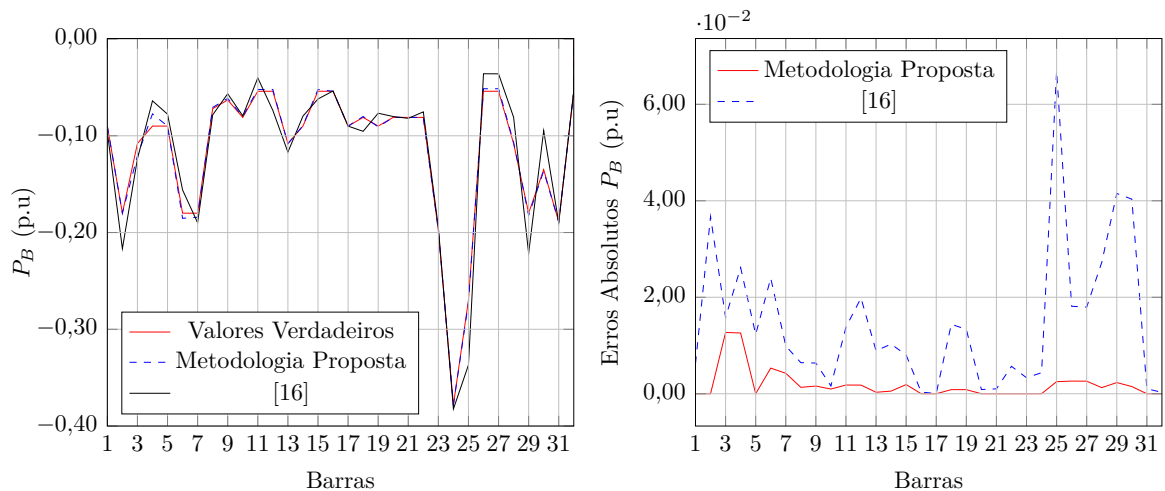


Figura 21 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

Para as potências ativa e reativas a metodologia proposta apresenta resultados muito melhores do que a metodologia [16], como mostrado nas Figuras 21 e 22, os erros também estão em p.u..

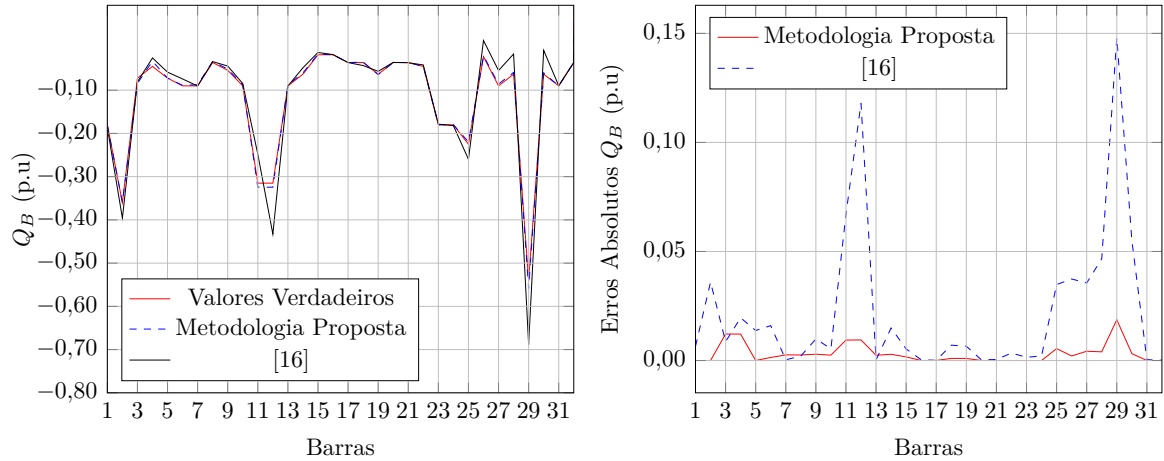


Figura 22 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

Logo os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta conduz a melhores resultados do que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

Por fim, como os erros são pequenos para as barras não monitoradas, a técnica proposta será uma ferramenta útil na operação de sistemas de distribuição.

4.1.3.2 Caso 2

Nesta simulação do sistema de 33 barras o carregamento também será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 120% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 95% para a fase B e 110% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 115%, 90% e 105% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase B, são apresentadas nas Figuras 23 e 24. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 25 e 26. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia proposta e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase B, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

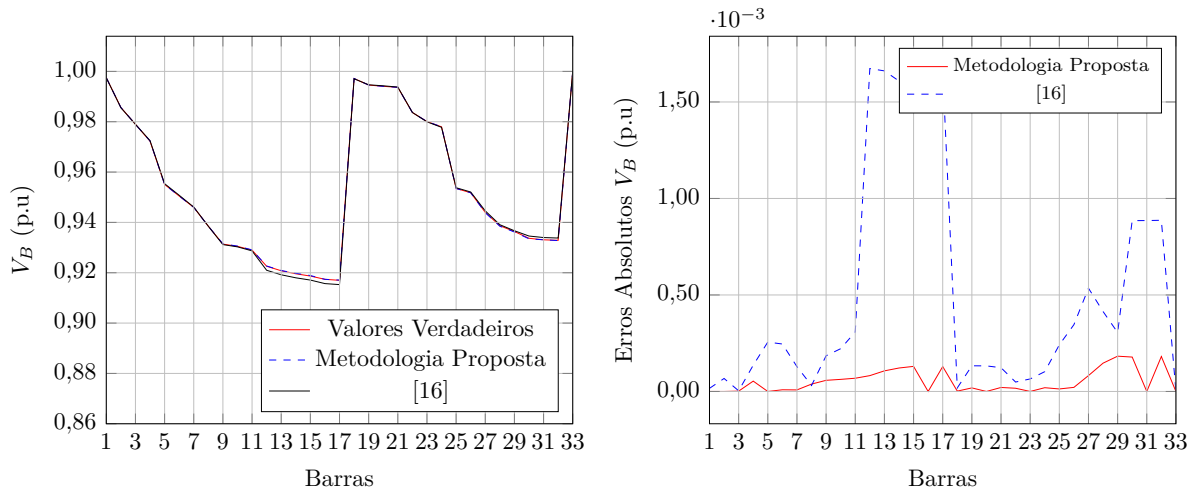


Figura 23 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 23. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. A metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16], sendo 0.00020 p.u. e 0.0017 p.u., os maiores erros, respectivamente.

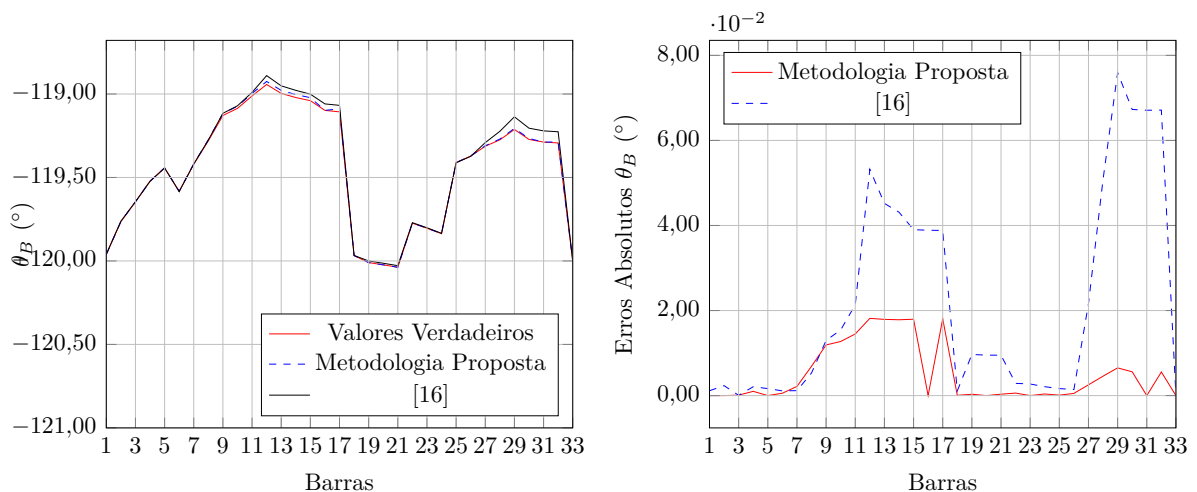


Figura 24 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 24, os erros estão em graus. Apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, somente na segunda casa decimal, a metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16], sendo 0.02° e 0.10°, os maiores erros, respectivamente.

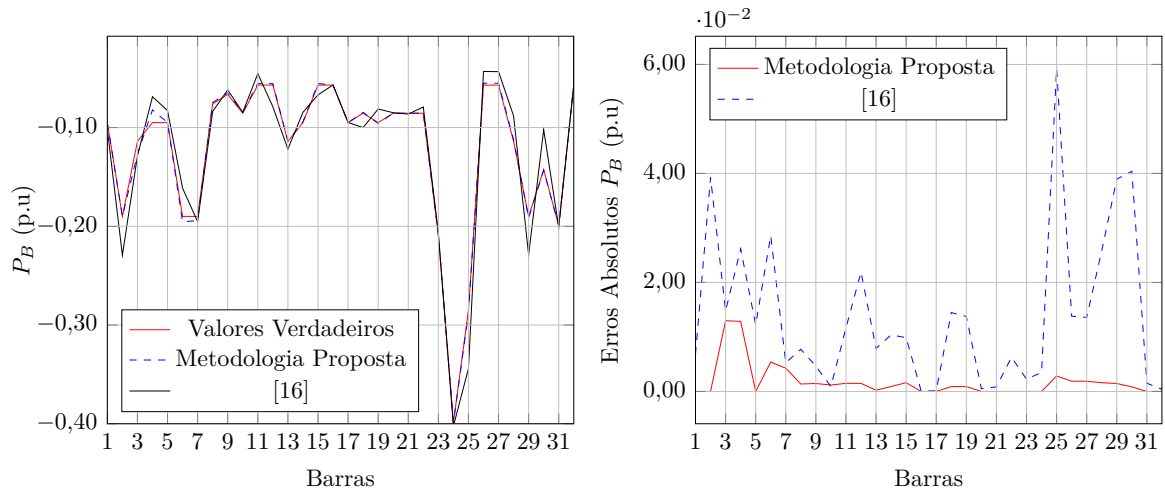


Figura 25 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

Para as potências ativa e reativas a metodologia proposta apresenta resultados muito melhores do que a metodologia [16], como mostrado nas Figuras 25 e 26, os erros também estão em p.u..

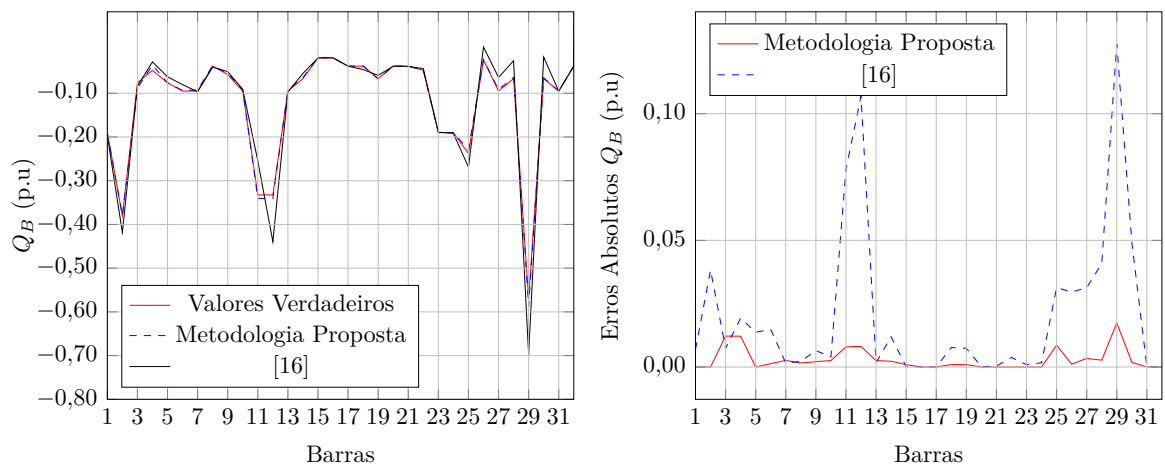


Figura 26 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

Logo os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta conduz a melhores resultados do que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

4.1.4 Desprezando as Medidas Fasoriais de Tensão

Nesta seção serão discutidas as análises de alguns casos onde as medidas de tensão obtidas pelas PMU's são desprezadas, assim somente as medidas de corrente nos ramos serão consideradas como advindas das PMU's.

O sistema de 33 barras utilizado é o mesmo utilizado nas subseções anteriores. Nesta simulação serão consideradas somente as medidas fasoriais das correntes nos ramos. Nos testes anteriores foram considerados além das medidas fasoriais das correntes nos ramos as tensões fasoriais nos nos onde as PMU's estão instaladas.

Para a metodologia proposta, foram também utilizadas as informações para as barras não monitoradas obtidas no instante ' $t-1$ '.

Assim, serão consideradas como medidas para as duas metodologias, para as 3 fases, as partes real e imaginária das correntes nos ramos 33-1, 1-2, 1-18, 2-3, 2-22, 4-5, 5-6, 5-25, 15-16, 16-17, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 30-31 e 31-32. Como consequência, a redundância do sistema é igual a $0,50 \left(\frac{32}{64}\right)$. As medidas utilizadas são mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 – Medidas obtidas em tempo real pelas PMU's - 33 Barras

| Fase A | Fase B | Fase C |
|---------------------|---------------------|---------------------|
| \dot{I}_{33-1}^a | \dot{I}_{33-1}^b | \dot{I}_{33-1}^c |
| \dot{I}_{1-2}^a | \dot{I}_{1-2}^b | \dot{I}_{1-2}^c |
| \dot{I}_{1-18}^a | \dot{I}_{1-18}^b | \dot{I}_{1-18}^c |
| \dot{I}_{2-3}^a | \dot{I}_{2-3}^b | \dot{I}_{2-3}^c |
| \dot{I}_{2-22}^a | \dot{I}_{2-22}^b | \dot{I}_{2-22}^c |
| \dot{I}_{4-5}^a | \dot{I}_{4-5}^b | \dot{I}_{4-5}^c |
| \dot{I}_{5-6}^a | \dot{I}_{5-6}^b | \dot{I}_{5-6}^c |
| \dot{I}_{5-25}^a | \dot{I}_{5-25}^b | \dot{I}_{5-25}^c |
| \dot{I}_{15-16}^a | \dot{I}_{15-16}^b | \dot{I}_{15-16}^c |
| \dot{I}_{16-17}^a | \dot{I}_{16-17}^b | \dot{I}_{16-17}^c |
| \dot{I}_{19-20}^a | \dot{I}_{19-20}^b | \dot{I}_{19-20}^c |
| \dot{I}_{20-21}^a | \dot{I}_{20-21}^b | \dot{I}_{20-21}^c |
| \dot{I}_{22-23}^a | \dot{I}_{22-23}^b | \dot{I}_{22-23}^c |
| \dot{I}_{23-24}^a | \dot{I}_{23-24}^b | \dot{I}_{23-24}^c |
| \dot{I}_{30-31}^a | \dot{I}_{30-31}^b | \dot{I}_{30-31}^c |
| \dot{I}_{31-32}^a | \dot{I}_{31-32}^b | \dot{I}_{31-32}^c |

4.1.4.1 Caso 1

Nesta simulação o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 80% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 85% para a fase B e 75% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC

com o carregamento de 90%, 95% e 85% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase C, são apresentadas nas Figuras 27 e 28. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 29 e 30. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia proposta e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase C, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

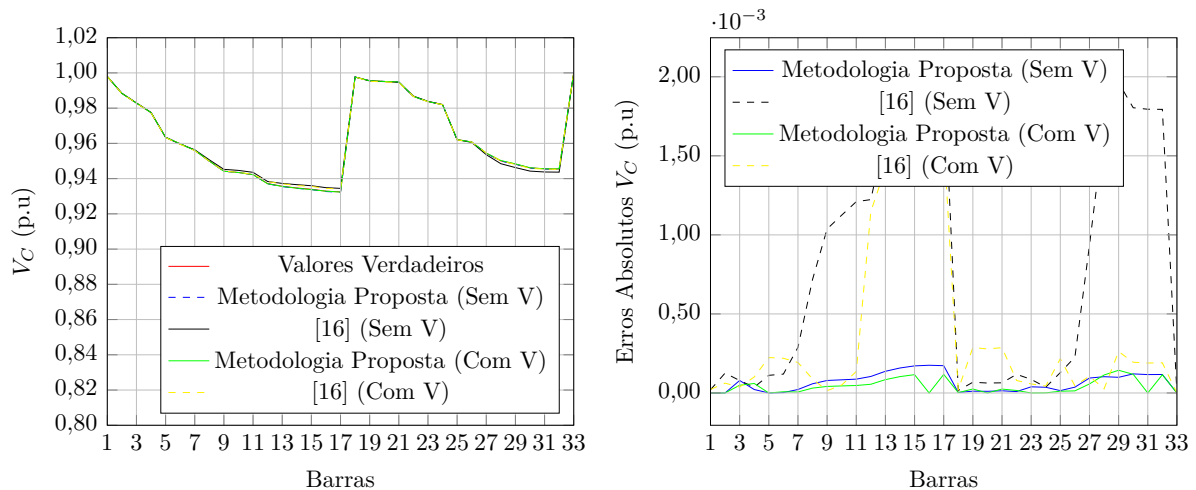


Figura 27 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 27. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. Para a metodologia proposta todos os erros são menores que 0.0002 p.u., tanto considerando quanto desprezando as medidas fasoriais de tensão. Já para a metodologia [16], todos os erros são menores que 0.002 p.u. . A metodologia proposta apresenta baixa sensibilidade com a presença das medições de tensão apresentado resultados semelhantes nas duas situações., já a metodologia [16] apresenta uma maior sensibilidade nessa condição, apresentando resultados diferentes nas duas situações.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 28. Os erros estão em graus, apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, a metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16]. A metodologia proposta também apresenta baixa sensibilidade com a presença das medições de tensão apresentado resultados semelhantes nas duas situações., já a metodologia [16] apresenta uma maior sensibilidade nessa condição, apresentando resultados diferentes nas duas situações.

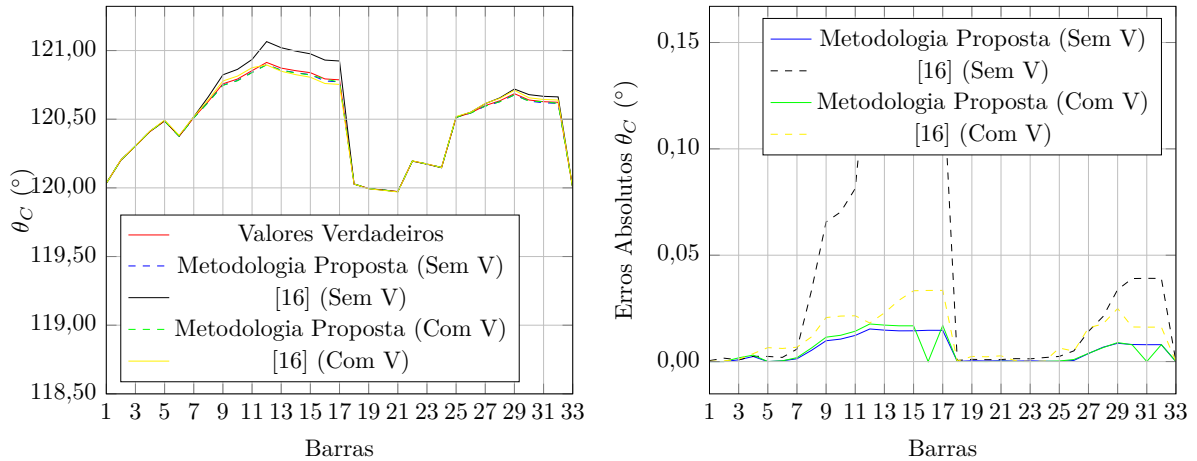


Figura 28 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

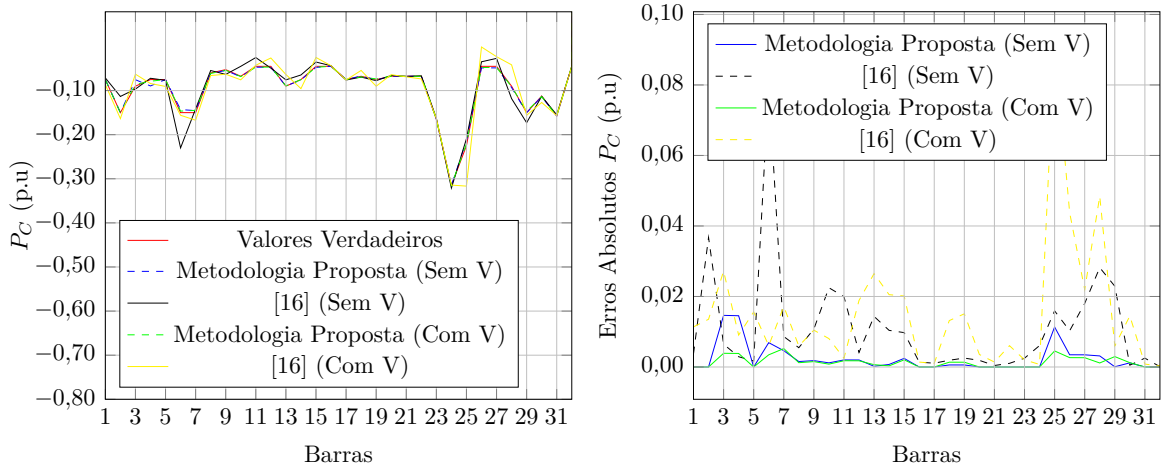


Figura 29 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

Para as potências ativa e reativas a metodologia proposta apresenta resultados melhores do que a metodologia [16], como mostrado nas Figuras 29 e 30, os erros também estão em p.u..

Os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta, mesmo sem as medições fasoriais de tensão, ainda apresenta resultados melhores que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. A metodologia proposta também mostrou-se menos sensível à presença ou não das medições fasoriais de tensão, apresentando resultados semelhantes nas duas situações. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

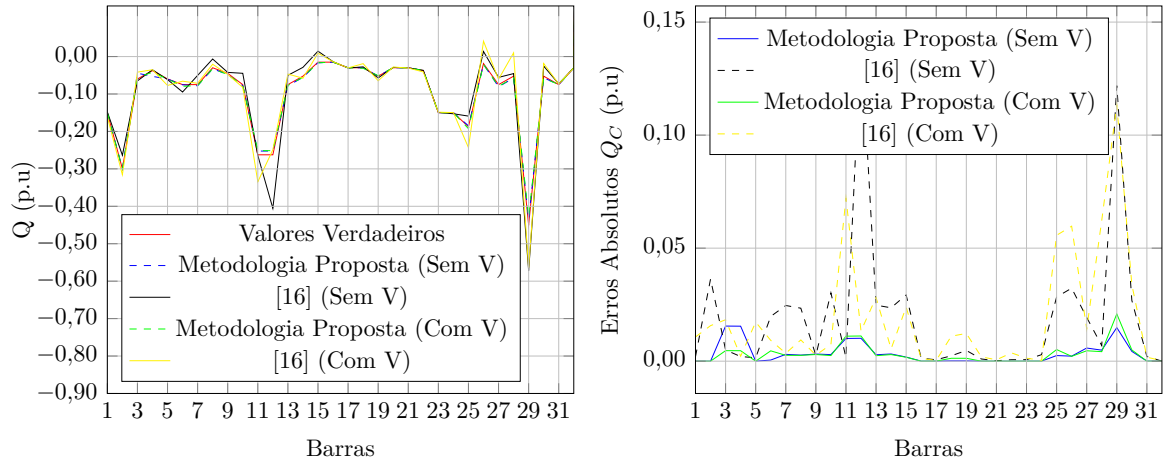


Figura 30 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

Dado que a utilização de medições de tensão não é necessária quando se utiliza a metodologia proposta, o custo de instalação é menor, porque utiliza-se PMUs com menor número de canais analógicos.

4.1.4.2 Caso 2

Nesta simulação o carregamento também será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 90% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 95% para a fase B e 100% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 95%, 100% e 105% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase B, são apresentadas nas Figuras 31 e 32. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 33 e 34. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia proposta e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase B, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 31. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. Para a metodologia proposta todos os erros são menores que 0.0005 p.u., tanto considerando quanto desprezando as medidas fasoriais de tensão. Já para a metodologia [16], todos os erros são menores que 0.002 p.u. . A metodologia proposta apresenta baixa sensibilidade com a presença das medições de tensão apresentado resultados semelhantes nas duas situações., já a metodologia [16] apresenta uma maior sensibilidade nessa condição, apresentando

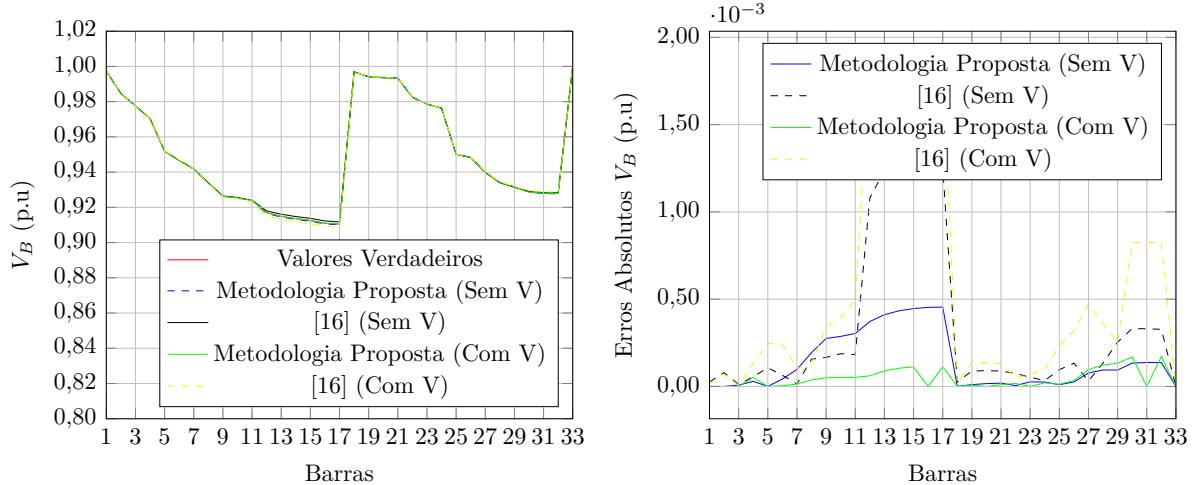


Figura 31 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

resultados diferentes nas duas situações.

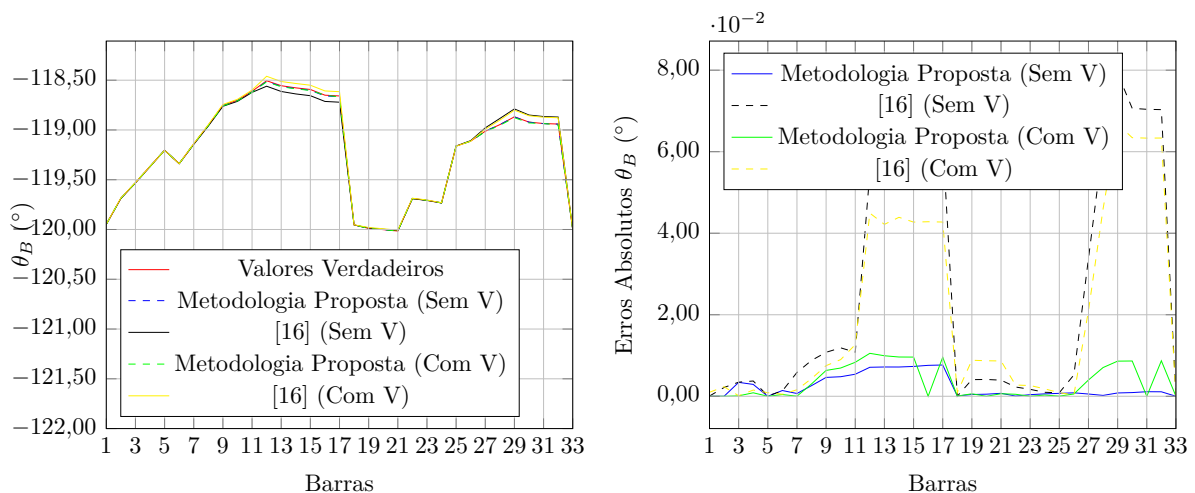


Figura 32 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 32. Os erros estão em graus, apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, a metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16]. A metodologia proposta também apresenta baixa sensibilidade com a presença das medições de tensão apresentado resultados semelhantes nas duas situações., já a metodologia [16] apresenta uma maior sensibilidade nessa condição, apresentando resultados diferentes nas duas situações.

Para as potências ativa e reativas a metodologia proposta apresenta resultados melhores do que a metodologia [16], como mostrado nas Figuras 33 e 34, os erros também

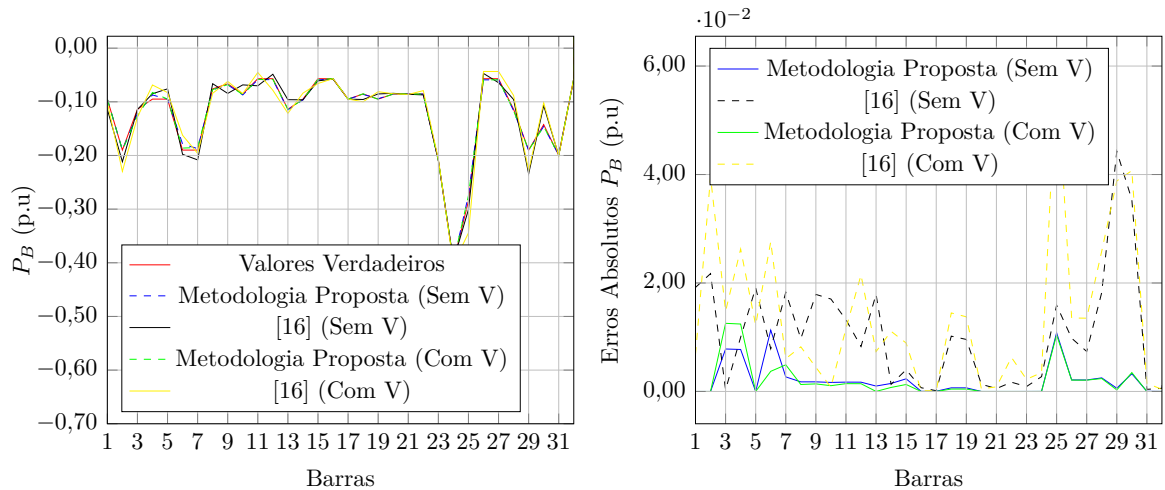


Figura 33 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

estão em p.u..

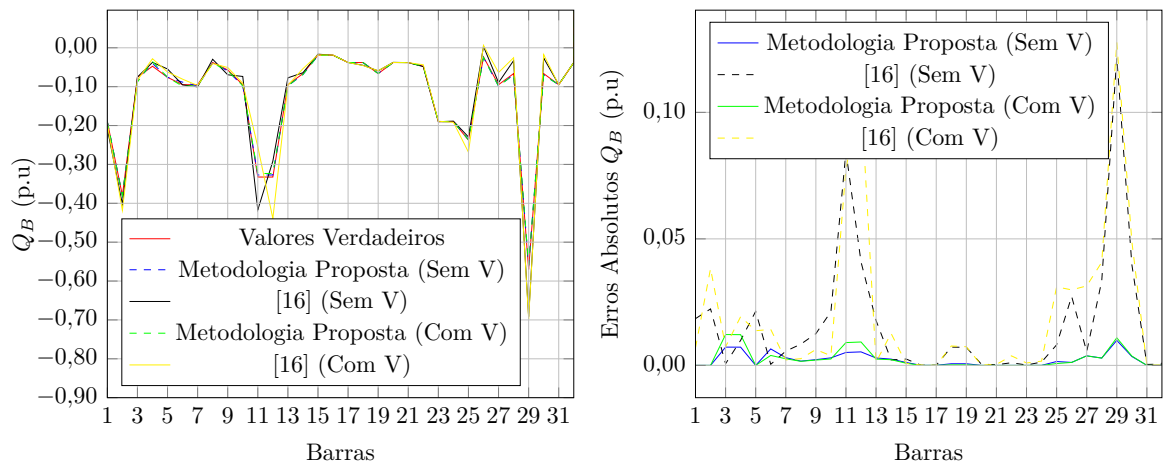


Figura 34 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

Os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta, mesmo sem as medições fasoriais de tensão, ainda apresenta resultados melhores que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. A metodologia proposta também mostrou-se menos sensível à presença ou não das medições fasoriais de tensão, apresentando resultados semelhantes nas duas situações. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

4.2 Sistema 70 Barras

O sistema de 70 barras utilizado nas simulações é uma modificação no sistema apresentado por Baran [41] e ilustrado na Figura 35. A rede de 12,66 kV é constituída de 8 alimentadores, 1 subestação (barra 1) e 69 ramos. A potência base é de 1 MVA. As PMUs estão localizadas nas barras 1, 3, 4, 5, 10, 13, 27, 35, 46, 50, 52, 65 e 67, no total de 13 barras com PMU. Este sistema possui 18 barras de passagem (2, 6, 16, 20, 24, 26, 31, 32, 33, 39, 43, 45, 48, 57, 58, 59, 61, 64) e 39 barras de carga não monitoradas (7, 8, 9, 11, 12, 14, 15, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 25, 28, 29, 30, 34, 36, 37, 38, 40, 41, 42, 44, 47, 49, 51, 53, 54, 55, 56, 60, 62, 63, 66, 68, 69, 70). Os dados das barras e da rede são apresentados no Apêndice C.

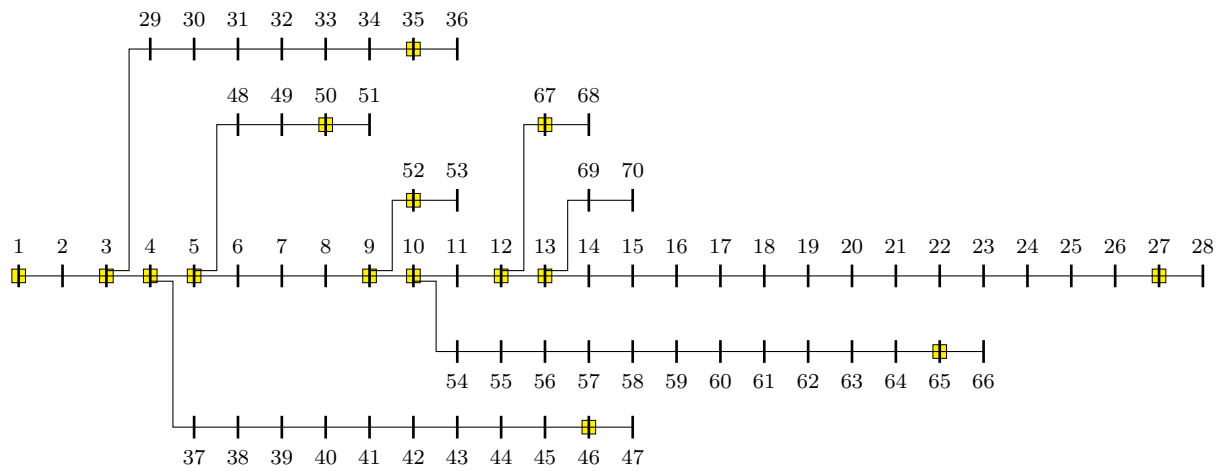


Figura 35 – Representação do sistema de distribuição IEEE de 70 barras.

A tensão em módulo e defasagem, para as 3 fases, nas barras 3, 4, 5, 9, 10, 12, 13, 27, 35, 46, 50, 52, 65 e 67 bem como as partes real e imaginária das correntes nos ramos 2-3, 3-4, 3-29, 4-5, 4-37, 5-6, 5-48, 8-9, 9-10, 10-11, 10-54, 11-12, 12-13, 13-14, 13-69, 26-27, 27-28, 34-35, 35-36, 45-46, 46-47, 49-50, 50-51, 9-52, 52-53, 64-65, 65-66, 12-67 e 67-68 são consideradas medições obtidas através das PMUs. Como consequência, a redundância do sistema é igual a 0,826 ($\frac{57}{69}$). As medidas utilizadas são mostradas na Tabela 6.

Foram atribuídos erros de ruído branco nas medidas obtidas pelas PMU's na faixa de $\pm 0,4\%$ e $\pm 0,8\%$ para tensões e correntes, respectivamente.

Tem-se como proposta dividir um determinado sistema em subsistemas menores, como mostrado na Seção 3.2. Logo o sistema de 33 Barras será subdividido em 5 subsistemas que serão solucionados de forma separada e em paralelo. A Figura 36 mostra a divisão deste sistemas nos seus subsistemas.

Tabela 6 – Medidas obtidas em tempo real pelas PMU's - 70 Barras

| Fase A | Fase B | Fase C |
|---------------------|---------------------|---------------------|
| \dot{V}_3^a | \dot{V}_3^b | \dot{V}_3^c |
| \dot{V}_4^a | \dot{V}_4^b | \dot{V}_4^c |
| \dot{V}_5^a | \dot{V}_5^b | \dot{V}_5^c |
| \dot{V}_9^a | \dot{V}_9^b | \dot{V}_9^c |
| \dot{V}_{10}^a | \dot{V}_{10}^b | \dot{V}_{10}^c |
| \dot{V}_{12}^a | \dot{V}_{12}^b | \dot{V}_{12}^c |
| \dot{V}_{13}^a | \dot{V}_{13}^b | \dot{V}_{13}^c |
| \dot{V}_{27}^a | \dot{V}_{27}^b | \dot{V}_{27}^c |
| \dot{V}_{35}^a | \dot{V}_{35}^b | \dot{V}_{35}^c |
| \dot{V}_{46}^a | \dot{V}_{46}^b | \dot{V}_{46}^c |
| \dot{V}_{50}^a | \dot{V}_{50}^b | \dot{V}_{50}^c |
| \dot{V}_{52}^a | \dot{V}_{52}^b | \dot{V}_{52}^c |
| \dot{V}_{65}^a | \dot{V}_{65}^b | \dot{V}_{65}^c |
| \dot{V}_{67}^a | \dot{V}_{67}^b | \dot{V}_{67}^c |
| \dot{I}_{2-3}^a | \dot{I}_{2-3}^b | \dot{I}_{2-3}^c |
| \dot{I}_{3-4}^a | \dot{I}_{3-4}^b | \dot{I}_{3-4}^c |
| \dot{I}_{3-29}^a | \dot{I}_{3-29}^b | \dot{I}_{3-29}^c |
| \dot{I}_{4-5}^a | \dot{I}_{4-5}^b | \dot{I}_{4-5}^c |
| \dot{I}_{4-37}^a | \dot{I}_{4-37}^b | \dot{I}_{4-37}^c |
| \dot{I}_{5-6}^a | \dot{I}_{5-6}^b | \dot{I}_{5-6}^c |
| \dot{I}_{5-48}^a | \dot{I}_{5-48}^b | \dot{I}_{5-48}^c |
| \dot{I}_{8-9}^a | \dot{I}_{8-9}^b | \dot{I}_{8-9}^c |
| \dot{I}_{9-10}^a | \dot{I}_{9-10}^b | \dot{I}_{9-10}^c |
| \dot{I}_{10-11}^a | \dot{I}_{10-11}^b | \dot{I}_{10-11}^c |
| \dot{I}_{10-54}^a | \dot{I}_{10-54}^b | \dot{I}_{10-54}^c |
| \dot{I}_{12-13}^a | \dot{I}_{12-13}^b | \dot{I}_{12-13}^c |
| \dot{I}_{13-14}^a | \dot{I}_{13-14}^b | \dot{I}_{13-14}^c |
| \dot{I}_{13-69}^a | \dot{I}_{13-69}^b | \dot{I}_{13-69}^c |
| \dot{I}_{26-27}^a | \dot{I}_{26-27}^b | \dot{I}_{26-27}^c |
| \dot{I}_{27-28}^a | \dot{I}_{27-28}^b | \dot{I}_{27-28}^c |
| \dot{I}_{34-35}^a | \dot{I}_{34-35}^b | \dot{I}_{34-35}^c |
| \dot{I}_{35-36}^a | \dot{I}_{35-36}^b | \dot{I}_{35-36}^c |
| \dot{I}_{45-46}^a | \dot{I}_{45-46}^b | \dot{I}_{45-46}^c |
| \dot{I}_{46-47}^a | \dot{I}_{46-47}^b | \dot{I}_{46-47}^c |
| \dot{I}_{49-50}^a | \dot{I}_{49-50}^b | \dot{I}_{49-50}^c |
| \dot{I}_{50-51}^a | \dot{I}_{50-51}^b | \dot{I}_{50-51}^c |
| \dot{I}_{9-52}^a | \dot{I}_{9-52}^b | \dot{I}_{9-52}^c |
| \dot{I}_{52-53}^a | \dot{I}_{52-53}^b | \dot{I}_{52-53}^c |
| \dot{I}_{64-65}^a | \dot{I}_{64-65}^b | \dot{I}_{64-65}^c |
| \dot{I}_{65-66}^a | \dot{I}_{65-66}^b | \dot{I}_{65-66}^c |
| \dot{I}_{12-67}^a | \dot{I}_{12-67}^b | \dot{I}_{12-67}^c |
| \dot{I}_{67-68}^a | \dot{I}_{67-68}^b | \dot{I}_{67-68}^c |

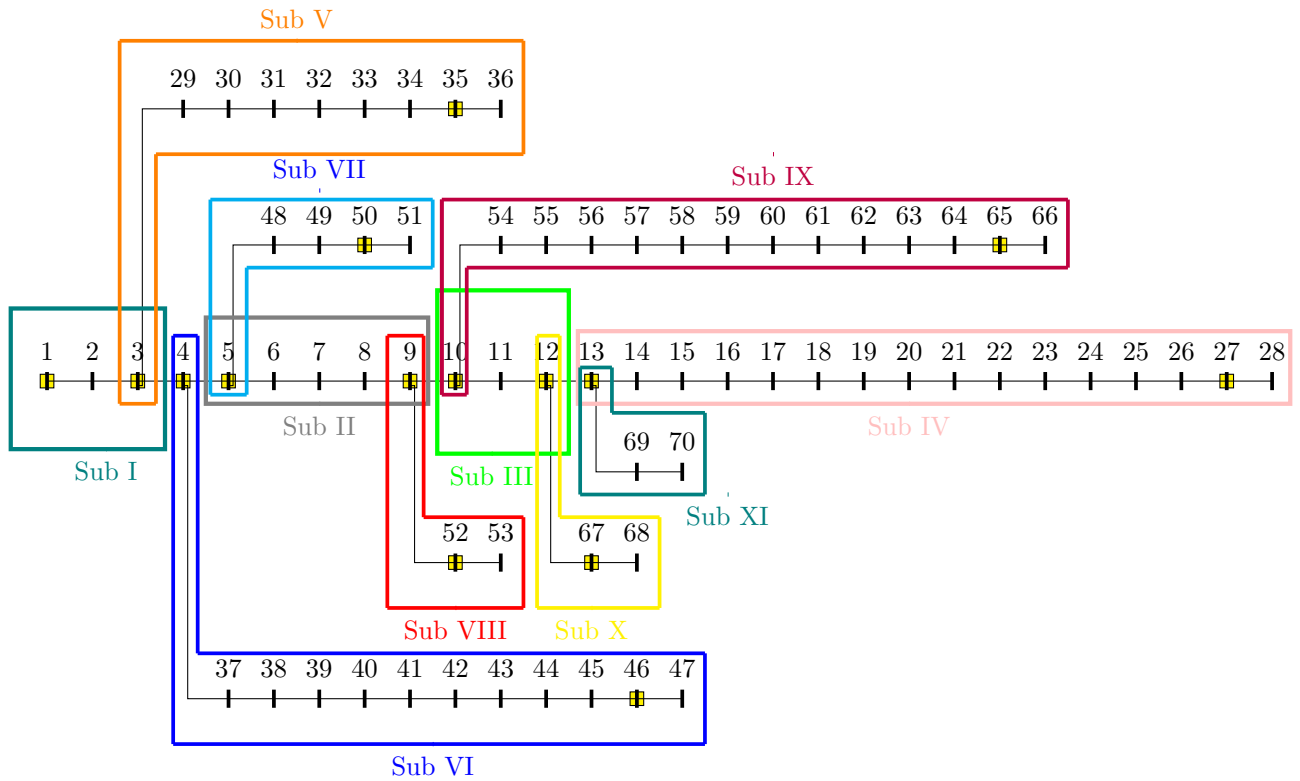


Figura 36 – Representação do sistema de distribuição IEEE de 70 barras dividido em subsistemas.

4.2.1 Média Histórica Fixa *versus* $t-1$

Nesta seção será mostrado os resultados obtidos utilizando os dados históricos para se obter as faixas de variação das potências ativa e reativa, e também utilizando os dados obtidos no instante $t-1$.

Nesta simulação do sistema de 70 barras o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 70% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 65% para a fase B e 75% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 80%, 70% e 80% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase A, são apresentadas nas Figuras 37 e 38. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 39 e 40. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia utilizando o $t-1$ e a metodologia utilizando os dados históricos fixos.

Serão mostrados apenas resultados para a fase A, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

A tabela 7 mostra os valores das funções objetivos para cada subsistema. Os tempo computacionais são mostrados na Tabela 8.

Tabela 7 – Funções objetivo

| Subsistema | Função Objetivo |
|--------------|-----------------|
| 1 | 0,80578 |
| 2 | 0,31749 |
| 3 | 0,31452 |
| 4 | 3,93797 |
| 5 | 1,62679 |
| 6 | 0,92882 |
| 7 | 2,49543 |
| 8 | 0,62261 |
| 9 | 1,05291 |
| 10 | 0,45757 |
| 11 | 0,02344 |
| Centralizado | 5,6680 |

Tabela 8 – Tempos computacionais

| | Tempo (s) | <i>Speed-up</i> |
|--|-----------|-----------------|
| Centralizado | 1,0968 | — |
| Descentralizado Serial | 0,8819 | 1,2437 |
| Descentralizado Paralelo (4 Processos) | 0,2723 | 4,0279 |

A função objetivo (FOB) apresenta valores pequenos para todos os subsistemas. Os tempos computacionais demonstram que a proposta de descentralização reduz o tempo de processamento. Apenas com a descentralização em subsistemas já consegue-se uma redução no tempo computacional, devido ao fato de que cada subproblema a ser resolvido possui um número menor de variáveis de estado e restrições do que se comparado com o sistema centralizado. Como esses subsistemas são independentes, eles podem ser resolvidos de forma concorrente utilizando-se 4 processos simultâneos e reduzindo significativamente o tempo de execução como mostrado na Tabela 8.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 37. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. A proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante ' $t-1$ ' obteve melhores resultados do que a utilização da média fixa baseada nos dados históricos, o maior erro obtido com a utilização das estimativas do instante ' $t-1$ ' foi próximo de 0.0004 p.u., já com a média fixa foi próxima de 0.0006 p.u..

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 38. Os erros estão em graus, apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, somente na segunda casa decimal, a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante ' $t-1$ ' obteve melhores resultados do que a utilização da média fixa baseada nos dados históricos,

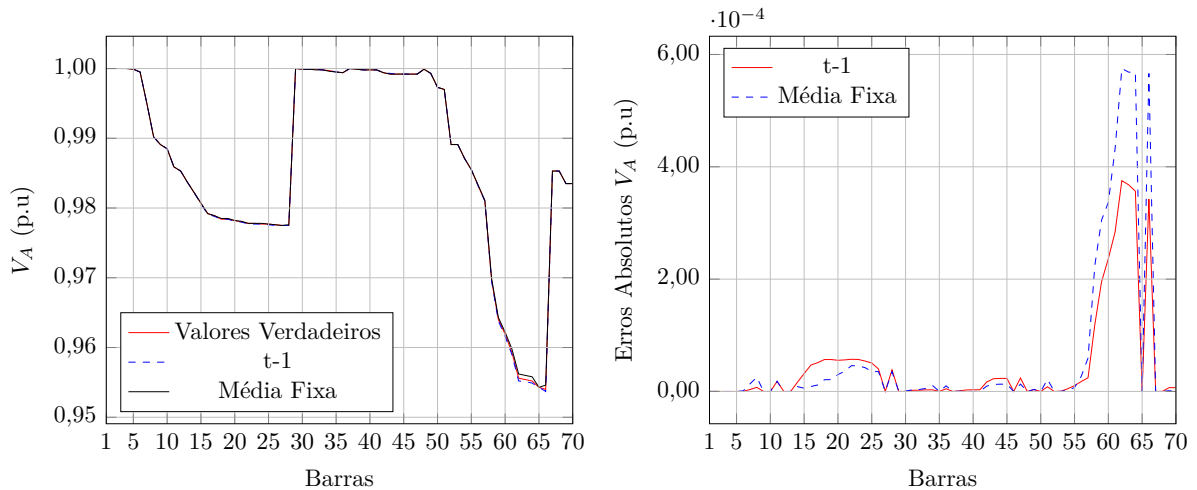


Figura 37 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

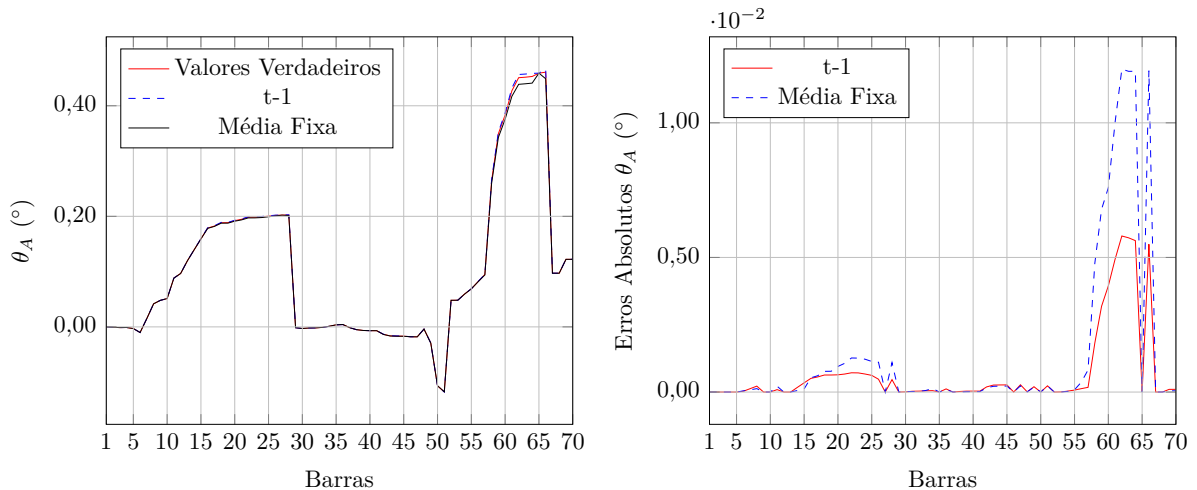


Figura 38 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

o maior erro obtido com a utilização das estimativas do instante ' $t-1$ ' foi próximo de 0.0050° , já com a média fixa foi próxima de 0.012° . Em sistemas de distribuição devido a baixa densidade de cargas, se comparado com redes de transmissão, a abertura angular entre as barras do sistema é pequena, assim qualquer erro na estimação dos ângulos das tensões nodais podem comprometer os resultados para os cálculos das potências ativa e reativa que são função da tensão, logo a utilização das estimativas do instante ' $t-1$ ' conduz a melhores resultados.

As potências ativas e reativas também apresentam erros, se comparadas com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado nas Figuras 39 e 40, os erros também estão em p.u.. Devido a baixa densidade de cargas das redes de distribuição, pequenos erros em p.u. podem acarretar em grandes diferenças percentuais entre o valor

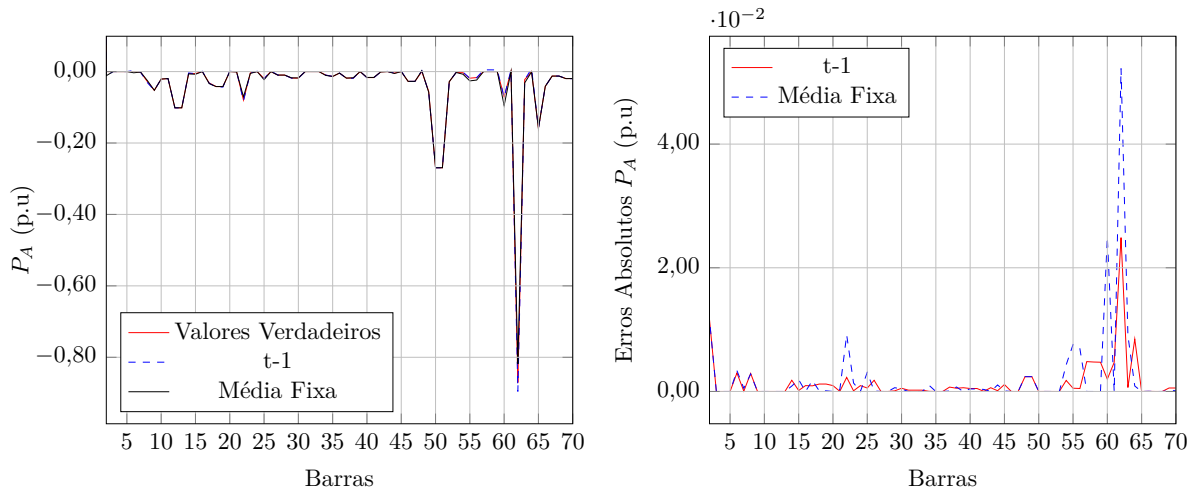


Figura 39 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

verdadeiro e o estimado. Assim, mesmo que pequenas essas diferenças, essas devem ser consideradas para obter-se melhores resultados. Como era de se esperar, com uma maior precisão na obtenção das tensões nodais acarreta-se em melhores resultados para o cálculo das potências ativas e reativas, assim a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante ' $t-1$ ' obteve melhores resultados do que a utilização da média fixa baseada nos dados históricos.

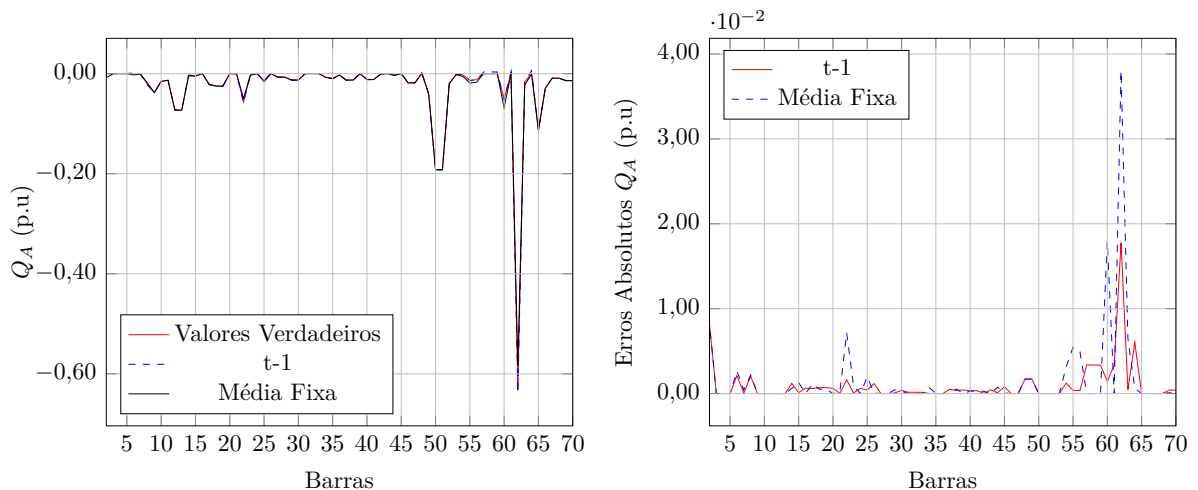


Figura 40 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

Por fim, os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta utilizando o $t-1$ conduz a melhores resultados do que a metodologia proposta utilizando os dados históricos fixos, visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados para esta proposição são menores. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas

associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas.

4.2.2 Medições Não Sincronizadas *vs* Medição Fasorial Sincronizada

Nesta seção será discutido o impacto das medições fasoriais sincronizadas (PMU's). A metodologia proposta nesta dissertação utiliza como fonte de medições os dados coletados pelas PMU's. Já a metodologia proposta em [16] utiliza as medições não sincronizadas. Comparações serão feitas entre a precisão das duas metodologias.

Para a metodologia proposta foram consideradas medições obtidas por meio das PMUs, de forma similar a utilizada na Seção 4.2.1. Foram também utilizadas as informações para as barras não monitoradas obtidas no instante ' $t-1$ '.

Já para a metodologia proposta em [16], foram utilizadas medições não sincronizadas. Foram consideradas medidas de tensão em módulo nas barras 3, 4, 5, 10, 13, 27, 35, 46, 50, 52, 65 e 67, medições de potência ativa e reativa no ramo 2-3 e medições dos módulos das correntes nos ramos 3-4, 3-29, 4-5, 4-37, 5-6, 5-48, 8-9, 9-10, 10-11, 10-54, 11-12, 12-13, 13-14, 13-69, 26-27, 27-28, 34-35, 35-36, 45-46, 46-47, 49-50, 50-51, 9-52, 52-53, 64-65, 65-66, 12-67 e 67-68, como mostrado na Tabela 9.

Nesta simulação do sistema de 70 barras o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 90% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 80% para a fase B e 85% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 95%, 85% e 95% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase C, são apresentadas nas Figuras 41 e 42. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 43 e 44. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia utilizando o $t-1$ e a metodologia utilizando os dados históricos fixos.

Serão mostrados apenas resultados para a fase C, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros pequenos para a metodologia proposta com o uso das PMUs, como mostrado na Figura 41. Já para a metodologia [16] os erros em relação aos valores verdadeiros são de magnitude considerável, chegando em alguns casos a 0,06 p.u.. Logo esses resultados comprometem o cálculo das potências ativa e reativa e não podem ser considerados como precisos. Fica evidente que a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante ' $t-1$ ' aliada ao uso das PMUs obteve melhores resultados do que a metodologia [16].

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros pequenos para a metodologia

Tabela 9 – Medições não sincronizadas - 70 barras

| Fase A | Fase B | Fase C |
|-----------------|-----------------|-----------------|
| $ V_3^a $ | $ V_3^b $ | $ V_3^c $ |
| $ V_4^a $ | $ V_4^b $ | $ V_4^c $ |
| $ V_5^a $ | $ V_5^b $ | $ V_5^c $ |
| $ V_9^a $ | $ V_9^b $ | $ V_9^c $ |
| $ V_{10}^a $ | $ V_{10}^b $ | $ V_{10}^c $ |
| $ V_{12}^a $ | $ V_{12}^b $ | $ V_{12}^c $ |
| $ V_{13}^a $ | $ V_{13}^b $ | $ V_{13}^c $ |
| $ V_{27}^a $ | $ V_{27}^b $ | $ V_{27}^c $ |
| $ V_{35}^a $ | $ V_{35}^b $ | $ V_{35}^c $ |
| $ V_{46}^a $ | $ V_{46}^b $ | $ V_{46}^c $ |
| $ V_{50}^a $ | $ V_{50}^b $ | $ V_{50}^c $ |
| $ V_{52}^a $ | $ V_{52}^b $ | $ V_{52}^c $ |
| $ V_{65}^a $ | $ V_{65}^b $ | $ V_{65}^c $ |
| $ V_{67}^a $ | $ V_{67}^b $ | $ V_{67}^c $ |
| P_{2-3}^a | P_{2-3}^b | P_{2-3}^c |
| Q_{2-3}^a | Q_{2-3}^b | Q_{2-3}^c |
| $ I_{3-4}^a $ | $ I_{3-4}^b $ | $ I_{3-4}^c $ |
| $ I_{3-29}^a $ | $ I_{3-29}^b $ | $ I_{3-29}^c $ |
| $ I_{4-5}^a $ | $ I_{4-5}^b $ | $ I_{4-5}^c $ |
| $ I_{4-37}^a $ | $ I_{4-37}^b $ | $ I_{4-37}^c $ |
| $ I_{5-6}^a $ | $ I_{5-6}^b $ | $ I_{5-6}^c $ |
| $ I_{5-48}^a $ | $ I_{5-48}^b $ | $ I_{5-48}^c $ |
| $ I_{8-9}^a $ | $ I_{8-9}^b $ | $ I_{8-9}^c $ |
| $ I_{9-10}^a $ | $ I_{9-10}^b $ | $ I_{9-10}^c $ |
| $ I_{10-11}^a $ | $ I_{10-11}^b $ | $ I_{10-11}^c $ |
| $ I_{10-54}^a $ | $ I_{10-54}^b $ | $ I_{10-54}^c $ |
| $ I_{12-13}^a $ | $ I_{12-13}^b $ | $ I_{12-13}^c $ |
| $ I_{13-14}^a $ | $ I_{13-14}^b $ | $ I_{13-14}^c $ |
| $ I_{13-69}^a $ | $ I_{13-69}^b $ | $ I_{13-69}^c $ |
| $ I_{26-27}^a $ | $ I_{26-27}^b $ | $ I_{26-27}^c $ |
| $ I_{27-28}^a $ | $ I_{27-28}^b $ | $ I_{27-28}^c $ |
| $ I_{34-35}^a $ | $ I_{34-35}^b $ | $ I_{34-35}^c $ |
| $ I_{35-36}^a $ | $ I_{35-36}^b $ | $ I_{35-36}^c $ |
| $ I_{45-46}^a $ | $ I_{45-46}^b $ | $ I_{45-46}^c $ |
| $ I_{46-47}^a $ | $ I_{46-47}^b $ | $ I_{46-47}^c $ |
| $ I_{49-50}^a $ | $ I_{49-50}^b $ | $ I_{49-50}^c $ |
| $ I_{50-51}^a $ | $ I_{50-51}^b $ | $ I_{50-51}^c $ |
| $ I_{9-52}^a $ | $ I_{9-52}^b $ | $ I_{9-52}^c $ |
| $ I_{52-53}^a $ | $ I_{52-53}^b $ | $ I_{52-53}^c $ |
| $ I_{64-65}^a $ | $ I_{64-65}^b $ | $ I_{64-65}^c $ |
| $ I_{65-66}^a $ | $ I_{65-66}^b $ | $ I_{65-66}^c $ |
| $ I_{12-67}^a $ | $ I_{12-67}^b $ | $ I_{12-67}^c $ |
| $ I_{67-68}^a $ | $ I_{67-68}^b $ | $ I_{67-68}^c $ |

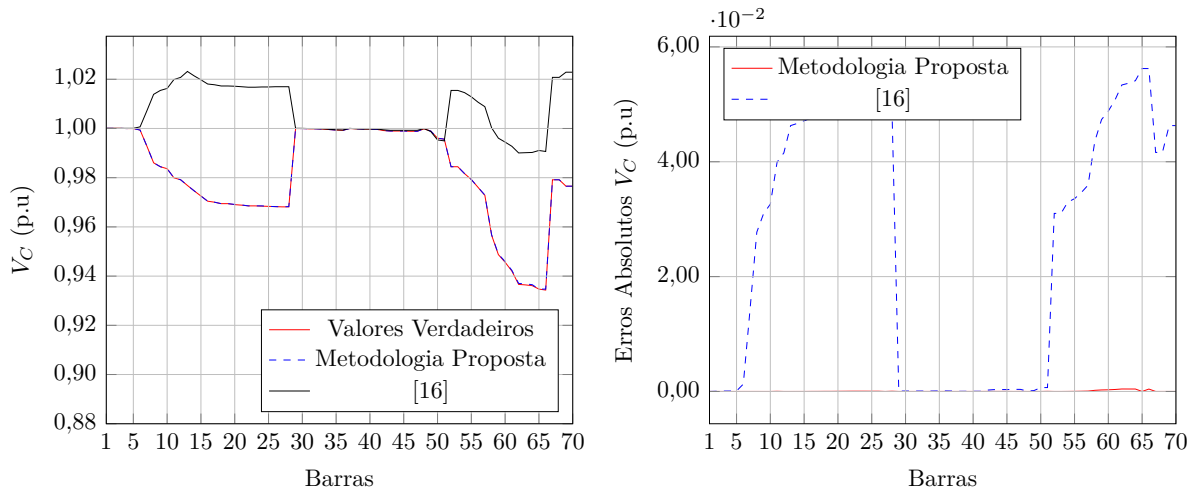


Figura 41 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

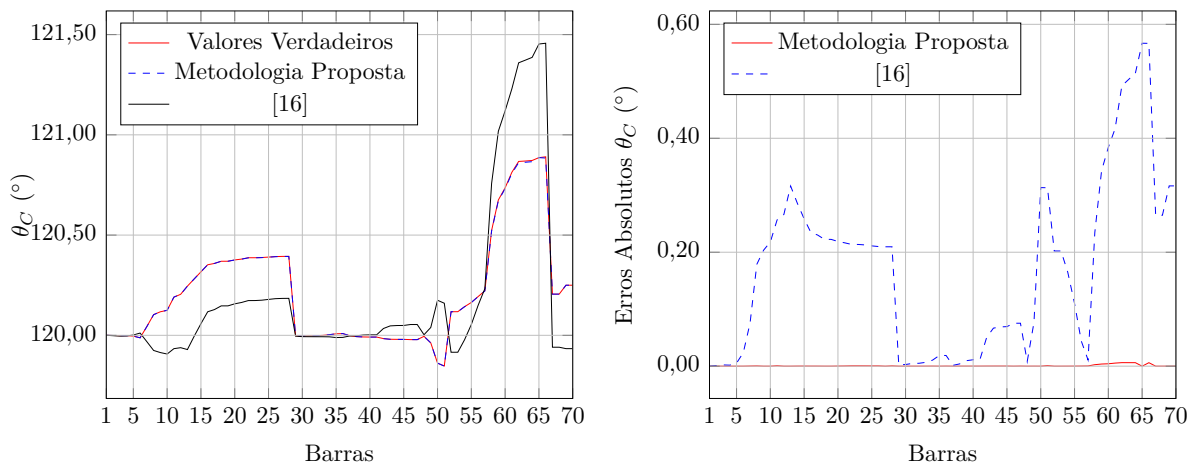


Figura 42 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

proposta com o uso das PMUs, como mostrado na Figura 42. Já para a metodologia [16] os erros em relação aos valores verdadeiros são de grande magnitude, chegando em alguns casos a 0.60° . Em sistemas de distribuição devido a baixa densidade de cargas, se comparado com redes de transmissão, a abertura angular entre as barras do sistema é pequena, assim qualquer erro na estimação dos ângulos das tensões nodais podem comprometer os resultados para os cálculos das potências ativa e reativa que são função da tensão. Fica evidente que a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante $t-1$ aliada ao uso das PMUs obteve melhores resultados do que a metodologia [16].

Como era de se esperar, devido aos grandes erros obtidos pela metodologia [16] para as tensões, o resultados obtidos para as potências ativa e reativa são imprecisos,

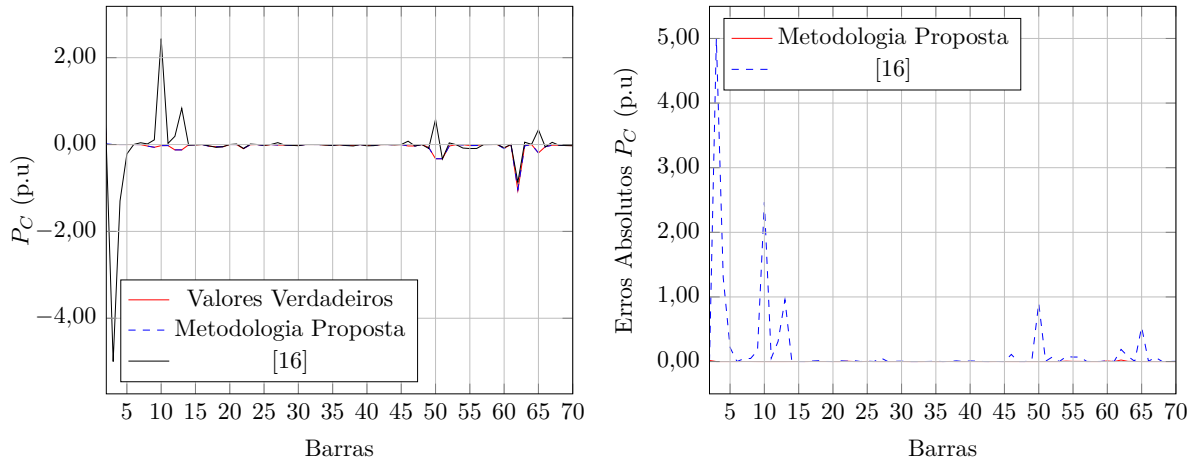


Figura 43 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

como mostrado nas Figuras 43 e 44. Devido a baixa densidade de cargas das redes de distribuição, erros dessa magnitude são expressivos. Fica evidente que a proposta de utilização de estimativas de carga considerando o instante $t-1$ aliada ao uso das PMUs obteve melhores resultados do que a metodologia [16].

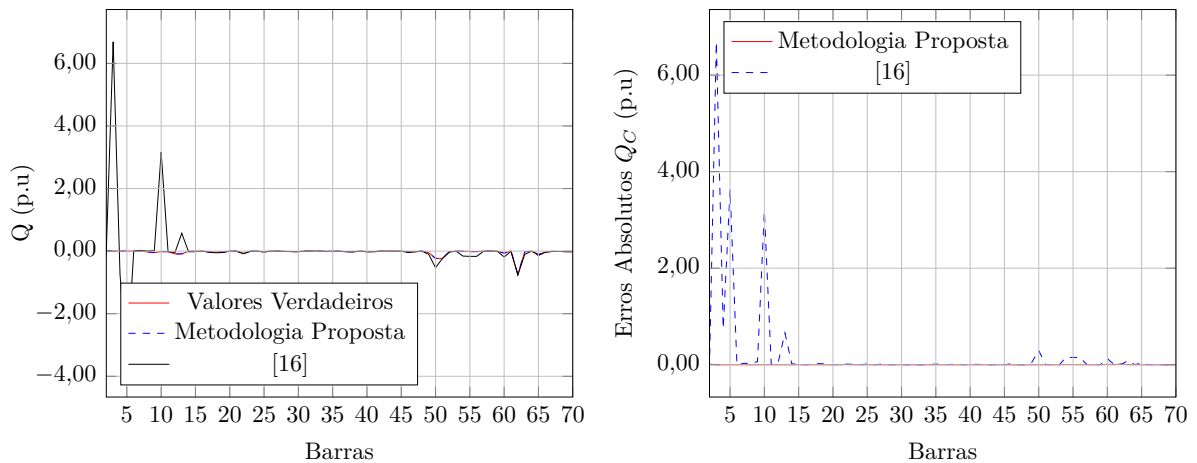


Figura 44 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

Por fim, os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta com o uso das PMU's conduzem a resultados muito melhores do que a metodologia [16], logo os valores estimados pela metodologia proposta se aproximam dos valores verdadeiros. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

4.2.3 Medições Fasoriais de Corrente e Tensão

Como mostrado na seção 4.2.2 as medições fasoriais impactam de maneira positiva os resultados obtidos na estimação de estados. Com o objetivo de realizar uma comparação justa e igualitária entre a metodologia proposta nesta dissertação e a metodologia proposta em [16], ambas serão comparadas considerando o mesmo conjunto de medidas obtidas pelas PMU's e os resultados serão comparados.

Para as duas metodologias (Proposta e [16]) foram consideradas medições obtidas por meio das PMUs, de forma similar a utilizada na Seção 4.2.1. Para a metodologia proposta, foram também utilizadas as informações para as barras não monitoradas obtidas no instante $t-1$.

4.2.3.1 Caso 1

Nesta simulação do sistema de 70 barras o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 120% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 110% para a fase B e 105% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 110%, 115% e 95% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase C, são apresentadas nas Figuras 45 e 46. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 47 e 48. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia proposta e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase C, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

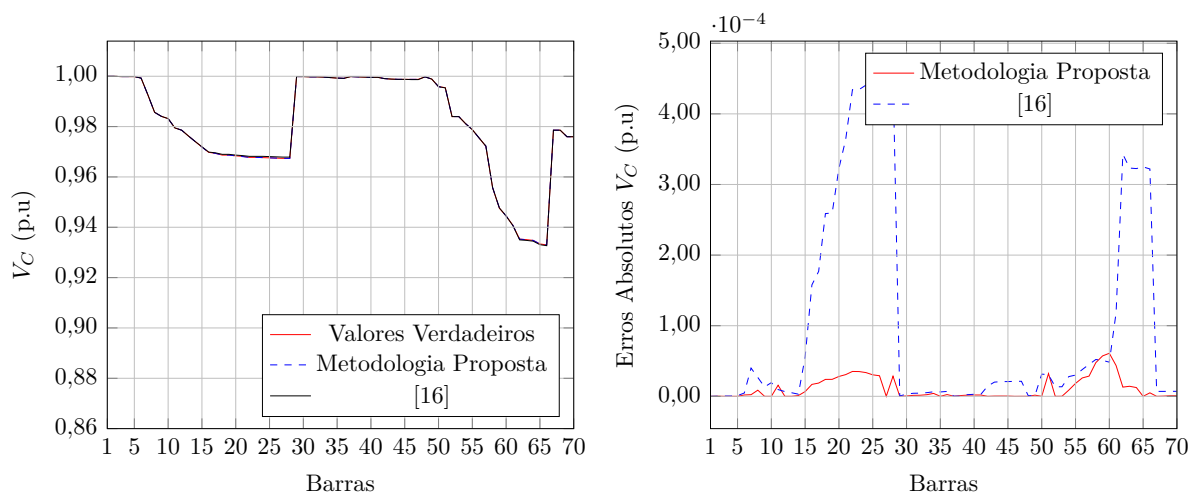


Figura 45 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 45. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. A metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16], sendo 0.00005 p.u. e 0.00045 p.u., os maiores erros, respectivamente.

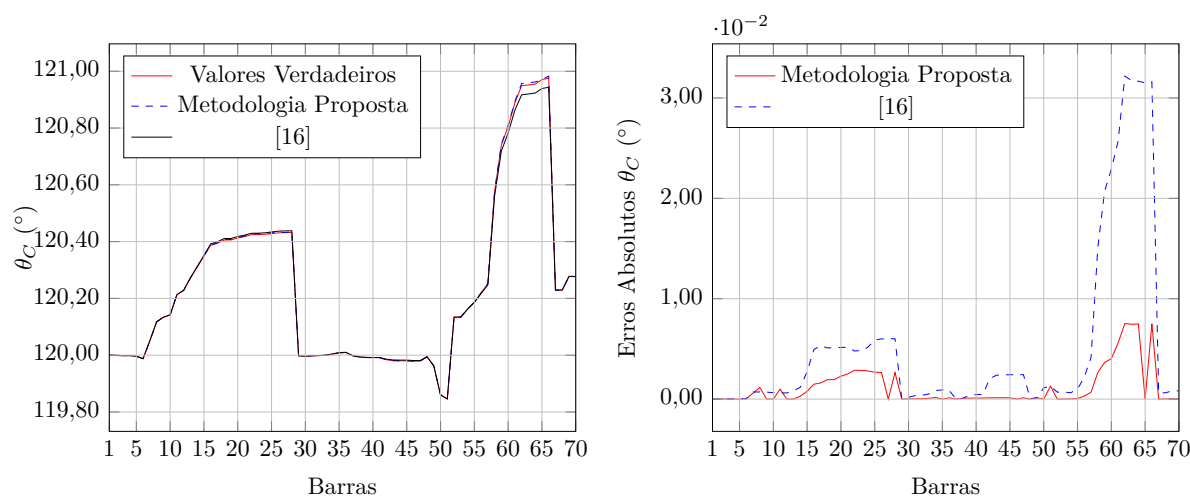


Figura 46 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 46. Os erros estão em graus, apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, somente na segunda casa decimal, a metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16], sendo 0.008° e 0.032° , os maiores erros, respectivamente.

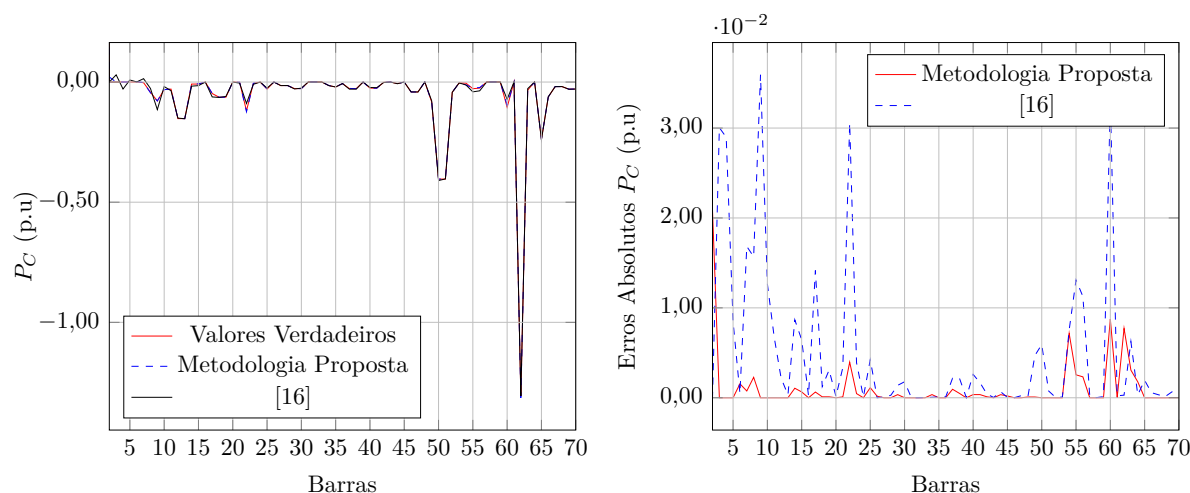


Figura 47 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

Para as potências ativa e reativas a metodologia proposta apresenta resultados muito melhores do que a metodologia [16], como mostrado nas Figuras 47 e 48, os erros também estão em p.u..

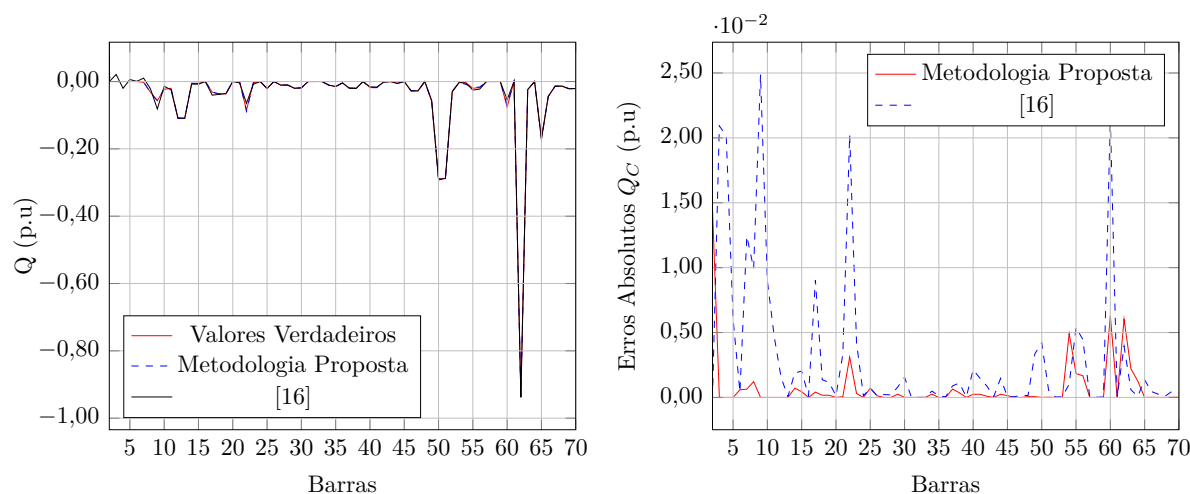


Figura 48 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

Logo os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta conduz a melhores resultados do que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas.

Por fim, como os erros são pequenos para as barras não monitoradas, a técnica proposta será uma ferramenta útil na operação de sistemas de distribuição.

4.2.3.2 Caso 2

Nesta simulação do sistema de 70 barras o carregamento também será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 70% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 65% para a fase B e 75% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 80%, 75% e 80% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase A, são apresentadas nas Figuras 49 e 50. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 51 e 52. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia proposta e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase A, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

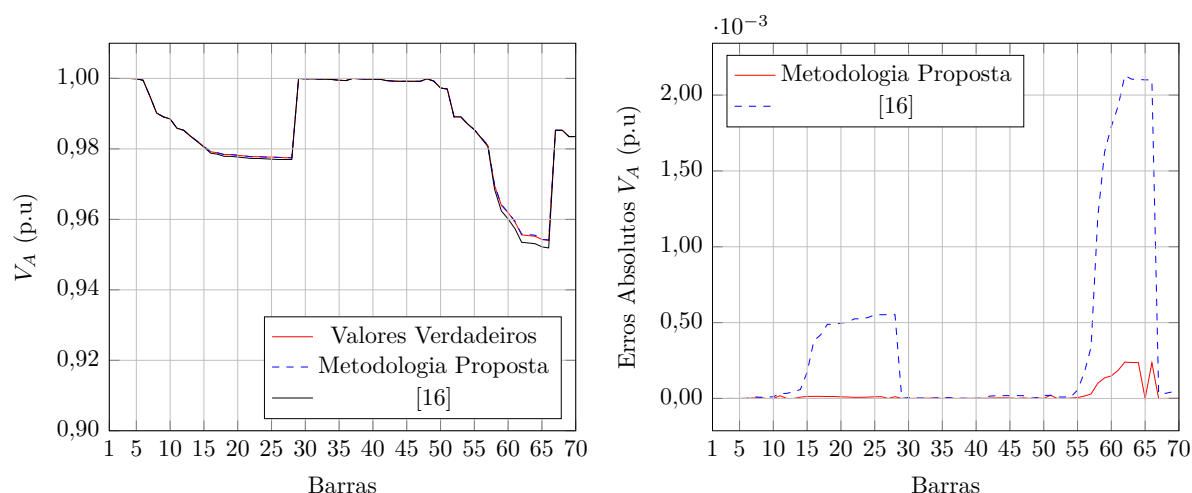


Figura 49 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 49. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. A metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16], sendo 0.00025 p.u. e 0.0020 p.u., os maiores erros, respectivamente.

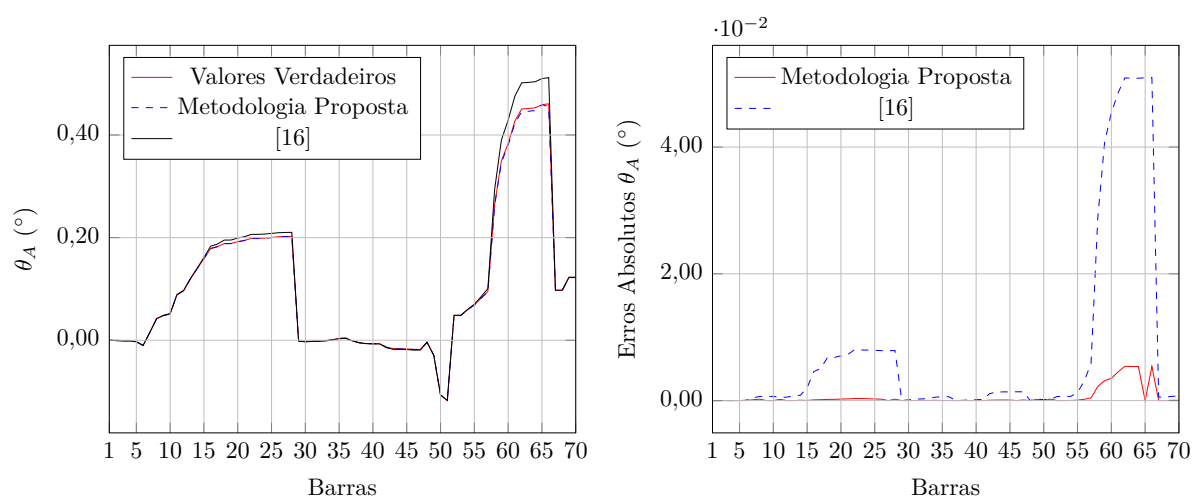


Figura 50 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 50. Os erros estão em graus, apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, somente na segunda casa decimal, a metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16], sendo 0.005° e 0.05°, os maiores erros, respectivamente.

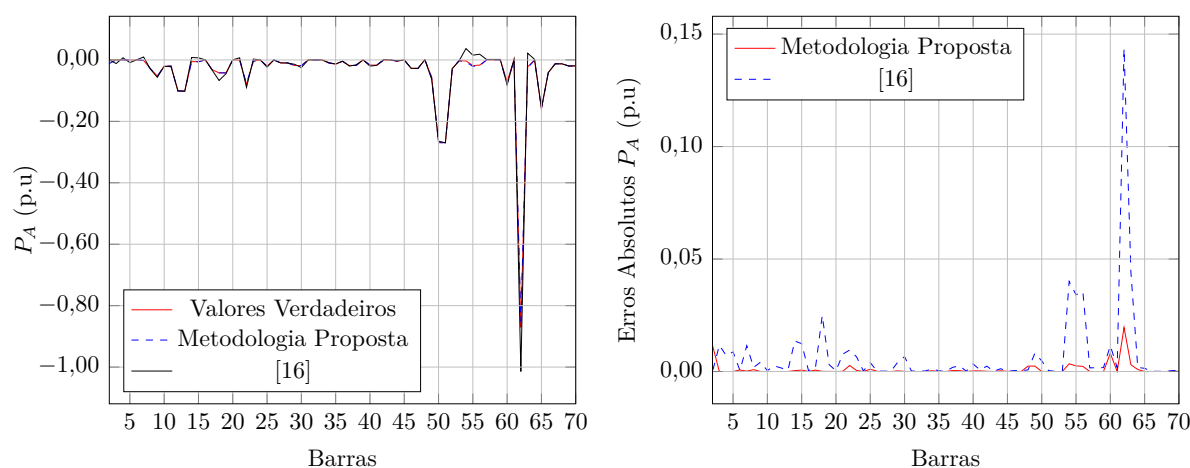


Figura 51 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

Para as potências ativa e reativas a metodologia proposta apresenta resultados muito melhores do que a metodologia [16], como mostrado nas Figuras 51 e 52, os erros também estão em p.u..

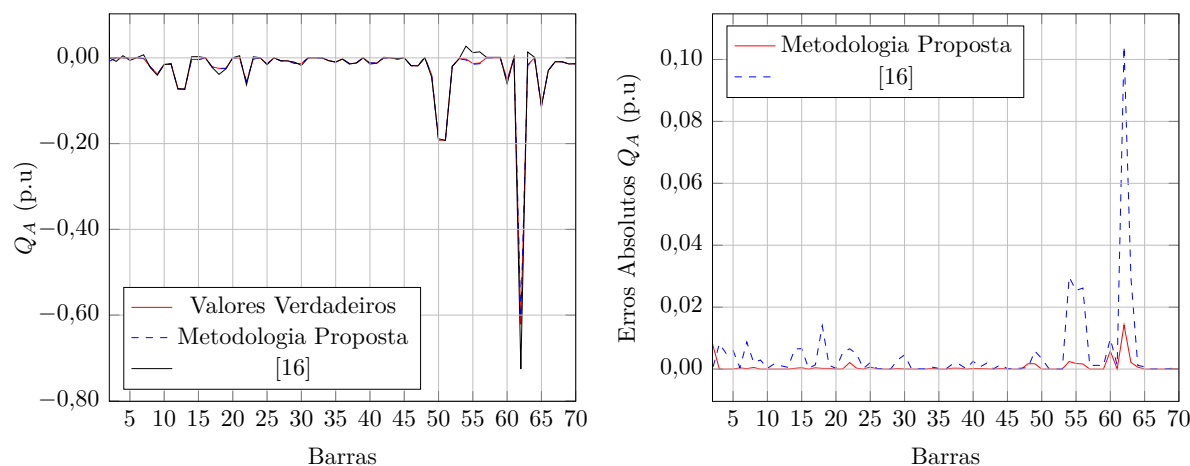


Figura 52 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

Logo os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta conduz a melhores resultados do que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

4.2.4 Desprezando as Medidas Fasoriais de Tensão

Nesta seção serão discutidas as análises de alguns casos onde as medidas de tensão obtidas pelas PMU's são desprezadas, assim somente as medidas de corrente nos ramos serão consideradas como advindas das PMU's.

O sistema de 70 barras utilizado é o mesmo utilizado nas seções anteriores. Nesta simulação serão consideradas somente as medidas fasoriais das correntes nos ramos. Nos testes anteriores foram considerados além das medidas fasoriais das correntes nos ramos as tensões fasoriais nos ramos onde as PMU's estão instaladas.

Para a metodologia proposta, foram também utilizadas as informações para as barras não monitoradas obtidas no instante $t-1$.

Assim, serão consideradas como medidas para as duas metodologias, para as 3 fases, as partes real e imaginária das correntes nos ramos 2-3, 3-4, 3-29, 4-5, 4-37, 5-6, 5-48, 8-9, 9-10, 10-11, 10-54, 11-12, 12-13, 13-14, 13-69, 26-27, 27-28, 34-35, 35-36, 45-46, 46-47, 49-50, 50-51, 9-52, 52-53, 64-65, 65-66, 12-67 e 67-68 são consideradas medições obtidas através das PMUs. Como consequência, a redundância do sistema é igual a $0,652 \left(\frac{45}{69}\right)$. As medidas utilizadas são mostradas na Tabela 10.

4.2.4.1 Caso 1

Nesta simulação o carregamento será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 135% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 125% para a fase B e 130% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 130%, 115% e 120% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase B, são apresentadas nas Figuras 53 e 54. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 55 e 56. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia proposta e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase B, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 53. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. Para a metodologia proposta todos os erros são menores que 0.0005 p.u., tanto considerando quanto desprezando as medidas fasoriais de tensão. Já para a metodologia [16], todos os erros são menores que 0.005 p.u. . A metodologia proposta apresenta baixa sensibilidade com a presença das medições de tensão apresentado resultados semelhantes nas duas situações., já a metodologia [16] apresenta uma maior sensibilidade nessa condição, apresentando

Tabela 10 – Medidas obtidas em tempo real pelas PMU's - 70 Barras

| Fase A | Fase B | Fase C |
|---------------------|---------------------|---------------------|
| \dot{I}_{2-3}^a | \dot{I}_{2-3}^b | \dot{I}_{2-3}^c |
| \dot{I}_{3-4}^a | \dot{I}_{3-4}^b | \dot{I}_{3-4}^c |
| \dot{I}_{3-29}^a | \dot{I}_{3-29}^b | \dot{I}_{3-29}^c |
| \dot{I}_{4-5}^a | \dot{I}_{4-5}^b | \dot{I}_{4-5}^c |
| \dot{I}_{4-37}^a | \dot{I}_{4-37}^b | \dot{I}_{4-37}^c |
| \dot{I}_{5-6}^a | \dot{I}_{5-6}^b | \dot{I}_{5-6}^c |
| \dot{I}_{5-48}^a | \dot{I}_{5-48}^b | \dot{I}_{5-48}^c |
| \dot{I}_{8-9}^a | \dot{I}_{8-9}^b | \dot{I}_{8-9}^c |
| \dot{I}_{9-10}^a | \dot{I}_{9-10}^b | \dot{I}_{9-10}^c |
| \dot{I}_{10-11}^a | \dot{I}_{10-11}^b | \dot{I}_{10-11}^c |
| \dot{I}_{10-54}^a | \dot{I}_{10-54}^b | \dot{I}_{10-54}^c |
| \dot{I}_{11-12}^a | \dot{I}_{11-12}^b | \dot{I}_{11-12}^c |
| \dot{I}_{12-13}^a | \dot{I}_{12-13}^b | \dot{I}_{12-13}^c |
| \dot{I}_{13-14}^a | \dot{I}_{13-14}^b | \dot{I}_{13-14}^c |
| \dot{I}_{13-69}^a | \dot{I}_{13-69}^b | \dot{I}_{13-69}^c |
| \dot{I}_{26-27}^a | \dot{I}_{26-27}^b | \dot{I}_{26-27}^c |
| \dot{I}_{27-28}^a | \dot{I}_{27-28}^b | \dot{I}_{27-28}^c |
| \dot{I}_{34-35}^a | \dot{I}_{34-35}^b | \dot{I}_{34-35}^c |
| \dot{I}_{35-36}^a | \dot{I}_{35-36}^b | \dot{I}_{35-36}^c |
| \dot{I}_{45-46}^a | \dot{I}_{45-46}^b | \dot{I}_{45-46}^c |
| \dot{I}_{46-47}^a | \dot{I}_{46-47}^b | \dot{I}_{46-47}^c |
| \dot{I}_{49-50}^a | \dot{I}_{49-50}^b | \dot{I}_{49-50}^c |
| \dot{I}_{50-51}^a | \dot{I}_{50-51}^b | \dot{I}_{50-51}^c |
| \dot{I}_{9-52}^a | \dot{I}_{9-52}^b | \dot{I}_{9-52}^c |
| \dot{I}_{52-53}^a | \dot{I}_{52-53}^b | \dot{I}_{52-53}^c |
| \dot{I}_{64-65}^a | \dot{I}_{64-65}^b | \dot{I}_{64-65}^c |
| \dot{I}_{65-66}^a | \dot{I}_{65-66}^b | \dot{I}_{65-66}^c |
| \dot{I}_{12-67}^a | \dot{I}_{12-67}^b | \dot{I}_{12-67}^c |
| \dot{I}_{67-68}^a | \dot{I}_{67-68}^b | \dot{I}_{67-68}^c |

resultados diferentes nas duas situações.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 54. Os erros estão em graus, apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, a metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16].

Para as potências ativa e reativas a metodologia proposta apresenta resultados melhores do que a metodologia [16], como mostrado nas Figuras 55 e 56, os erros também estão em p.u..

Os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta, mesmo sem as medições fasoriais de tensão, ainda apresenta resultados melhores que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. A metodologia

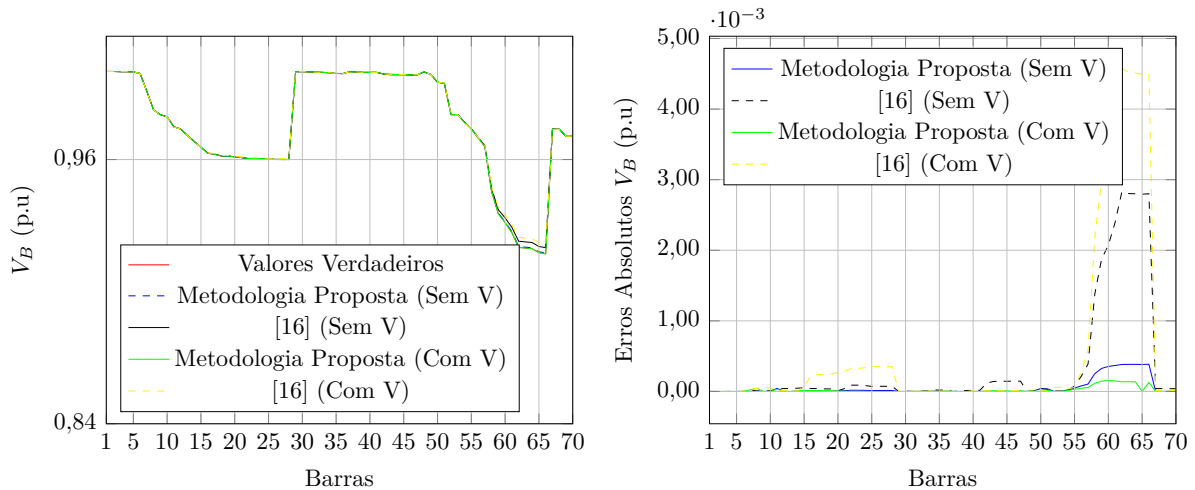


Figura 53 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

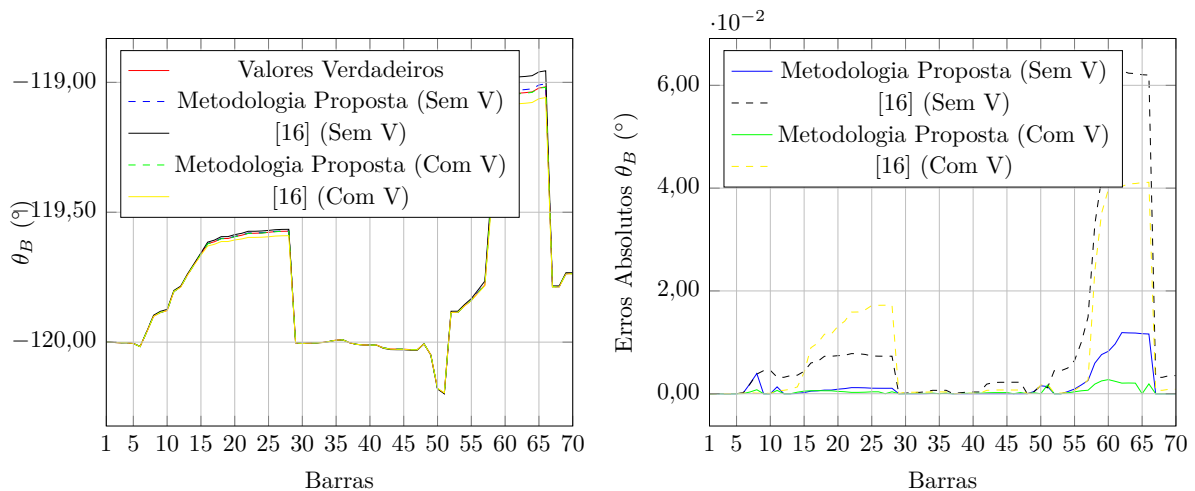


Figura 54 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

proposta também mostrou-se menos sensível à presença ou não das medições fasoriais de tensão, apresentando resultados semelhantes nas duas situações. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

Dado que a utilização de medições de tensão não é necessária quando se utiliza a metodologia proposta, o custo de instalação é menor, porque utiliza-se PMUs com menor número de canais analógicos.

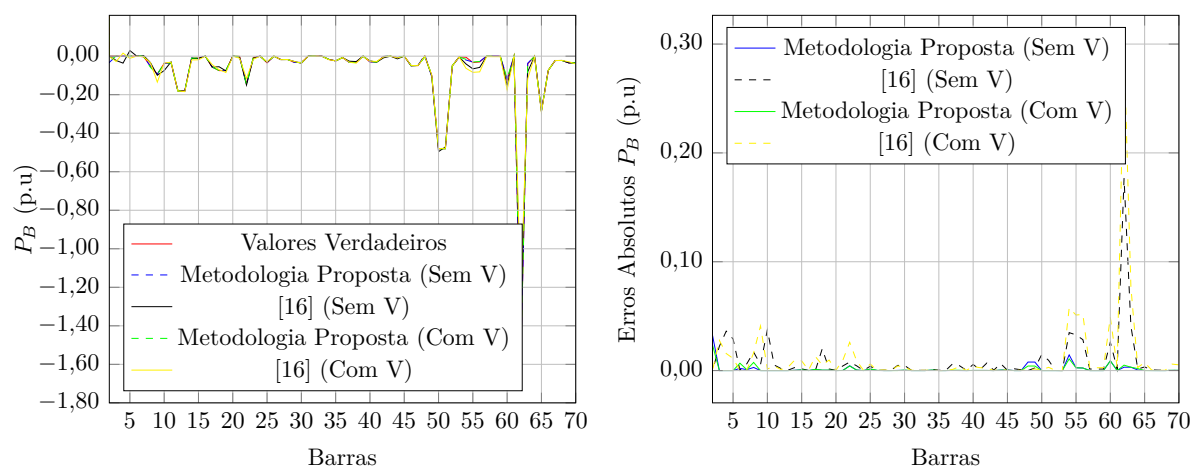


Figura 55 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

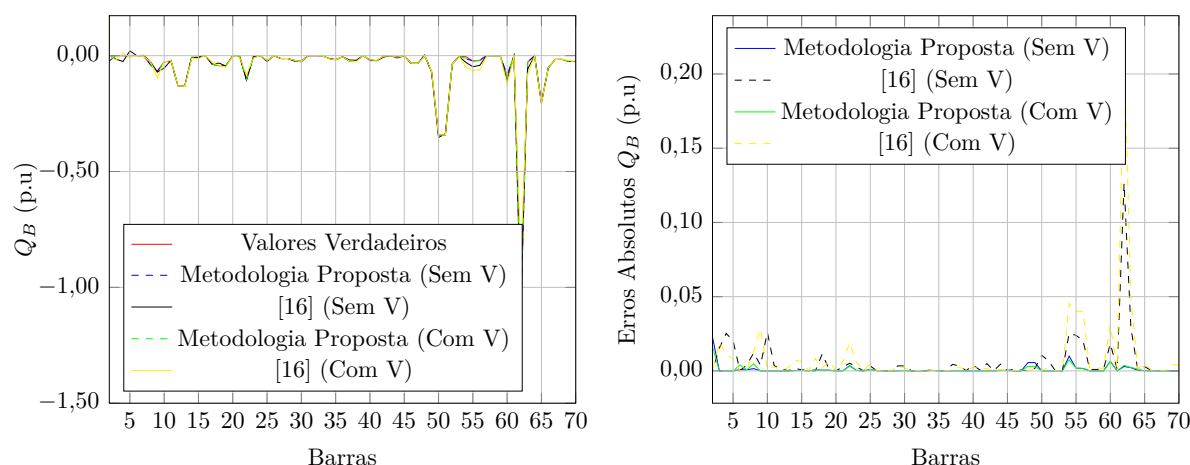


Figura 56 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

4.2.4.2 Caso 2

Nesta simulação o carregamento também será considerado como desequilibrado nas 3 fases. O carregamento para a fase A refere-se a 80% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as demais fases representa 85% para a fase B e 90% para a fase C. Para o instante $t-1$ os valores das cargas para as barras não monitoradas foram obtidos utilizando o FPTIC com o carregamento de 90%, 90% e 95% do carregamento apresentado no Apêndice C, para as fases A, B e C, respectivamente.

As tensões nodais, em módulo e fase para a fase C, são apresentadas nas Figuras 57 e 58. As potências ativa e reativa são apresentadas nas Figuras 59 e 60. Os resultados mostram os valores verdadeiros ("*true values*"), a metodologia proposta e a metodologia [16].

Serão mostrados apenas resultados para a fase C, os resultados completos encontram-

se no Apêndice D.

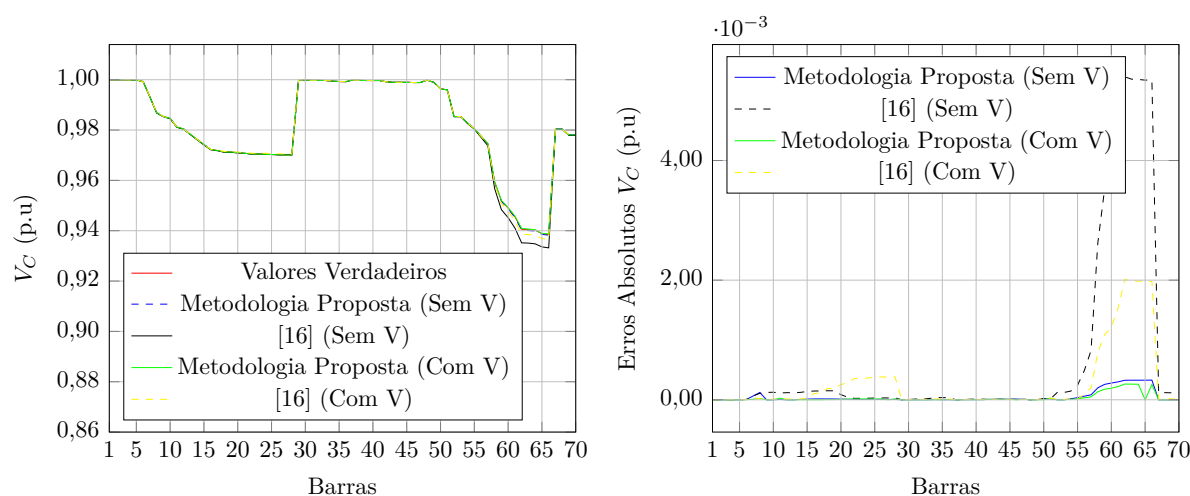


Figura 57 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

Os módulos das tensões nodais obtidos apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na quarta casa decimal, como mostrado na Figura 57. Os erros também estão em p.u., logo esses erros podem ser considerados como pequenos. Para a metodologia proposta todos os erros são menores que 0.0003 p.u., tanto considerando quanto desprezando as medidas fasoriais de tensão. Já para a metodologia [16], todos os erros são menores que 0.005 p.u. . A metodologia proposta apresenta baixa sensibilidade com a presença das medições de tensão apresentado resultados semelhantes nas duas situações., já a metodologia [16] apresenta uma maior sensibilidade nessa condição, apresentando resultados diferentes nas duas situações.

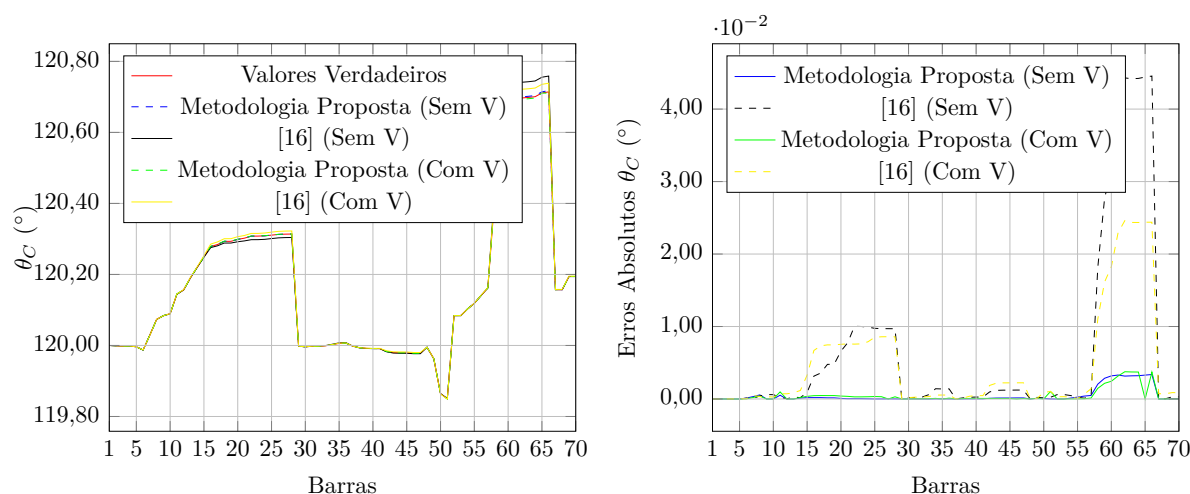


Figura 58 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

Os ângulos das tensões nodais apresentam erros, se comparados com os valores verdadeiros, na segunda casa decimal, como mostrado na Figura 58. Os erros estão em graus, apesar de ambas as considerações obterem erros pequenos, a metodologia proposta obteve melhores resultados do que a metodologia [16].

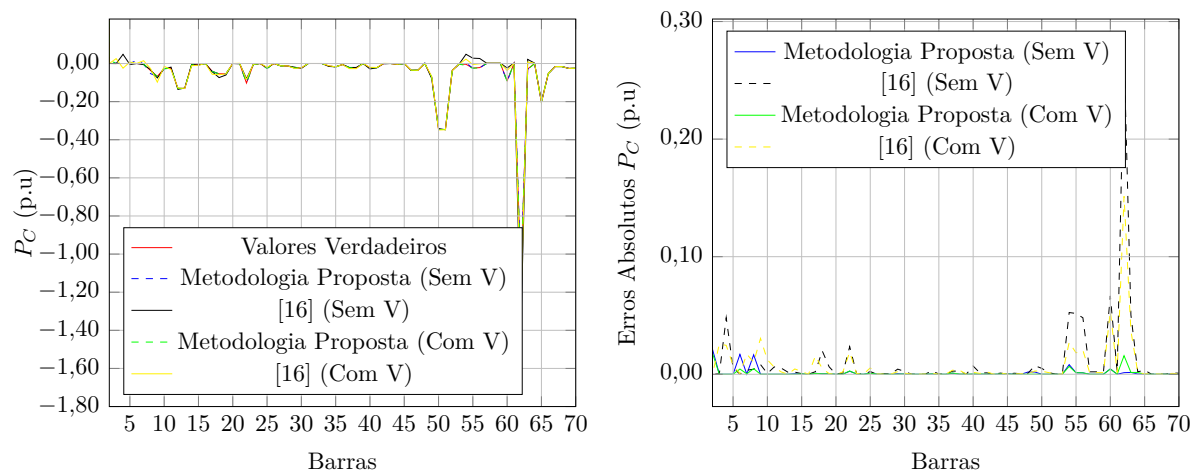


Figura 59 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

Para as potências ativa e reativas a metodologia proposta apresenta resultados melhores do que a metodologia [16], como mostrado nas Figuras 59 e 60, os erros também estão em p.u..

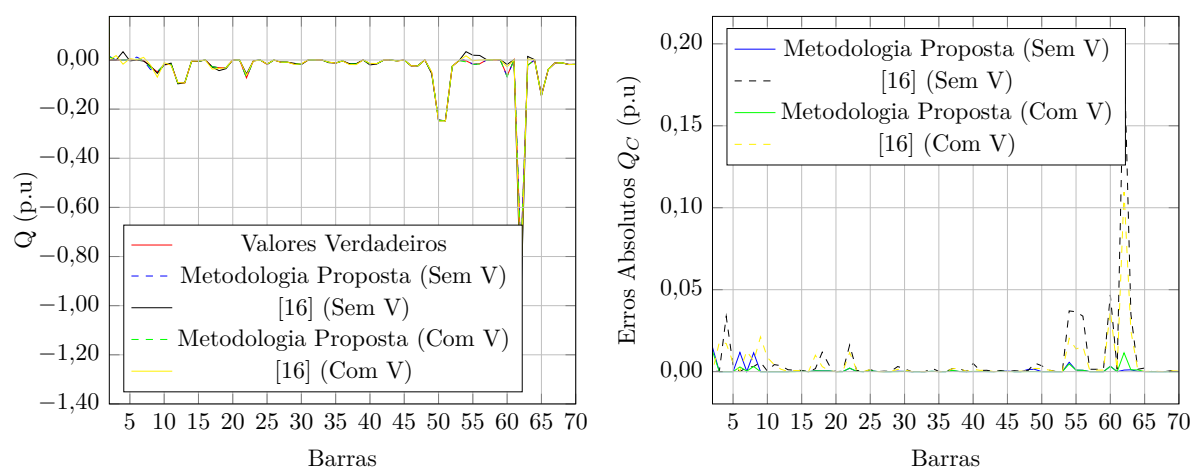


Figura 60 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

Os resultados obtidos mostram que a metodologia proposta, mesmo sem as medições fasoriais de tensão, ainda apresenta resultados melhores que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. A metodologia proposta também mostrou-se menos sensível à presença ou não das medições fasoriais

de tensão, apresentando resultados semelhantes nas duas situações. Fica evidente que a utilização de medições fasoriais sincronizadas associadas com a abordagem de estimação estática proposta proporcionaram estimativas muito precisas. O método de solução de Ponto Interiores utilizado, SFTB - IPM, também mostrou-se eficiente.

4.3 Curva de Carga

Nesta seção será discutida a análise da simulação de uma curva de carga típica de um sistema de distribuição. Serão considerados intervalos de 15 minutos, ou seja, ao final do dia serão realizadas 96 simulações.

Os resultados das curvas de carga, das potências ativas e reativas, serão mostrados para as barras de carga não monitoradas e estes comparados com [16]. O sistema teste a ser utilizado será o de 33 Barras.

Serão mostrados apenas alguns resultados e somente para a fase A, os resultados completos encontram-se no Apêndice D.

4.3.1 Subsistema I

Para o Subsistema I os resultados obtidos pela metodologia proposta apresentam pequenos erros em relação aos valores verdadeiros, como mostrados nas Figuras 61, 62. Já a metodologia [16] apresenta resultados imprecisos nestas condições.

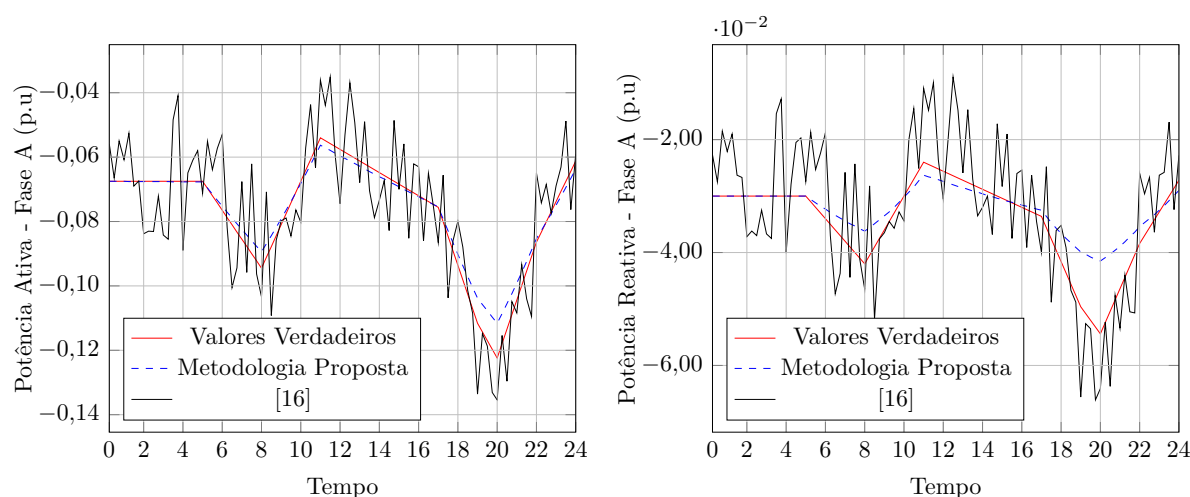


Figura 61 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 3 do sistema de 33 barras

4.3.2 Subsistema II

Já o subsistema II é composto por um grande número de barras não monitoradas e com apenas duas barras monitoradas, assim os resultados apresentam maiores erros

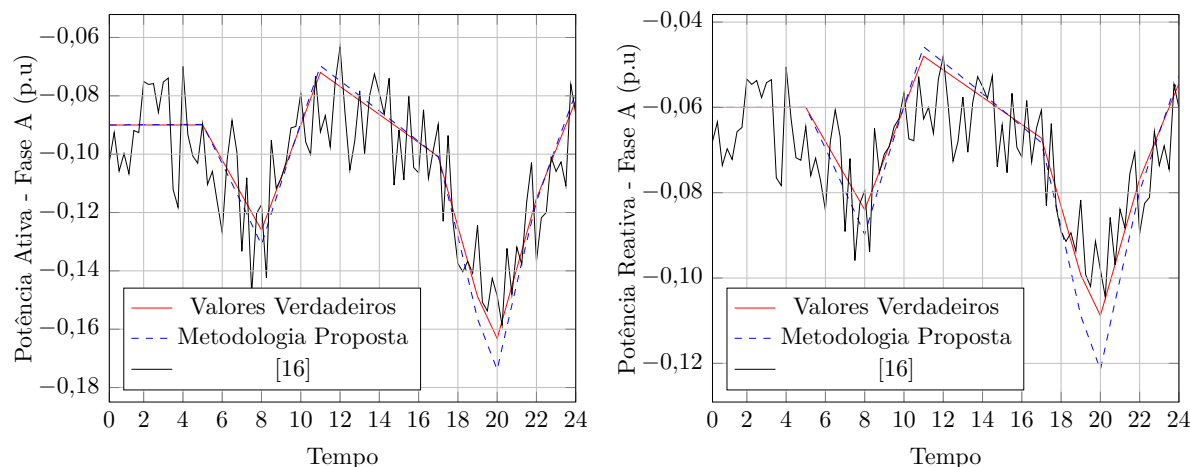


Figura 62 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 4 do sistema de 33 barras

quando há um aumento ou decréscimo no carregamento, mas ainda assim os resultados são melhores que a metodologia [16].

Os resultados para a Barra 7 são apresentados na Figura 63. Devido ao alimentador ser muito longo os resultados ficaram comprometidos, mas a metodologia proposta conseguiu acompanhar o aumento e o decréscimo da carga. Já a metodologia [16] apresenta resultados imprecisos nestas condições.

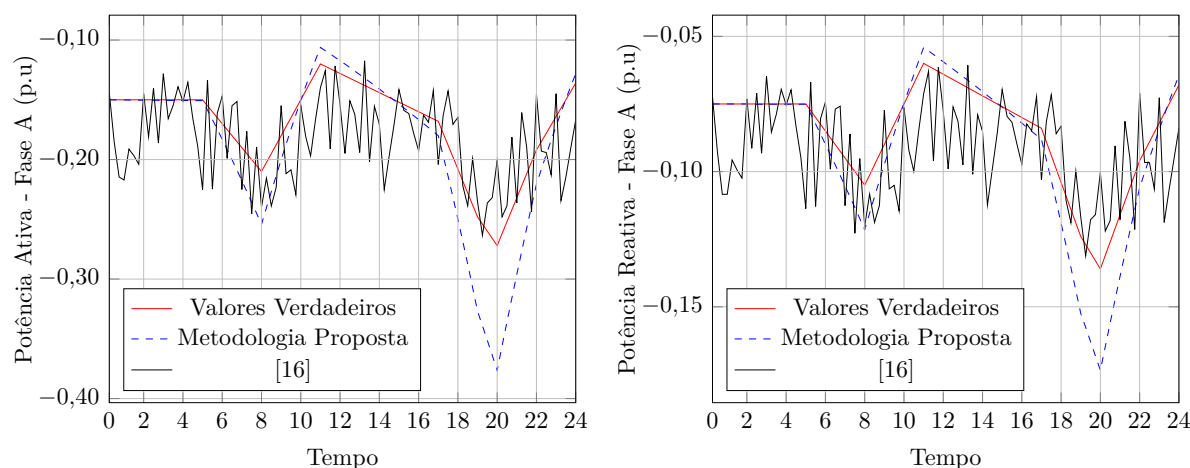


Figura 63 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 7 do sistema de 33 barras

Os resultados para a Barra 10 são apresentados na Figura 64, devido ao alimentador ser muito longo e o carregamento nesta barra ser muito pequeno os resultados ficaram comprometidos. Já a metodologia [16] apresenta resultados imprecisos nestas condições.

Os resultados para a Barra 14 são apresentados na Figura 65, mesmo com o alimentador sendo longo os resultados foram bons se comparados com os valores verdadeiros.

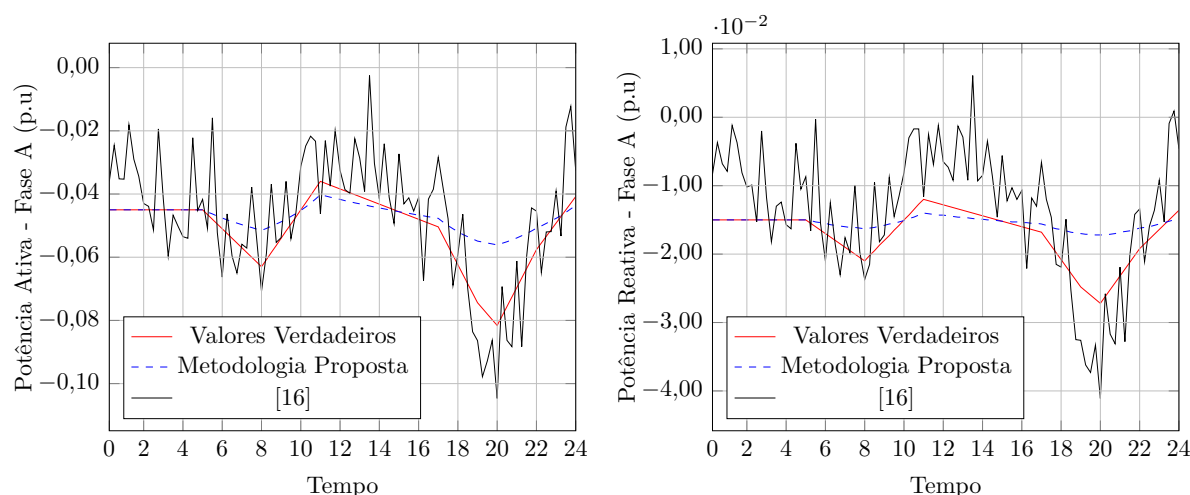


Figura 64 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 10 do sistema de 33 barras

Já a metodologia [16] apresenta resultados imprecisos nestas condições.

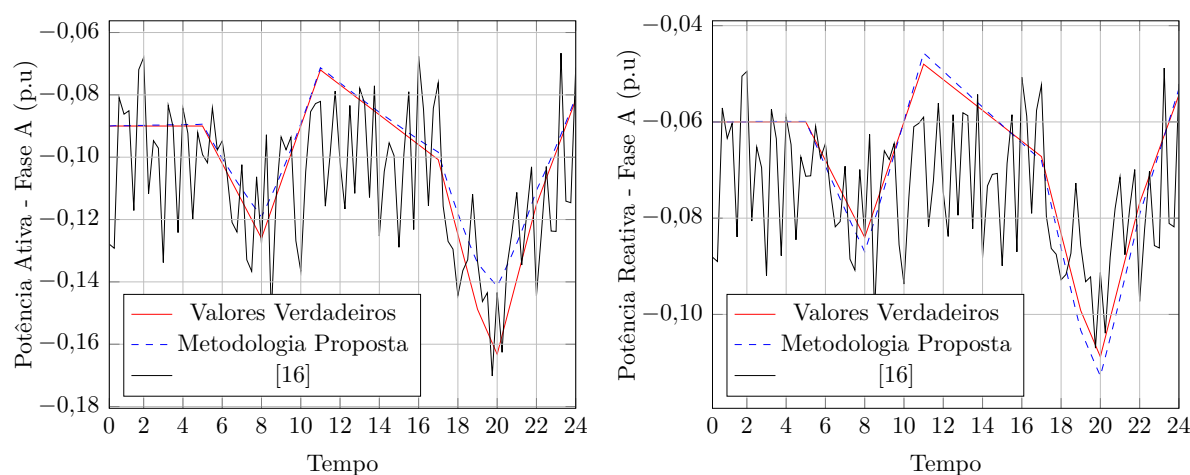


Figura 65 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 14 do sistema de 33 barras

Os resultados para a Barra 17 são apresentados na Figura 66, mesmo com o alimentador sendo longo os resultados foram bons se comparados com os valores verdadeiros. Já a metodologia [16] apresenta resultados com boa precisão para esses casos, mas mesmo assim ainda são piores que a metodologia proposta nesta dissertação.

4.3.3 Subsistema III

Para o Subsistema III os resultados obtidos obtidos pela metodologia proposta apresentam pequenos erros em relação aos valores verdadeiros, como mostrados nas Figuras 67, 68. Já a metodologia [16] apresenta resultados imprecisos para a Barra 18 e resultados

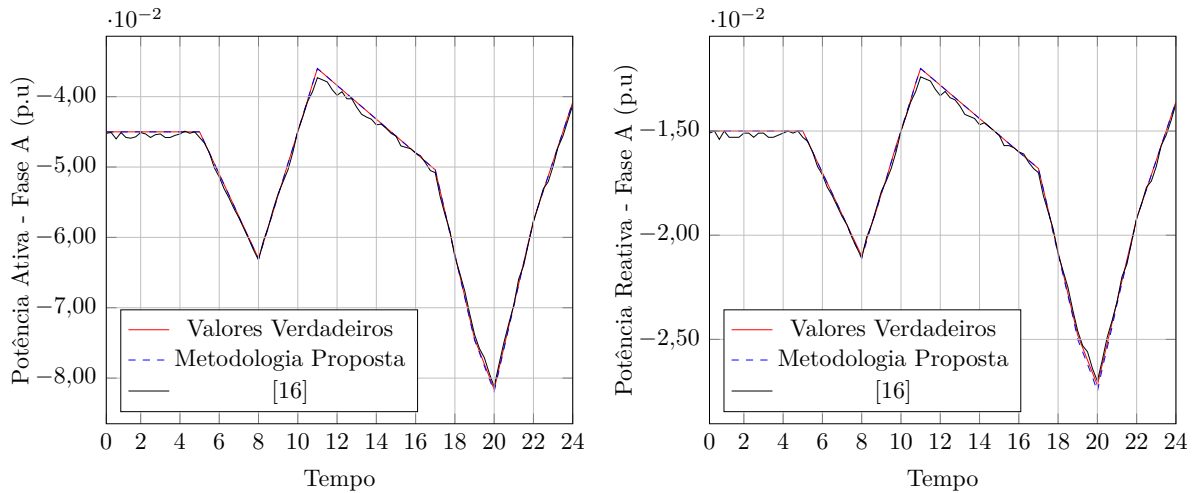


Figura 66 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 17 do sistema de 33 barras

com boa precisão para a Barra 21, mas mesmo assim ainda são piores que a metodologia proposta nesta dissertação.

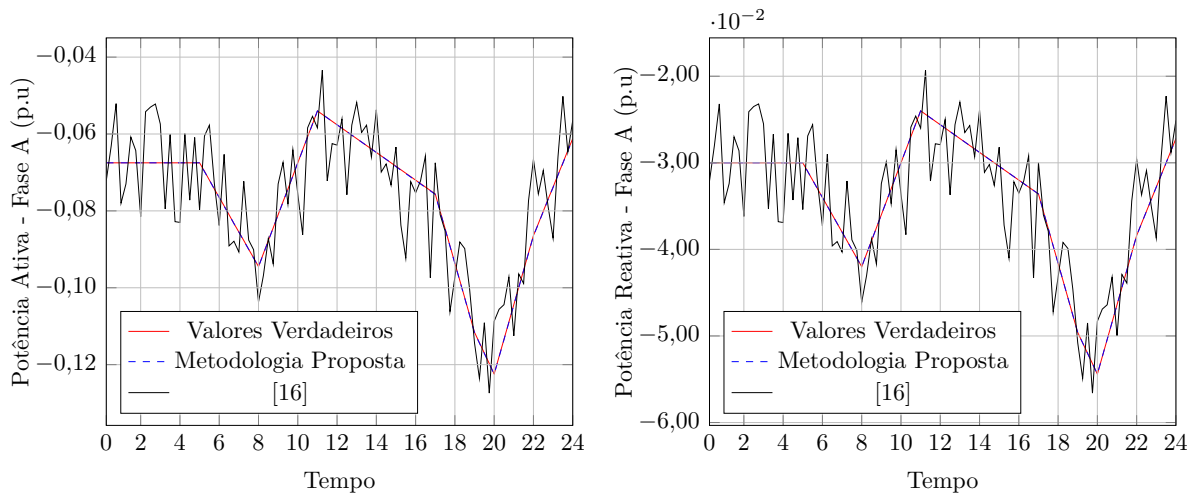


Figura 67 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 18 do sistema de 33 barras

4.3.4 Subsistema IV

Para o Subsistema IV os resultados obtidos pela metodologia proposta apresentam pequenos erros em relação aos valores verdadeiros, como mostrados nas Figuras 69 e 70. Já a metodologia [16] apresenta resultados com boa precisão para esses casos, mas mesmo assim ainda são piores que a metodologia proposta nesta dissertação.

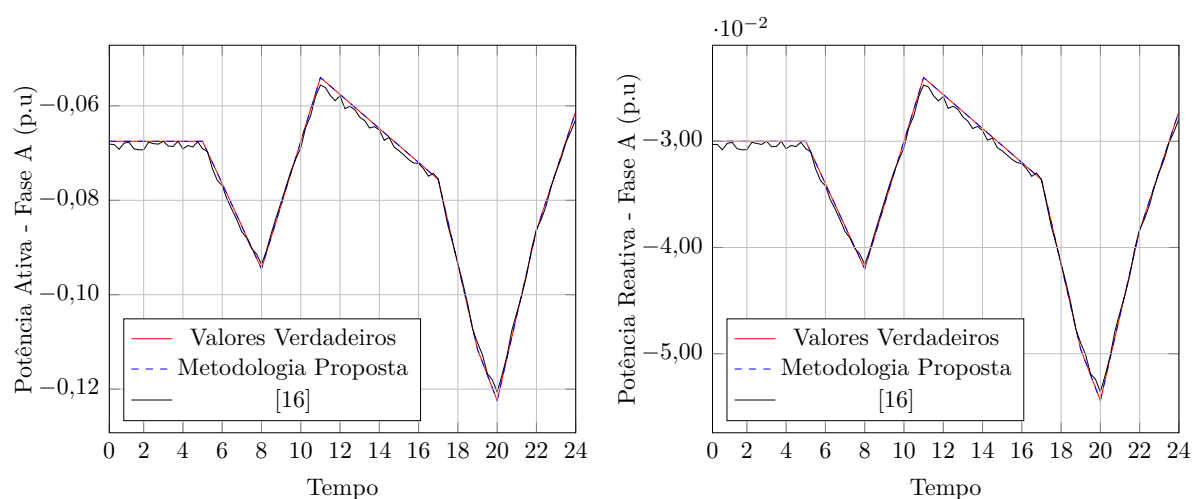


Figura 68 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 21 do sistema de 33 barras

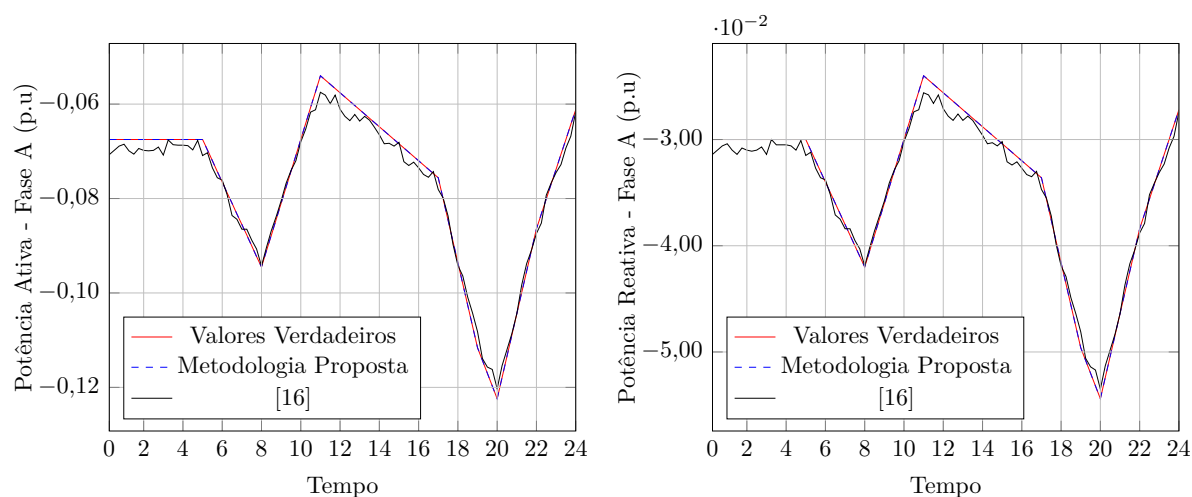


Figura 69 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 22 do sistema de 33 barras

4.3.5 Subsistema V

Por fim, o subsistema V é um subsistema médio e os resultados das Figuras 72 e 73 demonstram que barras com pequenos carregamentos são críticas, se comparadas com barras com carregamento maior como mostrado na Figura 71. A metodologia proposta não consegue acompanhar de forma satisfatória o aumento ou decréscimo de carga. Ainda assim apresenta resultado melhores que a metodologia [16], nos quais a precisão é comprometida para esses casos.

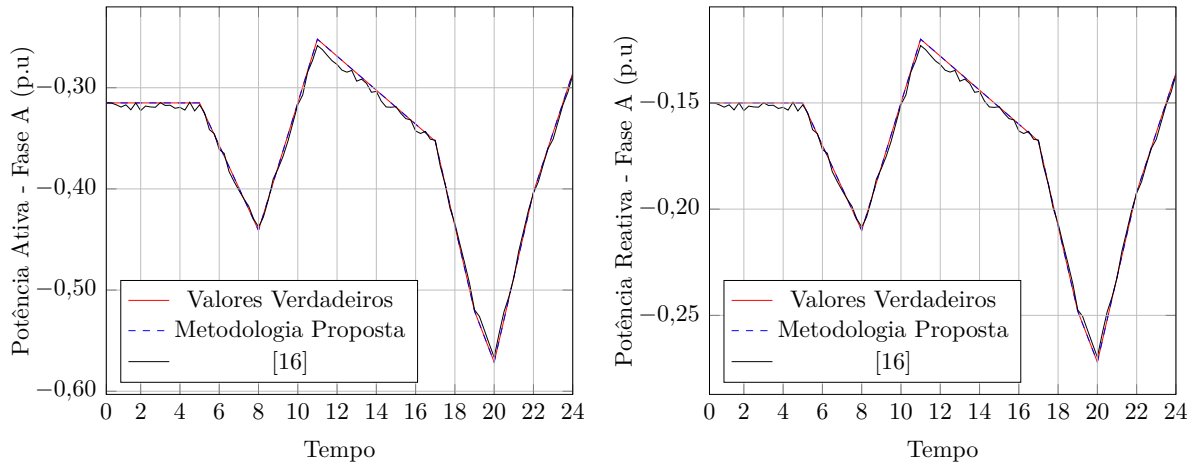


Figura 70 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 24 do sistema de 33 barras

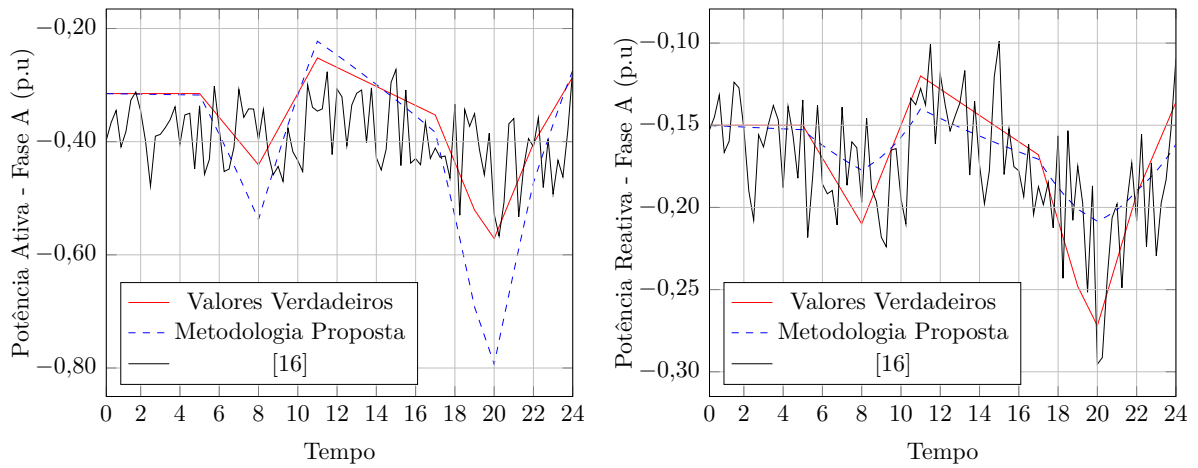


Figura 71 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 25 do sistema de 33 barras

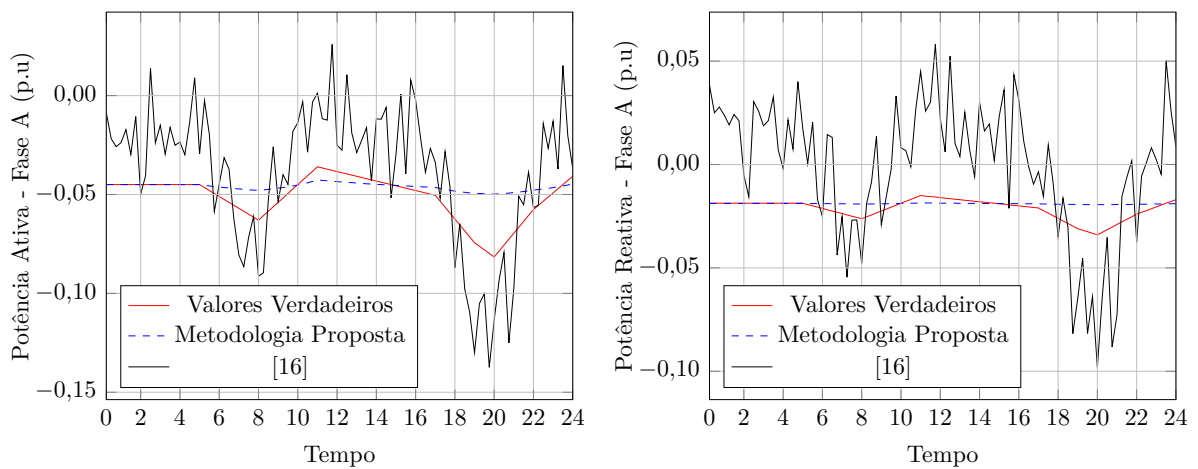


Figura 72 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 26 do sistemas de 33 barras

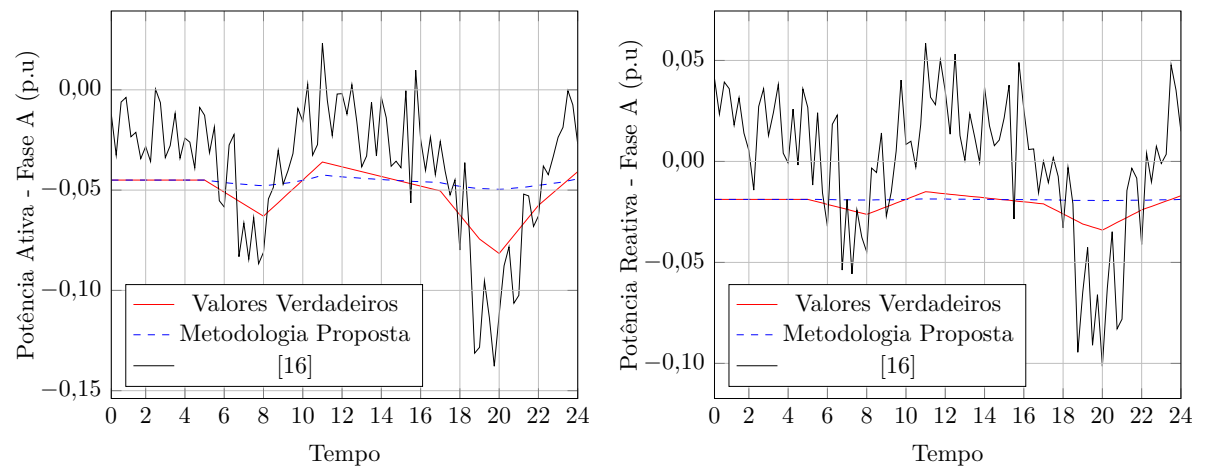


Figura 73 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 27 do sistema de 33 barras

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 Conclusão

O presente trabalho apresentou uma abordagem trifásica e descentralizada para a estimação de estados em sistemas de distribuição utilizando medições fasoriais sincronizadas, obtidas por meio de PMU's. As barras sem carga também são consideradas como medições virtuais devido a possuírem injeções de potencia ativa e reativa nulas. As barras não monitoradas, ou seja aquelas que não possuem PMU's nem são consideradas como medições virtuais, são tratadas por meio de restrições de desigualdade delimitadas por limites inferiores e superiores. Estes limites são obtidos a partir de uma porcentagem de variação das estimativas de cargas obtidas para o instante " $t-1$ " partindo-se da premissa que em curtos intervalos de tempo a carga não sofre grandes variações. As correntes nos ramos na forma retangular foram adotadas como as variáveis de estado.

Foi proposta a descentralização do problema, com esta técnica pode-se dividir uma determinada rede em vários subsistemas que podem ser resolvidas de forma separada e independente. Isso torna o processo mais rápido do ponto de vista computacional além de permitir o uso do processamento paralelo, visto que já existe um paralelismo natural entre as tarefas que devem ser resolvidas. Outra vantagem da divisão em subsistemas reside no fato de do monitoramento de áreas de interesse, tais como áreas com maior densidade de cargas em centros urbanos, locais onde existam cargas prioritárias (hospitais, delegacias, centrais de telecomunicações, etc). Para utilizar a descentralização foi proposta uma alternativa de alocação de PMUs que consiste em posicionar duas unidades em cada ramificação do sistema, uma no começo e outra no final do trecho, procurando utilizar o menor número possível e que não comprometa a qualidade dos estados estimados.

A metodologia consiste em resolver um problema de otimização não linear minimizando uma função objetivo quadrática associada com as medições e estados estimados sujeito às restrições para as barras não monitoradas. A resolução do problema de otimização foi realizada através da implementação computacional do Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM) proposto na literatura utilizada. As medidas das PMUs foram obtidas através de um Fluxo de Potência Trifásico via Injeção de Correntes (FPTIC). Foram realizadas diversas simulações variando-se o percentual da carga e os resultados obtidos foram comparados com outra metodologia proposta existente na literatura e com os valores verdadeiros que foram obtidos através do FPTIC para as barras não monitoradas.

Foram realizadas diversas comparações para validar os resultados. O primeiro teste comprovou que a utilização das estimativas de cargas obtidas para o instante " $t-1$ " conduz a melhores resultados do que se comparado com a adoção de uma média fixa para as cargas não monitoradas. O segundo teste mostrou que a adoção de medições fasoriais

melhora significativamente os resultados obtidos na estimação de estados se comparado com medições não sincronizadas.

A metodologia proposta também foi comparada com outra proposta existente na literatura. Foram utilizados o mesmo conjunto de medições em tempo real, tensões e correntes nos ramos fasoriais. Os resultados mostraram que a proposta desta dissertação conduz a melhores resultados se comparado com [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. Foram realizadas simulações desprezando as medições fasoriais de tensão, assim somente medições fasoriais de correntes nos ramos serão consideradas. Os resultados mostraram que a metodologia proposta, mesmo sem as medições fasoriais de tensão, ainda apresenta resultados melhores que a metodologia proposta em [16], visto que os erros entre os valores verdadeiros e os estimados são menores. A metodologia proposta também mostrou-se menos sensível com presença das medições fasoriais de tensão, apresentando resultados semelhantes nas situação em que elas estão presentes e ausentes.

Os testes com a curva de carga mostraram que a metodologia proposta alcançou bons resultados e estes melhores que a metodologia [16]. Os testes demonstraram que barras com pequenos carregamentos são críticas, se comparadas com barras com carregamento maior. Nestes casos, a metodologia proposta não consegue acompanhar de forma satisfatória o aumento ou decréscimo de carga. Ainda assim apresenta resultado melhores que a metodologia [16], nos quais a precisão é comprometida para esses casos.

Os tempos computacionais obtidos são excelentes e com a descentralização em subsistemas permite-se o uso do processamento paralelo reduzindo ainda mais o tempo de execução, conseqüentemente possibilitando aplicações da metodologia em tempo real.

Por fim, os resultados mostram que a metodologia proposta será uma ferramenta útil na análise e monitoramento dos sistemas de distribuição.

5.2 Trabalhos Futuros

A partir do uso da ferramenta desenvolvida pode-se desenvolver diversos estudos. Um deles seria a detecção e identificação de erros grosseiros nas medições obtidas pelas PMU's. Esses erros interferem no processo de estimação de estados conduzindo a resultados equivocados para os estados estimados. A alternativa descentralizada já proporciona um caminho alternativo para a execução desta tarefa.

Outro estudo a ser desenvolvido é o restabelecimento de sistemas de distribuição. Após a ocorrência de um defeito em um sistema de distribuição, a fim de minimizar o impacto desta, busca isolar o defeito e restabelecer em um curto período de tempo o fornecimento de energia aos setores não defeituosos. Desta forma, o problema de restabelecimento de energia consiste em determinar uma estratégia de controle, para

restabelecer a energia às cargas que não estão no setor atingido pela falta, mas que ficaram sem energia devido ao isolamento da falta. Esta tarefa é executada por meio de uma alteração na topologia do sistema (conhecida também como reconfiguração), realiza-se então manobras através de chaves para alimentar o setor não defeituoso por outro caminho à fonte. Essas manobras devem atender as capacidades operacionais dos equipamentos, respeitar os limites de queda tensão e manter a radialidade da rede.

A análise de defeitos também é outro estudo que pode ser desenvolvido. As redes de distribuição estão passando por diversas transformações nos últimos anos, e com isso faz-se necessário aprimorar a proteção destes. Sistemas de proteção eficientes e eficazes têm importância significativa na qualidade, confiabilidade e operação de um sistema elétrico. O desenvolvimento de novas tecnologias para análise (detecção, localização e classificação) de falhas em sistemas elétricos é plenamente plausível para a obtenção de diagnósticos rápidos e confiáveis de suas causas. Outro fator importante é a segurança humana, alguns tipos de falta, conhecidas como faltas de alta impedância, são difíceis de serem detectadas e localizadas. As faltas de alta impedância provocadas por rompimento de condutores constituem um dos principais focos de pesquisa e desenvolvimento nas áreas de proteção de sistemas de distribuição. Na atualidade, muitas das vezes é necessário deslocar equipes e a localização é realizada por inspeção visual. Em redes de distribuição rurais essa tarefa é difícil, pois alguns locais são de difícil acesso. Em ambientes urbanos elas podem provocar acidentes levando pessoas à morte.

Como a representação da rede elétrica foi realizada de forma implícita, visto que o cálculo das tensões nodais e o cálculo das Potências Ativa e Reativa são realizados em função dos estados estimados (correntes nos ramos na forma retangular) e dos parâmetros de rede, tem-se que o processamento de erros topológicos e outras aplicações podem ser implementadas.

Com o advento das *smart-grids* as gerações distribuídas em baixa tensão crescerá de forma significativa, assim a ferramenta desenvolvida pode ser utilizada por exemplo para o desenvolvimento de técnicas para localização de fontes não declaradas de energia.

Por fim, outro estudo futuro a ser desenvolvido é a Detecção e Localização de Perdas Comerciais de Energia Elétrica, visto que esses tipos de perdas causam prejuízos milionários para as concessionárias de energia.

REFERÊNCIAS

- [1] LIACCO, T. D., “An overview of power system control centers”, *Energy Control Center Design, IEEE Tutorial Course*, v. 77, 1977.
- [2] BALU, N., BERTRAM, T., BOSE, A., BRANDWAJN, V., CAULEY, G., CURTICE, D., FOUAD, A., FINK, L., LAUBY, M. G., WOLLENBERG, B. F., OTHERS, “On-line power system security analysis”, *Proceedings of the IEEE*, v. 80, n. 2, pp. 262–282, 1992.
- [3] DE SOUSA, A. C. R., *Desenvolvimento de Estimação de Estados em Tempo-Real para a Rede de Distribuição*, Ph.D. Thesis, Universidade do Porto, 2011.
- [4] EHRENSPERGER, J. G., *Sistemas de medição fasorial sincronizada: análise do estado da arte e aplicações no monitoramento de sistemas de energia elétrica*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004.
- [5] OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L. W., PEREIRA, J., HONÓRIO, L. M., SILVA, I. C., MARCATO, A., “An optimal power flow based on safety barrier interior point method”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 64, pp. 977–985, 2015.
- [6] SCHWEPPE, F. C., WILDES, J., “Power system static-state estimation, Part I, II and III”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, , n. 1, pp. 120–135, 1970.
- [7] ABUR, A., EXPOSITO, A. G., *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC Press, 2004.
- [8] 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.
- [9] MONTICELLI, A., “Electric power system state estimation”, *Proceedings of the IEEE*, v. 88, n. 2, pp. 262–282, 2000.
- [10] CLEMENTS, K., DAVIS, P. W., FREY, K. D., OTHERS, “Treatment of inequality constraints in power system state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 2, pp. 567–574, 1995.
- [11] PHADKE, A., THORP, J., NUQUI, R., ZHOU, M., “Recent developments in state estimation with phasor measurements”. In: *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE’09. IEEE/PES*, pp. 1–7, 2009.
- [12] ZHOU, M., CENTENO, V., THORP, J. S., PHADKE, A. G., OTHERS, “An alternative for including phasor measurements in state estimators”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 4, pp. 1930–1937, 2006.
- [13] ROYTELMAN, I., SHAHIDEHPOUR, S., “State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 4, pp. 2009–2015, 1993.
- [14] 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.

- [15] LU, C., TEN, J., LIU, W.-H., “Distribution system state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 1, pp. 229–240, 1995.
- [16] BARAN, M. E., KELLEY, A. W., “A branch-current-based state estimation method for distribution systems”, *IEEE transactions on power systems*, v. 10, n. CONF-940702–, 1995.
- [17] LIN, W.-M., TENG, J.-H., “Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing”, *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, v. 143, n. 1, pp. 43–48, 1996.
- [18] LI, K., “State estimation for power distribution system and measurement impacts”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 2, pp. 911–916, 1996.
- [19] BARAN, M. E., ZHU, J., KELLEY, A. W., “Meter placement for real-time monitoring of distribution feeders”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 1, pp. 332–337, 1996.
- [20] LIN, W.-M., TENG, J.-H., “State estimation for distribution systems with zero-injection constraints”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 1, pp. 518–524, 1996.
- [21] LIN, W.-M., TENG, J.-H., CHEN, S.-J., “A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 16, n. 3, pp. 433–439, 2001.
- [22] DENG, Y., HE, Y., ZHANG, B., “A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 17, n. 4, pp. 1057–1062, 2002.
- [23] TENG, J.-H., “Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems”, *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 6, pp. 667–672, 2002.
- [24] NAKA, S., GENJI, T., YURA, T., FUKUYAMA, Y., “A hybrid particle swarm optimization for distribution state estimation”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 1, pp. 60–68, 2003.
- [25] WANG, H., SCHULZ, N. N., “A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 1, pp. 207–213, 2004.
- [26] SHAFIU, A., JENKINS, N., STRBAC, G., “Measurement location for state estimation of distribution networks with generation”. In: *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 152, n. 2, pp. 240–246, 2005.
- [27] BARAN, M. E., JUNG, J., MCDERMOTT, T. E., “Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems”. In: *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES’09. IEEE*, pp. 1–5, 2009.
- [28] BARAN, M., MCDERMOTT, T., “Distribution system state estimation using AMI data”. In: *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE’09. IEEE/PES*, pp. 1–3, 2009.

- [29] SINGH, R., PAL, B., JABR, R., “Choice of estimator for distribution system state estimation”, *IET generation, transmission & distribution*, v. 3, n. 7, pp. 666–678, 2009.
- [30] BARAN, M. E., JUNG, J., MCDERMOTT, T. E., “Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems”. In: *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009*, pp. 1–4, 2009.
- [31] SINGH, R., PAL, B., JABR, R., “Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement”, *IET generation, transmission & distribution*, v. 4, n. 1, pp. 50–59, 2010.
- [32] MANITSAS, E., SINGH, R., PAL, B. C., STRBAC, G., “Distribution system state estimation using an artificial neural network approach for pseudo measurement modeling”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 27, n. 4, pp. 1888–1896, 2012.
- [33] PAU, M., PEGORARO, P., SULIS, S., “Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements”, *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, v. 62, n. 9, pp. 2419–2429, 2013.
- [34] HAUGHTON, D. A., HEYDT, G. T., “A linear state estimation formulation for smart distribution systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, , n. 28, pp. 1187–1195, 2013.
- [35] SEXAUER, J., JAVANBAKHT, P., MOHAGHEGHI, S., “Phasor measurement units for the distribution grid: Necessity and benefits”. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2013 IEEE PES*, pp. 1–6, 2013.
- [36] DZAFIC, I., HUSEINAGIC, I., “Real time distribution system state estimation based on interior point method”, *SouthEast Europe Journal of Soft Computing*, v. 3, n. 1, 2014.
- [37] AMINIFAR, F., FOTUHI-FIRUZABAD, M., SAFDARIAN, A., DAVOUDI, A., SHAHIDEHPOUR, M., “Synchrophasor measurement technology in power systems: panorama and state-of-the-art”, *Access, IEEE*, v. 2, pp. 1607–1628, 2014.
- [38] RANKOVIĆ, A., MAKSIMOVIĆ, B. M., SARIĆ, A. T., “A three-phase state estimation in active distribution networks”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 54, pp. 154–162, 2014.
- [39] ALVES, G. O., *Uma Nova Metodologia para Estimaco de Estados em Sistemas de Distribuico Radiais Utilizando PMUs*, Master’s Thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Minas Gerais - Brasil, 2015.
- [40] BARAN, M. E., WU, F. F., “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 4, n. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [41] BARAN, M. E., WU, F. F., “Optimal capacitor placement on radial distribution systems”, *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 4, n. 1, pp. 725–734, 1989.
- [42] KERSTING, W. H., *Distribution system modeling and analysis*. CRC press, 2012.

- [43] HINCAPIÉ, C. C. O., *AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO COM MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA*, Ph.D. Thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- [44] SHORT, T. A., *Electric power distribution handbook*. CRC press, 2014.
- [45] PENIDO, D. R. R., *UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS A N CONDUTORES PELO MÉTODO DE INJEÇÃO DE CORRENTES*, Ph.D. Thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- [46] GRANVILLE, S., “Optimal reactive dispatch through interior point methods”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 1, pp. 136–146, 1994.

APÊNDICE A – SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Este apêndice tem por finalidade apresentar as principais características dos sistemas de distribuição.

A.1 Principais Características

Os sistemas radiais de distribuição são caracterizados por ter um único caminho de direção para o fluxo da potência, desde a fonte alimentadora (subestações de distribuição) até cada consumidor [42]. Um típico sistema de distribuição é composto de uma ou mais subestações de distribuição suprindo a um ou mais alimentadores. As seguintes componentes podem fazer parte de um alimentador de distribuição:

- Rede trifásica primária ou principal.
- Redes trifásicas, bifásicas, ou monofásicas laterais.
- Reguladores de tensão
- Banco de capacitores
- Transformadores de distribuição
- Rede secundaria
- Carga trifásica, bifásica, ou monofásica.

A carga de um alimentador de distribuição é inerentemente desbalanceada devido ao grande número de cargas monofásicas que devem ser atendidas. Um desequilíbrio adicional é introduzido pelo espaçamento não equilátero nos condutores trifásicos aéreos e os segmentos de linha aterrados [42].

A.1.1 Linhas Aéreas de Distribuição

A.1.1.1 Susceptância *Shunt* das Linhas Aéreas de Distribuição

A primeira característica relevante do sistema de distribuição é que a susceptância *shunt* de linhas aéreas de distribuição é comparativamente menor do que a de linhas de transmissão. A principal justificativa deste fato esta relacionada com os níveis de tensão, na transmissão esses níveis são mais elevados, e as características construtivas das linhas de distribuição.

Portanto, é comum negligenciar a susceptância em derivação em redes aéreas de distribuição, logo os circuitos são representados exclusivamente por sua resistência e reatância série.

A.1.1.2 Relação X/R

Nos sistemas de transmissão a relação X/R geralmente é elevada, quando isso ocorre a resistência série pode ser desprezada e considera-se apenas o valor da reatância série. Na distribuição essa relação é baixa devido aos aspectos construtivos e níveis de tensão mais baixos do que na transmissão. Logo o valor da resistência série causa impactos nas análises e estudos e não pode ser desprezado.

A.1.2 Transformadores

Os transformadores são de grande importância em qualquer sistema de potência. Desde a geração até a entrega da energia ao consumidor final. Os transformadores são máquinas elétricas estáticas que têm por finalidade transformar, através da indução eletromagnética, a tensão e corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos.

Nos sistemas de distribuição estes equipamentos desempenham um importante papel seja realizando a interface entre os sistemas de transmissão ou subtransmissão com o de distribuição, bem como no suprimento da rede de baixa tensão.

O modelo do transformador consiste basicamente em uma admitância série y_{km} e um autotransformador ideal com relação de transformação $1 : a$, sendo a a relação de transformação.

A.1.3 Cargas

Dentre todos os componentes de um sistema elétrico, talvez o que ofereça um maior grau de incerteza seja a carga. Contrariamente ao que ocorre com os demais elementos presentes na rede, como por exemplo os geradores e linhas, os quais conhecemos suas contribuições, seja na entrega de potência ou no transporte, respectivamente.

Isso se deve as cargas variarem muito ao longo do tempo. Nos sistemas de distribuição além da variação horo-sazonal, a carga ainda é desequilibrada ao longo dos alimentadores, isso se deve ao grande número de cargas monofásicas e o desequilíbrio das redes pela não transposição das mesmas.

A.2 Controle de Tensão

O controle de tensão é uma função muito importante em um sistema de distribuição. Como as cargas nos alimentadores variam, as empresas distribuidoras tem que procurar uma forma de regular a tensão para que cada tensão nas unidades consumidoras permaneça com um nível aceitável. Os métodos mais comuns de controle de tensão são obtidos pela aplicação de reguladores de tensão, reguladores de tensão utilizando transformadores de potência com comutação de *tap*, e banco de capacitores [42].

Estes dispositivos são utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica visando à redução de perdas de potência e minimização dos efeitos provocados pela queda de tensão ao longo dos alimentadores. A seguir serão apresentadas as características principais destes dispositivos utilizados no controle de tensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica. [43]

A.2.1 Banco de Capacitores

Introduzir bancos de capacitores na rede de distribuição acarreta em consideráveis vantagens. Estes componentes ao serem inseridos no sistema reduzem as perdas, aumentam a capacidade, e reduzem as quedas de tensão ao longo do alimentador.

A.2.2 Reguladores de Tensão

Um tipo comum de regulador de tensão em sistemas de distribuição é o compensador de queda de linha que consiste basicamente de um autotransformador e de um mecanismo de mudança de tape sob carga, acoplado a um circuito de medição e controle [42], conforme representado na Figura 74 conectado a um circuito de um sistema elétrico.

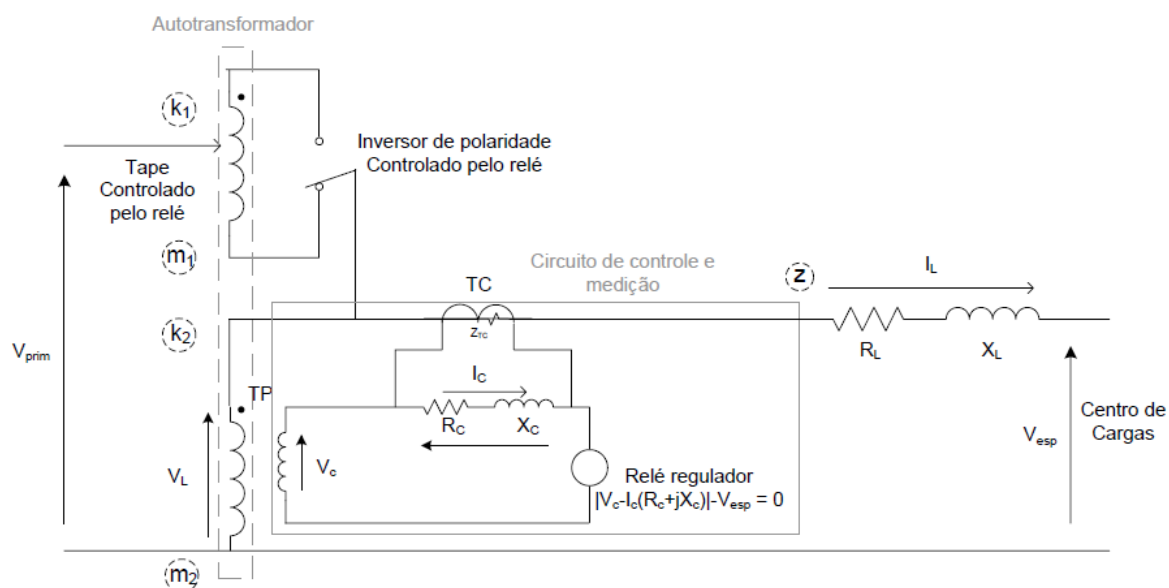


Figura 74 – Representação de um regulador de tensão (Compensador de Queda de Linha).

O ajuste de nível de tensão é obtida pela variação do *tap* do autotransformador, sendo a posição do *tap* determinada e controlada pelo circuito de medição e controle (Compensador de Queda de Linha). Os reguladores padrões possuem também uma chave inversora de polaridade permitindo uma regulação de $\pm 10\%$. Estes reguladores geralmente permitem até 16 passos (*tap's*), onde cada tape corresponde a uma mudança de 0,625% na tensão nominal do secundário [42].

Estes equipamentos são instalados no sistema de distribuição com o objetivo de manter a tensão no secundário constante, compensando as variações de tensões do primário e do secundário. Estes são geralmente instalados em pontos entre os alimentadores em que a tensão não consegue ser regulada pela subestação. A Figura 75 mostra reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores [43].

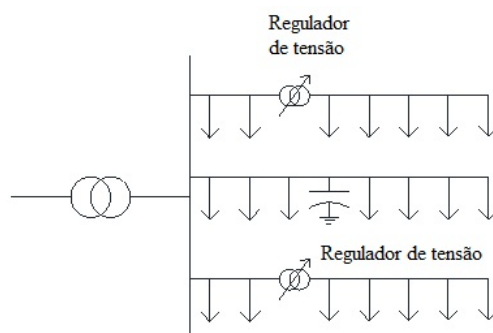


Figura 75 – Reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores.

Os reguladores, frequentemente utilizados em subestações de sistemas de distribuição, podem ser monofásicos ou trifásicos. Os equipamentos trifásicos são utilizados em conexão estrela ou triângulo. Os monofásicos, são formados por três reguladores de tensão monofásicos que podem ser externamente conectados para formar um regulador trifásico. Quando três reguladores monofásicos são conectados juntos, cada regulador tem seu próprio circuito compensador, de modo que, os *taps* em cada regulador são trocados separadamente [44].

O regulador trifásico é operado em grupo de modo que os *taps* nos enrolamentos são mudados igualmente, e como resultado, é preciso um único circuito compensador. Os reguladores trifásicos só podem ser conectados em estrela com terra, triângulo aberto, e triângulo fechado. Para a configuração estrela com terra, em sistemas de quatro fios, os circuitos trifásicos normalmente têm três reguladores monofásicos conectados da linha ao neutro. Este tipo de conexão também é apropriado para circuitos monofásicos e bifásicos. Cada regulador controla independentemente a tensão, o qual ajuda controlar os desequilíbrios nas tensões e também as tensões em estado estacionário [43].

A conexão em triângulo aberto tem a característica que só são necessários dois reguladores monofásicos, cada um deles ligado fase a fase. Entretanto, para a conexão triângulo fechado, três reguladores são conectados fase a fase. Seu uso aumenta a faixa de regulação em um rango de 50%, de $\pm 10\%$ para $\pm 15\%$ [43].

A.2.3 Transformadores com Regulação de *tap*

Em sistemas elétricos de potência transformadores com *tapes* podem ser utilizados para controlar o nível de tensão de barras. Este controle é mais eficiente em sistemas

radiais ou em sistemas onde o acoplamento entre as duas barras nas quais o transformador está conectado não seja forte [45].

Portanto, esses equipamentos são utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica com o objetivo de adequar o perfil de tensão de acordo com o nível de carregamento do sistema.

Transformadores do tipo LTC (“*Load Tap Changer*”) e OLTC (“*On-Load Tap Changer*”) são comumente utilizados pelas empresas distribuidoras de energia. Esse tipo de equipamento geralmente é instalado na saída da subestação, ao longo do alimentador usualmente são instalados reguladores (autotransformadores).

A comutação de *tap* é realizada por meio de uma chave rotatória com um esquema de passo frente/reverso, o *tap* varia a relação entre o número de enrolamentos do primário e o secundário. O controle é feito pela análise da tensão de entrada visando manter constante a tensão de saída em um valor próximo à referência [43].

Cada comutador de *tap* tem associado um relé regulador automático de tensão (relé 90), que monitora a tensão do lado secundário do transformador e comanda as operações de comutação de *tap* segundo as necessidades de controle. Essa comutação é automática e operada por motores que correspondem ao comando desse relé para ajustar a tensão dentro de um valor especificado. Para prevenir oscilações abruptas deve ser incluído e ajustado o tempo morto de atuação (temporização) a um valor um pouco maior que o tamanho de passo do transformador. Esta temporização deve ser inclusa na prática para evitar o uso desnecessário devido à alta frequência de comutações de *tap* [43].

O relé de regulação de tensão, segundo [44], tem três configurações básicas para controlar as comutações no *tap*, estas configurações são apresentadas na Figura:

- Tensão definida: Também conhecida como o ponto de ajuste ou centro de banda, a tensão definida é a saída desejada do regulador.
- Largura de Faixa: controladores do regulador de tensão verificam a diferença entre a tensão medida e a tensão definida. Só quando a diferença excede a metade da largura de faixa o *tap* começará mudar. É usada uma largura de faixa de pelo menos duas vezes o tamanho do passo. 1.5 V para $\pm 10\%$, em reguladores de 32 passos.
- Temporização o tempo morto: Este é o tempo de espera entre o tempo quando a tensão ultrapassa a banda e quando o controlador inicia a comutação do *tap*. Alta temporização reduz o número de comutações do *tap*. Temporizações típicas são entre 30 e 60 segundos.

Os comutadores de *tap* são concebidos para uma vida útil de aproximadamente 1 milhão de operações. Em condições normais, são realizadas 70 comutações por dia, para

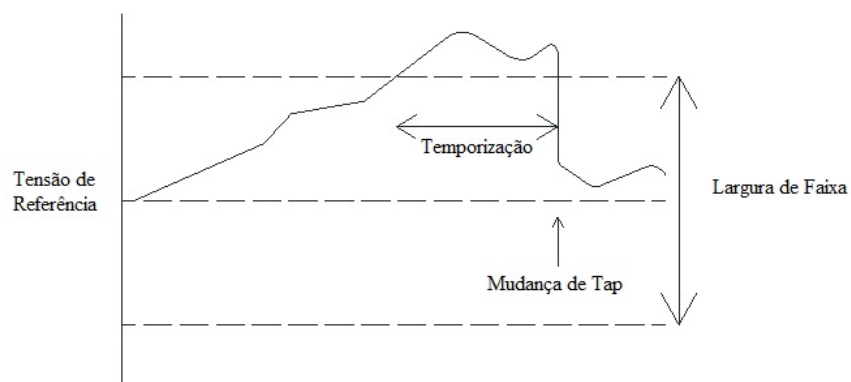


Figura 76 – Configurações do comutador de *tap*.

um total de 25 mil comutações por ano.

APÊNDICE B – MÉTODOS DE SOLUÇÃO

B.1 Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança

O método utilizado na resolução do problema de otimização proposto é o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method - SFTB - IPM*) [5], que será implementado exclusivamente para a resolução do problema de estimação de estados.

A referência [5] apresenta um método para resolução de problemas de otimização não-linear com base em uma função barreira modificada pela introdução de um parâmetro barreira de segurança para o Método de Pontos Interiores (MPI) aplicado ao problema de fluxo de potência ótimo. O novo parâmetro elimina os problemas existentes da proximidade das variáveis com a fronteira, melhorando a solução numérica. Esta característica reduz o número de iterações e melhora a qualidade da solução mesmo para sistemas com elevado número de restrições e variáveis ativas na fronteira da região viável.

O SFTB - IPM é formulado usando a mesma estrutura do MPI padrão [46] apresentado a seguir. O problema de otimização não-linear restrita pode ser formulado conforme Equações (B.1), (B.2) e (B.3).

$$\text{Min } f(z) \tag{B.1}$$

Sujeito a:

$$h(z) = 0 \tag{B.2}$$

$$l \leq z \leq u \tag{B.3}$$

Onde:

- z Vetor das variáveis do problema de otimização;
- $f(z)$ Função objetivo em função de z ;
- h Restrições de igualdade;
- l Limite inferior de z ;
- u Limite superior de z .

As restrições de desigualdade são transformadas em restrições de igualdade e incluídas em $h(z)$ utilizando variáveis residuais. Assim, o vetor z passa a ser composto pelas variáveis originais do problema e pelas variáveis residuais. As variáveis de canalização dadas pela Equação (B.3) são transformadas em restrições de igualdade conforme Equações (B.6) e (B.7) através da inclusão de variáveis de folga s_l e s_u .

$$\text{Min } f(z) \tag{B.4}$$

Sujeito a:

$$h(z) = 0 \tag{B.5}$$

$$z - s_l = l \quad (\text{B.6})$$

$$z + s_u = u \quad (\text{B.7})$$

$$s_l \geq 0 \quad (\text{B.8})$$

$$s_u \geq 0 \quad (\text{B.9})$$

Onde s_l é a variável de folga associada com o limite inferior l e s_u a variável de folga associada com o limite superior u .

As restrições presentes nas Equações (B.8) e (B.9) são eliminadas pela adição da função barreira logarítmica na função objetivo, como apresentado na Equação (B.10). Como consequência, as restrições presentes nas Equações (B.8) e (B.9) são substituídas pelas restrições apresentadas nas Equações (B.14) e (B.15), o que significa que as variáveis s_l e s_u tem de ser maior que zero e as variáveis z nunca podem assumir valores na fronteira.

$$\text{Min } f(z) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{lj}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{uj}) \quad (\text{B.10})$$

Sujeito a:

$$h(z) = 0 \quad (\text{B.11})$$

$$z - s_l = l \quad (\text{B.12})$$

$$z + s_u = u \quad (\text{B.13})$$

$$s_l > 0 \quad (\text{B.14})$$

$$s_u > 0 \quad (\text{B.15})$$

Onde n é o número de variáveis do problema de otimização original e μ é o parâmetro barreira que inicialmente assume um determinado valor maior do que zero, μ_0 , e no final do processo iterativo deve estar próximo de zero.

O Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM) é formulado usando a mesma estrutura do MPI padrão, porém com algumas modificações. O parâmetro de barreira de segurança δ é introduzido na Equação (B.10), como apresentado na Equação (B.16). Esse parâmetro é sempre positivo com um valor inicialmente definido. Em seguida, o novo problema de otimização é reescrito como:

$$\text{Min } f(z) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{lj} + \delta) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{uj} + \delta) \quad (\text{B.16})$$

Sujeito a:

$$h(z) = 0 \quad (\text{B.17})$$

$$z - s_l = l \quad (\text{B.18})$$

$$z + s_u = u \quad (\text{B.19})$$

$$s_l \geq 0 \quad (\text{B.20})$$

$$s_u \geq 0 \quad (\text{B.21})$$

$$\delta > 0 \quad (\text{B.22})$$

Nesta formulação, δ assegura a eliminação de problemas de proximidade da fronteira e as restrições das Equações (B.14) e (B.15) são modificadas pelas Equações (B.20) e (B.21), permitindo que as variáveis de folga s_l e s_u possam assumir valores iguais a zero. As variáveis z podem assumir valores exatos nos seus limites (l ou u) podendo assim encontrar a solução ótima do problema de otimização como pode ser visto nas Equações (B.18) e (B.19).

A função Lagrangeana é definida na Equação (B.23) .

$$\begin{aligned} L = & f(z) - \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(z) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{lj} + \delta) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{uj} + \delta) \\ & - \sum_{j=1}^n \pi_{lj} (z_j - s_{lj} - l_j) - \sum_{j=1}^n \pi_{uj} (z_j + s_{uj} - u_j) \end{aligned} \quad (\text{B.23})$$

Onde:

- m Número de restrições de igualdade;
- λ Vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de igualdade;
- π_l Vetor dos multiplicadores de Lagrange associado ao limite inferior das variáveis;
- π_u Vetor dos multiplicadores de Lagrange associado ao limite superior das variáveis.

As condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker para o problema de otimização associado com o método de Newton-Raphson resulta em:

$$\begin{bmatrix} H_z & -J^t \\ -J & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta z \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} G_z \\ h(z) \end{bmatrix} \quad (\text{B.24})$$

Onde:

$$H_z = w(z, \lambda) + \sum_j \left(\frac{\mu}{(s_{lj} + \delta)^2} + \frac{\mu}{(s_{uj} + \delta)^2} \right) \quad (\text{B.25})$$

$$w(z, \lambda) = \nabla_z^2 f(z) - \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla_z^2 h_i(z) \quad (\text{B.26})$$

$$G_z = r(z, \lambda) + \sum_j \left(\frac{\mu}{s_{lj} + \delta} - \frac{\mu}{s_{uj} + \delta} \right) \quad (\text{B.27})$$

$$r(z, \lambda) = -\nabla_z f(z) + \nabla_z h(z)^t \lambda \quad (\text{B.28})$$

H_z Matriz Hessiana da função Lagrangena em função das variáveis z ;

J Matriz Jacobiana de $h(z)$;

G_z Vetor Gradiente das variáveis z .

As Equações (B.25) e (B.27) mostram as contribuições do parâmetro barreira, das variáveis de folga e do parâmetro barreira de segurança aos elementos diagonais de H_z e G_z . Quando as variáveis de folga assumem valores iguais a zero, H_z e G_z são dependentes de δ . A partir desta formulação, a convergência do processo é controlada pelo parâmetro barreira de segurança δ em vez de s_l e s_u na formulação tradicional do MPI. Assim, as variáveis de folga podem assumir qualquer valor numérico de acordo com as Equações (B.18) e (B.19).

Resolvendo o sistema apresentado na Equação (B.24) obtém-se Δz e $\Delta \lambda$, que representam o passo de atualização das variáveis do problema e dos multiplicadores de Lagrange respectivamente. Os demais passos de atualização Δs_l , Δs_l , $\Delta \pi_l$ e $\Delta \pi_u$ são obtidos conforme Equações (B.29), (B.30), (B.31) e (B.32):

$$\Delta z - \Delta s_l = 0 \quad (\text{B.29})$$

$$\Delta z + \Delta s_l = 0 \quad (\text{B.30})$$

$$\Delta \pi_{lj} = -\frac{\mu}{(s_{lj} + \delta)^2} \Delta z_j + \frac{\mu}{s_{lj} + \delta} - \pi_{lj} \quad (\text{B.31})$$

$$\Delta \pi_{uj} = -\frac{\mu}{(s_{uj} + \delta)^2} \Delta z_j + \frac{\mu}{s_{uj} + \delta} - \pi_{uj} \quad (\text{B.32})$$

O comprimento do passo de atualização das variáveis primais α_p e duais α_d são calculados conforme Equações (B.33) e (B.34), e são utilizadas para preservar a positividade de s_l e s_u , bem como o sinal apropriado de π_l , que deve ser sempre maior que zero e π_u , que deve ser sempre menor que zero.

$$\alpha_p = \min \left\{ \min_{\Delta s_{lj} < 0} \frac{s_{lj}}{|\Delta s_{lj}|}, \min_{\Delta s_{uj} < 0} \frac{s_{uj}}{|\Delta s_{uj}|}, 1 \right\} \quad (\text{B.33})$$

$$\alpha_d = \min \left\{ \min_{\Delta \pi_{lj} < 0} \frac{\pi_{lj}}{|\Delta \pi_{lj}|}, \min_{\Delta \pi_{uj} > 0} \frac{-\pi_{uj}}{|\Delta \pi_{uj}|}, 1 \right\} \quad (\text{B.34})$$

As variáveis do problema de otimização são atualizadas conforme Equações (B.35), (B.36), (B.37), (B.38), (B.39) e (B.40).

$$z = z + \alpha_p \Delta z \quad (\text{B.35})$$

$$s_l = s_l + \alpha_p \Delta s_l \quad (\text{B.36})$$

$$s_u = s_u + \alpha_p \Delta s_u \quad (\text{B.37})$$

$$\lambda = \lambda + \alpha_d \Delta \lambda \quad (\text{B.38})$$

$$\pi_l = \pi_l + \alpha_d \Delta \pi_l \quad (\text{B.39})$$

$$\pi_u = \pi_u + \alpha_d \Delta \pi_u \quad (\text{B.40})$$

O parâmetro barreira μ é atualizado durante o processo iterativo de Newton-Raphson considerando o *gap* de dualidade GAP conforme Equações (B.41) e (B.42). O parâmetro β é introduzido para controlar o decaimento de μ para melhorar o processo de convergência.

$$\mu = \beta \frac{GAP + \delta \sum_{j=1}^n [\pi_{lj} - \pi_{uj}]}{2n} \quad (\text{B.41})$$

Onde:

$$GAP = \sum_{j=1}^n (s_{lj} \pi_{lj} - s_{uj} \pi_{uj}) \quad (\text{B.42})$$

Durante o processo iterativo o parâmetro barreira de segurança δ é reduzido a cada iteração por um fator de redução γ que é definido inicialmente para fazer a barreira de segurança diminuir suavemente e acelerar o processo de convergência, conforme Equação (B.43).

$$\delta_{k+1} = \gamma \delta_k \quad (\text{B.43})$$

Onde k é o contador de iterações.

O método SFTB - IPM descrito anteriormente foi implementado em Matlab exclusivamente para a resolução do problema de estimação estática de estados proposta. As variáveis originais do problema são as correntes em todos os ramos da rede, conforme apresentado na Equação (3.3). As injeções de corrente nas barras de passagem dadas pela Equação (3.13) serão modeladas e incorporadas à Função Objetivo conforme Equação (B.1) e as restrições apresentadas na Equação (3.15) terão variáveis residuais incluídas para que essas inequações sejam modeladas como restrições de igualdade da forma apresentada na Equação (B.2).

Para a solução inicial das variáveis (correntes nos ramos) utilizou-se os valores do caso base do fluxo de potência. Para o limite superior das variáveis do problema l utilizou-se o maior valor absoluto permitido para a corrente que sai da subestação para maior carregamento possível, tanto para a parte real quanto para a imaginária. O limite inferior u é o negativo do limite superior ($l = -u$).

O valor inicial do parâmetro barreira é $\mu_0 = 5$ e o seu valor mínimo permitido é $\mu_{min} = 10^{-8}$. O valor inicial das variáveis de folga s é calculado conforme Equações (B.18) e (B.19). Os multiplicadores de Lagrange λ são inicializados com valores iguais a um. As variáveis duais π_l e π_u são calculadas usando as Equações (B.44) e (B.45).

$$\nabla_{s_{lj}} L = -\frac{\mu}{s_{lj} + \delta} + \pi_{lj} = 0 \quad (\text{B.44})$$

$$\nabla_{s_{uj}} L = -\frac{\mu}{s_{uj} + \delta} - \pi_{uj} = 0 \quad (\text{B.45})$$

O valor inicial do parâmetro barreira de segurança δ é $\delta_0 = 10^{-2}$ e o seu valor mínimo permitido é $\delta_{min} = 10^{-10}$. O fator de redução γ que controla o decaimento de δ é definido como sendo igual a $\gamma = 0,1$ e o parâmetro β é igual a $\beta = 0,2$.

Os critérios de convergência adotados são $\mu < 10^{-5}$, $GAP < 10^{-4}$ e $Eh < 10^{-4}$, onde $Eh = \max|\nabla_{\lambda} L|$, sendo esses os critérios originais do SFTB - IPM. Para que se tenham critérios de convergência semelhantes aos utilizados na ‘toolbox *fmincon*’, foram incluídos os seguintes critérios: $Ex < 10^{-4}$, onde $Ex = \max|\Delta z|$ e $(J_{k+1} - J_k) < 10^{-4}$, sendo J o valor da função objetivo apresentada na Equação (3.1) e k o contador de iterações. Também foi definido que número máximo de iterações é igual a 150, critério este que se sobrepõem aos demais, ou seja, sendo satisfeito encerra o processo iterativo independentemente se satisfiz ou não os demais.

APÊNDICE C – DADOS DOS SISTEMAS

C.1 33 Barras

Este sistema possui 33 barras [40], sendo a barra 33 a barra da subestação, tensão de 12,66 kV e potência base de 1 MVA. Os dados deste sistema estão nas Tabelas 11, 12 e 13.

Tabela 11 – Dados de barra do sistema de 33 barras.

| Barra | P_a (MW) | Q_a (MVar) | P_b (MW) | Q_b (MVar) | P_c (MW) | Q_c (MVar) |
|-------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|
| 1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 |
| 2 | 0,2 | 0,4 | 0,2 | 0,4 | 0,2 | 0,4 |
| 3 | 0,12 | 0,08 | 0,12 | 0,08 | 0,12 | 0,08 |
| 4 | 0,1 | 0,05 | 0,1 | 0,05 | 0,1 | 0,05 |
| 5 | 0,1 | 0,08 | 0,1 | 0,08 | 0,1 | 0,08 |
| 6 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,1 |
| 7 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,1 |
| 8 | 0,08 | 0,04 | 0,08 | 0,04 | 0,08 | 0,04 |
| 9 | 0,07 | 0,06 | 0,07 | 0,06 | 0,07 | 0,06 |
| 10 | 0,09 | 0,1 | 0,09 | 0,1 | 0,09 | 0,1 |
| 11 | 0,06 | 0,35 | 0,06 | 0,35 | 0,06 | 0,35 |
| 12 | 0,06 | 0,35 | 0,06 | 0,35 | 0,06 | 0,35 |
| 13 | 0,12 | 0,1 | 0,12 | 0,1 | 0,12 | 0,1 |
| 14 | 0,1 | 0,07 | 0,1 | 0,07 | 0,1 | 0,07 |
| 15 | 0,06 | 0,02 | 0,06 | 0,02 | 0,06 | 0,02 |
| 16 | 0,06 | 0,02 | 0,06 | 0,02 | 0,06 | 0,02 |
| 17 | 0,1 | 0,04 | 0,1 | 0,04 | 0,1 | 0,04 |
| 18 | 0,09 | 0,04 | 0,09 | 0,04 | 0,09 | 0,04 |
| 19 | 0,1 | 0,07 | 0,1 | 0,07 | 0,1 | 0,07 |
| 20 | 0,09 | 0,04 | 0,09 | 0,04 | 0,09 | 0,04 |
| 21 | 0,09 | 0,04 | 0,09 | 0,04 | 0,09 | 0,04 |
| 22 | 0,09 | 0,05 | 0,09 | 0,05 | 0,09 | 0,05 |
| 23 | 0,22 | 0,2 | 0,22 | 0,2 | 0,22 | 0,2 |
| 24 | 0,42 | 0,2 | 0,42 | 0,2 | 0,42 | 0,2 |
| 25 | 0,3 | 0,25 | 0,3 | 0,25 | 0,3 | 0,25 |
| 26 | 0,06 | 0,025 | 0,06 | 0,025 | 0,06 | 0,025 |
| 27 | 0,06 | 0,1 | 0,06 | 0,1 | 0,06 | 0,1 |
| 28 | 0,12 | 0,07 | 0,12 | 0,07 | 0,12 | 0,07 |
| 29 | 0,2 | 0,6 | 0,2 | 0,6 | 0,2 | 0,6 |
| 30 | 0,15 | 0,07 | 0,15 | 0,07 | 0,15 | 0,07 |
| 31 | 0,21 | 0,1 | 0,21 | 0,1 | 0,21 | 0,1 |
| 32 | 0,06 | 0,04 | 0,06 | 0,04 | 0,06 | 0,04 |
| 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabela 12 – Dados de linha do sistema de 33 barras. Parte 1

| De | Para | R_{aa} (Ohms) | X_{aa} (Ohms) | R_{bb} (Ohms) | X_{bb} (Ohms) | R_{cc} (Ohms) | X_{cc} (Ohms) |
|----|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 33 | 1 | 0,0922 | 0,047 | 0,0922 | 0,047 | 0,0922 | 0,047 |
| 1 | 2 | 0,493 | 0,2511 | 0,493 | 0,2511 | 0,493 | 0,2511 |
| 2 | 3 | 0,366 | 0,1864 | 0,366 | 0,1864 | 0,366 | 0,1864 |
| 3 | 4 | 0,3811 | 0,1941 | 0,3811 | 0,1941 | 0,3811 | 0,1941 |
| 4 | 5 | 0,819 | 0,707 | 0,819 | 0,707 | 0,819 | 0,707 |
| 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 | 1,03 | 0,74 | 1,03 | 0,74 | 1,03 | 0,74 |
| 8 | 9 | 1,044 | 0,74 | 1,044 | 0,74 | 1,044 | 0,74 |
| 9 | 10 | 0,1966 | 0,065 | 0,1966 | 0,065 | 0,1966 | 0,065 |
| 10 | 11 | 0,3744 | 0,1238 | 0,3744 | 0,1238 | 0,3744 | 0,1238 |
| 11 | 12 | 1,468 | 1,155 | 1,468 | 1,155 | 1,468 | 1,155 |
| 12 | 13 | 0,5416 | 0,7129 | 0,5416 | 0,7129 | 0,5416 | 0,7129 |
| 13 | 14 | 0,591 | 0,526 | 0,591 | 0,526 | 0,591 | 0,526 |
| 14 | 15 | 0,7463 | 0,545 | 0,7463 | 0,545 | 0,7463 | 0,545 |
| 15 | 16 | 1,289 | 1,721 | 1,289 | 1,721 | 1,289 | 1,721 |
| 16 | 17 | 0,732 | 0,574 | 0,732 | 0,574 | 0,732 | 0,574 |
| 1 | 18 | 0,164 | 0,1565 | 0,164 | 0,1565 | 0,164 | 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 | 0,898 | 0,7091 | 0,898 | 0,7091 | 0,898 | 0,7091 |
| 23 | 24 | 0,896 | 0,7011 | 0,896 | 0,7011 | 0,896 | 0,7011 |
| 5 | 25 | 0,203 | 0,1034 | 0,203 | 0,1034 | 0,203 | 0,1034 |
| 25 | 26 | 0,2842 | 0,1447 | 0,2842 | 0,1447 | 0,2842 | 0,1447 |
| 26 | 27 | 1,059 | 0,9337 | 1,059 | 0,9337 | 1,059 | 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 | 0,963 | 0,9744 | 0,963 | 0,9744 | 0,963 |
| 30 | 31 | 0,3105 | 0,3619 | 0,3105 | 0,3619 | 0,3105 | 0,3619 |
| 31 | 32 | 0,341 | 0,5302 | 0,341 | 0,5302 | 0,341 | 0,5302 |

Tabela 13 – Dados de linha do sistema de 33 barras. Parte 2

| De | Para | R_{ab} (Ohms) | X_{ab} (Ohms) | R_{ac} (Ohms) | X_{ac} (Ohms) | R_{bc} (Ohms) | X_{bc} (Ohms) |
|----|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 33 | 1 | 0,023050 | 0,011750 | 0,023050 | 0,011750 | 0,023050 | 0,011750 |
| 1 | 2 | 0,123250 | 0,062775 | 0,123250 | 0,062775 | 0,123250 | 0,062775 |
| 2 | 3 | 0,091500 | 0,046600 | 0,091500 | 0,046600 | 0,091500 | 0,046600 |
| 3 | 4 | 0,095275 | 0,048525 | 0,095275 | 0,048525 | 0,095275 | 0,048525 |
| 4 | 5 | 0,204750 | 0,176750 | 0,204750 | 0,176750 | 0,204750 | 0,176750 |
| 5 | 6 | 0,046800 | 0,154700 | 0,046800 | 0,154700 | 0,046800 | 0,154700 |
| 6 | 7 | 0,177850 | 0,058775 | 0,177850 | 0,058775 | 0,177850 | 0,058775 |
| 7 | 8 | 0,257500 | 0,185000 | 0,257500 | 0,185000 | 0,257500 | 0,185000 |
| 8 | 9 | 0,261000 | 0,185000 | 0,261000 | 0,185000 | 0,261000 | 0,185000 |
| 9 | 10 | 0,049150 | 0,016250 | 0,049150 | 0,016250 | 0,049150 | 0,016250 |
| 10 | 11 | 0,093600 | 0,030950 | 0,093600 | 0,030950 | 0,093600 | 0,030950 |
| 11 | 12 | 0,367000 | 0,288750 | 0,367000 | 0,288750 | 0,367000 | 0,288750 |
| 12 | 13 | 0,135400 | 0,178225 | 0,135400 | 0,178225 | 0,135400 | 0,178225 |
| 13 | 14 | 0,147750 | 0,131500 | 0,147750 | 0,131500 | 0,147750 | 0,131500 |
| 14 | 15 | 0,186575 | 0,136250 | 0,186575 | 0,136250 | 0,186575 | 0,136250 |
| 15 | 16 | 0,322250 | 0,430250 | 0,322250 | 0,430250 | 0,322250 | 0,430250 |
| 16 | 17 | 0,183000 | 0,143500 | 0,183000 | 0,143500 | 0,183000 | 0,143500 |
| 1 | 18 | 0,041000 | 0,039125 | 0,041000 | 0,039125 | 0,041000 | 0,039125 |
| 18 | 19 | 0,376050 | 0,338850 | 0,376050 | 0,338850 | 0,376050 | 0,338850 |
| 19 | 20 | 0,102375 | 0,119600 | 0,102375 | 0,119600 | 0,102375 | 0,119600 |
| 20 | 21 | 0,177225 | 0,234325 | 0,177225 | 0,234325 | 0,177225 | 0,234325 |
| 2 | 22 | 0,112800 | 0,077075 | 0,112800 | 0,077075 | 0,112800 | 0,077075 |
| 22 | 23 | 0,224500 | 0,177275 | 0,224500 | 0,177275 | 0,224500 | 0,177275 |
| 23 | 24 | 0,224000 | 0,175275 | 0,224000 | 0,175275 | 0,224000 | 0,175275 |
| 5 | 25 | 0,050750 | 0,025850 | 0,050750 | 0,025850 | 0,050750 | 0,025850 |
| 25 | 26 | 0,071050 | 0,036175 | 0,071050 | 0,036175 | 0,071050 | 0,036175 |
| 26 | 27 | 0,264750 | 0,233425 | 0,264750 | 0,233425 | 0,264750 | 0,233425 |
| 27 | 28 | 0,201050 | 0,175150 | 0,201050 | 0,175150 | 0,201050 | 0,175150 |
| 28 | 29 | 0,126875 | 0,064625 | 0,126875 | 0,064625 | 0,126875 | 0,064625 |
| 29 | 30 | 0,243600 | 0,240750 | 0,243600 | 0,240750 | 0,243600 | 0,240750 |
| 30 | 31 | 0,077625 | 0,090475 | 0,077625 | 0,090475 | 0,077625 | 0,090475 |
| 31 | 32 | 0,085250 | 0,132550 | 0,085250 | 0,132550 | 0,085250 | 0,132550 |

C.2 70 Barras

Este sistema possui 70 barras [41], sendo a barra 1 a barra da subestação, tensão de 12,66 kV e potência base de 1 MVA. Os dados deste sistema estão nas Tabelas 14, 15, 16, 17, 18 e 19.

Tabela 14 – Dados de barra do sistema de 70 barras. Parte 1

| Barra | P_a (MW) | Q_a (MVar) | P_b (MW) | Q_b (MVar) | P_c (MW) | Q_c (MVar) |
|-------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0,0026 | 0,0022 | 0,0026 | 0,0022 | 0,0026 | 0,0022 |
| 8 | 0,0404 | 0,0300 | 0,0404 | 0,0300 | 0,0404 | 0,0300 |
| 9 | 0,0750 | 0,0540 | 0,0750 | 0,0540 | 0,0750 | 0,0540 |
| 10 | 0,0300 | 0,0220 | 0,0300 | 0,0220 | 0,0300 | 0,0220 |
| 11 | 0,0280 | 0,0190 | 0,0280 | 0,0190 | 0,0280 | 0,0190 |
| 12 | 0,1450 | 0,1040 | 0,1450 | 0,1040 | 0,1450 | 0,1040 |
| 13 | 0,1450 | 0,1040 | 0,1450 | 0,1040 | 0,1450 | 0,1040 |
| 14 | 0,0080 | 0,0055 | 0,0080 | 0,0055 | 0,0080 | 0,0055 |
| 15 | 0,0080 | 0,0055 | 0,0080 | 0,0055 | 0,0080 | 0,0055 |
| 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0,0455 | 0,0300 | 0,0455 | 0,0300 | 0,0455 | 0,0300 |
| 18 | 0,0600 | 0,0350 | 0,0600 | 0,0350 | 0,0600 | 0,0350 |
| 19 | 0,0600 | 0,0350 | 0,0600 | 0,0350 | 0,0600 | 0,0350 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0,0010 | 0,0006 | 0,0010 | 0,0006 | 0,0010 | 0,0006 |
| 22 | 0,1140 | 0,0810 | 0,1140 | 0,0810 | 0,1140 | 0,0810 |
| 23 | 0,0053 | 0,0035 | 0,0053 | 0,0035 | 0,0053 | 0,0035 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | 0,0280 | 0,0200 | 0,0280 | 0,0200 | 0,0280 | 0,0200 |
| 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | 0,0140 | 0,0100 | 0,0140 | 0,0100 | 0,0140 | 0,0100 |
| 28 | 0,0140 | 0,0100 | 0,0140 | 0,0100 | 0,0140 | 0,0100 |
| 29 | 0,0260 | 0,0186 | 0,0260 | 0,0186 | 0,0260 | 0,0186 |
| 30 | 0,0260 | 0,0186 | 0,0260 | 0,0186 | 0,0260 | 0,0186 |
| 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 34 | 0,0140 | 0,0100 | 0,0140 | 0,0100 | 0,0140 | 0,0100 |

Tabela 15 – Dados de barra do sistema de 70 barras. Parte 2

| Barra | P_a (MW) | Q_a (MVA _r) | P_b (MW) | Q_b (MVA _r) | P_c (MW) | Q_c (MVA _r) |
|-------|------------|---------------------------|------------|---------------------------|------------|---------------------------|
| 35 | 0,0195 | 0,0140 | 0,0195 | 0,0140 | 0,0195 | 0,0140 |
| 36 | 0,0060 | 0,0040 | 0,0060 | 0,0040 | 0,0060 | 0,0040 |
| 37 | 0,0260 | 0,0186 | 0,0260 | 0,0186 | 0,0260 | 0,0186 |
| 38 | 0,0260 | 0,0186 | 0,0260 | 0,0186 | 0,0260 | 0,0186 |
| 39 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 40 | 0,0240 | 0,0170 | 0,0240 | 0,0170 | 0,0240 | 0,0170 |
| 41 | 0,0240 | 0,0170 | 0,0240 | 0,0170 | 0,0240 | 0,0170 |
| 42 | 0,0012 | 0,0010 | 0,0012 | 0,0010 | 0,0012 | 0,0010 |
| 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 44 | 0,0060 | 0,0043 | 0,0060 | 0,0043 | 0,0060 | 0,0043 |
| 45 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 46 | 0,0392 | 0,0263 | 0,0392 | 0,0263 | 0,0392 | 0,0263 |
| 47 | 0,0392 | 0,0263 | 0,0392 | 0,0263 | 0,0392 | 0,0263 |
| 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 49 | 0,0790 | 0,0564 | 0,0790 | 0,0564 | 0,0790 | 0,0564 |
| 50 | 0,3847 | 0,2745 | 0,3847 | 0,2745 | 0,3847 | 0,2745 |
| 51 | 0,3847 | 0,2745 | 0,3847 | 0,2745 | 0,3847 | 0,2745 |
| 52 | 0,0405 | 0,0283 | 0,0405 | 0,0283 | 0,0405 | 0,0283 |
| 53 | 0,0036 | 0,0027 | 0,0036 | 0,0027 | 0,0036 | 0,0027 |
| 54 | 0,0044 | 0,0035 | 0,0044 | 0,0035 | 0,0044 | 0,0035 |
| 55 | 0,0264 | 0,0190 | 0,0264 | 0,0190 | 0,0264 | 0,0190 |
| 56 | 0,0240 | 0,0172 | 0,0240 | 0,0172 | 0,0240 | 0,0172 |
| 57 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 59 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 60 | 0,1000 | 0,0720 | 0,1000 | 0,0720 | 0,1000 | 0,0720 |
| 61 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 62 | 1,2440 | 0,8880 | 1,2440 | 0,8880 | 1,2440 | 0,8880 |
| 63 | 0,0320 | 0,0230 | 0,0320 | 0,0230 | 0,0320 | 0,0230 |
| 64 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 65 | 0,2270 | 0,1620 | 0,2270 | 0,1620 | 0,2270 | 0,1620 |
| 66 | 0,0590 | 0,0420 | 0,0590 | 0,0420 | 0,0590 | 0,0420 |
| 67 | 0,0180 | 0,0130 | 0,0180 | 0,0130 | 0,0180 | 0,0130 |
| 68 | 0,0180 | 0,0130 | 0,0180 | 0,0130 | 0,0180 | 0,0130 |
| 69 | 0,0280 | 0,0200 | 0,0280 | 0,0200 | 0,0280 | 0,0200 |
| 70 | 0,0280 | 0,0200 | 0,0280 | 0,0200 | 0,0280 | 0,0200 |

Tabela 16 – Dados de linha do sistema de 70 barras. Parte 1

| De | Para | R_{aa} (Ohms) | X_{aa} (Ohms) | R_{bb} (Ohms) | X_{bb} (Ohms) | R_{cc} (Ohms) | X_{cc} (Ohms) |
|----|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1 | 2 | 0,0005 | 0,0012 | 0,0005 | 0,0012 | 0,0005 | 0,0012 |
| 2 | 3 | 0,0005 | 0,0012 | 0,0005 | 0,0012 | 0,0005 | 0,0012 |
| 3 | 4 | 0,0004 | 0 | 0,0004 | 0 | 0,0004 | 0 |
| 4 | 5 | 0,0015 | 0,0036 | 0,0015 | 0,0036 | 0,0015 | 0,0036 |
| 5 | 6 | 0,0251 | 0,0294 | 0,0251 | 0,0294 | 0,0251 | 0,0294 |
| 6 | 7 | 0,3660 | 0,1864 | 0,3660 | 0,1864 | 0,3660 | 0,1864 |
| 7 | 8 | 0,3811 | 0,1941 | 0,3811 | 0,1941 | 0,3811 | 0,1941 |
| 8 | 9 | 0,0922 | 0,0470 | 0,0922 | 0,0470 | 0,0922 | 0,0470 |
| 9 | 10 | 0,0493 | 0,0251 | 0,0493 | 0,0251 | 0,0493 | 0,0251 |
| 10 | 11 | 0,8190 | 0,2707 | 0,8190 | 0,2707 | 0,8190 | 0,2707 |
| 11 | 12 | 0,1872 | 0,0619 | 0,1872 | 0,0619 | 0,1872 | 0,0619 |
| 12 | 13 | 0,7114 | 0,2351 | 0,7114 | 0,2351 | 0,7114 | 0,2351 |
| 13 | 14 | 1,0300 | 0,3400 | 1,0300 | 0,3400 | 1,0300 | 0,3400 |
| 14 | 15 | 1,0440 | 0,3450 | 1,0440 | 0,3450 | 1,0440 | 0,3450 |
| 15 | 16 | 1,0580 | 0,3496 | 1,0580 | 0,3496 | 1,0580 | 0,3496 |
| 16 | 17 | 0,1966 | 0,0650 | 0,1966 | 0,0650 | 0,1966 | 0,0650 |
| 17 | 18 | 0,3744 | 0,1238 | 0,3744 | 0,1238 | 0,3744 | 0,1238 |
| 18 | 19 | 0,0047 | 0,0016 | 0,0047 | 0,0016 | 0,0047 | 0,0016 |
| 19 | 20 | 0,3276 | 0,1083 | 0,3276 | 0,1083 | 0,3276 | 0,1083 |
| 20 | 21 | 0,2106 | 0,0696 | 0,2106 | 0,0696 | 0,2106 | 0,0696 |
| 21 | 22 | 0,3416 | 0,1129 | 0,3416 | 0,1129 | 0,3416 | 0,1129 |
| 22 | 23 | 0,0140 | 0,0046 | 0,0140 | 0,0046 | 0,0140 | 0,0046 |
| 23 | 24 | 0,1591 | 0,0526 | 0,1591 | 0,0526 | 0,1591 | 0,0526 |
| 24 | 25 | 0,3463 | 0,1145 | 0,3463 | 0,1145 | 0,3463 | 0,1145 |
| 25 | 26 | 0,7488 | 0,2475 | 0,7488 | 0,2475 | 0,7488 | 0,2475 |
| 26 | 27 | 0,3089 | 0,1021 | 0,3089 | 0,1021 | 0,3089 | 0,1021 |
| 27 | 28 | 0,1732 | 0,0572 | 0,1732 | 0,0572 | 0,1732 | 0,0572 |
| 3 | 29 | 0,0044 | 0,0108 | 0,0044 | 0,0108 | 0,0044 | 0,0108 |
| 29 | 30 | 0,0640 | 0,1565 | 0,0640 | 0,1565 | 0,0640 | 0,1565 |
| 30 | 31 | 0,3978 | 0,1315 | 0,3978 | 0,1315 | 0,3978 | 0,1315 |
| 31 | 32 | 0,0702 | 0,0232 | 0,0702 | 0,0232 | 0,0702 | 0,0232 |
| 32 | 33 | 0,3510 | 0,1160 | 0,3510 | 0,1160 | 0,3510 | 0,1160 |
| 33 | 34 | 0,8390 | 0,2816 | 0,8390 | 0,2816 | 0,8390 | 0,2816 |

Tabela 17 – Dados de linha do sistema de 70 barras. Parte 2

| De | Para | R_{aa} (Ohms) | X_{aa} (Ohms) | R_{bb} (Ohms) | X_{bb} (Ohms) | R_{cc} (Ohms) | X_{cc} (Ohms) |
|----|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 34 | 35 | 1,7080 | 0,5646 | 1,7080 | 0,5646 | 1,7080 | 0,5646 |
| 35 | 36 | 1,4740 | 0,4873 | 1,4740 | 0,4873 | 1,4740 | 0,4873 |
| 4 | 37 | 0,0044 | 0,0108 | 0,0044 | 0,0108 | 0,0044 | 0,0108 |
| 37 | 38 | 0,0640 | 0,1565 | 0,0640 | 0,1565 | 0,0640 | 0,1565 |
| 38 | 39 | 0,1053 | 0,1230 | 0,1053 | 0,1230 | 0,1053 | 0,1230 |
| 39 | 40 | 0,0304 | 0,0355 | 0,0304 | 0,0355 | 0,0304 | 0,0355 |
| 40 | 41 | 0,0018 | 0,0021 | 0,0018 | 0,0021 | 0,0018 | 0,0021 |
| 41 | 42 | 0,7283 | 0,8509 | 0,7283 | 0,8509 | 0,7283 | 0,8509 |
| 42 | 43 | 0,3100 | 0,3623 | 0,3100 | 0,3623 | 0,3100 | 0,3623 |
| 43 | 44 | 0,0410 | 0,0478 | 0,0410 | 0,0478 | 0,0410 | 0,0478 |
| 44 | 45 | 0,0092 | 0,0116 | 0,0092 | 0,0116 | 0,0092 | 0,0116 |
| 45 | 46 | 0,1089 | 0,1373 | 0,1089 | 0,1373 | 0,1089 | 0,1373 |
| 46 | 47 | 0,0009 | 0,0012 | 0,0009 | 0,0012 | 0,0009 | 0,0012 |
| 5 | 48 | 0,0034 | 0,0084 | 0,0034 | 0,0084 | 0,0034 | 0,0084 |
| 48 | 49 | 0,0851 | 0,2083 | 0,0851 | 0,2083 | 0,0851 | 0,2083 |
| 49 | 50 | 0,2898 | 0,7091 | 0,2898 | 0,7091 | 0,2898 | 0,7091 |
| 50 | 51 | 0,0822 | 0,2011 | 0,0822 | 0,2011 | 0,0822 | 0,2011 |
| 9 | 52 | 0,0928 | 0,0473 | 0,0928 | 0,0473 | 0,0928 | 0,0473 |
| 52 | 53 | 0,3319 | 0,1114 | 0,3319 | 0,1114 | 0,3319 | 0,1114 |
| 10 | 54 | 0,1740 | 0,0886 | 0,1740 | 0,0886 | 0,1740 | 0,0886 |
| 54 | 55 | 0,2030 | 0,1034 | 0,2030 | 0,1034 | 0,2030 | 0,1034 |
| 55 | 56 | 0,2842 | 0,1447 | 0,2842 | 0,1447 | 0,2842 | 0,1447 |
| 56 | 57 | 0,2813 | 0,1433 | 0,2813 | 0,1433 | 0,2813 | 0,1433 |
| 57 | 58 | 1,5900 | 0,5337 | 1,5900 | 0,5337 | 1,5900 | 0,5337 |
| 58 | 59 | 0,7837 | 0,2630 | 0,7837 | 0,2630 | 0,7837 | 0,2630 |
| 59 | 60 | 0,3042 | 0,1006 | 0,3042 | 0,1006 | 0,3042 | 0,1006 |
| 60 | 61 | 0,3861 | 0,1172 | 0,3861 | 0,1172 | 0,3861 | 0,1172 |
| 61 | 62 | 0,5075 | 0,2585 | 0,5075 | 0,2585 | 0,5075 | 0,2585 |
| 62 | 63 | 0,0974 | 0,0496 | 0,0974 | 0,0496 | 0,0974 | 0,0496 |
| 63 | 64 | 0,1450 | 0,0738 | 0,1450 | 0,0738 | 0,1450 | 0,0738 |
| 64 | 65 | 0,7105 | 0,3619 | 0,7105 | 0,3619 | 0,7105 | 0,3619 |
| 65 | 66 | 1,0410 | 0,5302 | 1,0410 | 0,5302 | 1,0410 | 0,5302 |
| 12 | 67 | 0,2012 | 0,0611 | 0,2012 | 0,0611 | 0,2012 | 0,0611 |
| 67 | 68 | 0,0047 | 0,0014 | 0,0047 | 0,0014 | 0,0047 | 0,0014 |
| 13 | 69 | 0,7394 | 0,2444 | 0,7394 | 0,2444 | 0,7394 | 0,2444 |
| 69 | 70 | 0,0047 | 0,0016 | 0,0047 | 0,0016 | 0,0047 | 0,0016 |

Tabela 18 – Dados de linha do sistema de 70 barras. Parte 3

| De | Para | R_{ab} (Ohms) | X_{ab} (Ohms) | R_{ac} (Ohms) | X_{ac} (Ohms) | R_{bc} (Ohms) | X_{bc} (Ohms) |
|----|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1 | 2 | 0,000125 | 0,000300 | 0,000125 | 0,000300 | 0,000125 | 0,000300 |
| 2 | 3 | 0,000125 | 0,000300 | 0,000125 | 0,000300 | 0,000125 | 0,000300 |
| 3 | 4 | 0,000100 | 0 | 0,000100 | 0 | 0,000100 | 0 |
| 4 | 5 | 0,000375 | 0,000900 | 0,000375 | 0,000900 | 0,000375 | 0,000900 |
| 5 | 6 | 0,006275 | 0,007350 | 0,006275 | 0,007350 | 0,006275 | 0,007350 |
| 6 | 7 | 0,091500 | 0,046600 | 0,091500 | 0,046600 | 0,091500 | 0,046600 |
| 7 | 8 | 0,095275 | 0,048525 | 0,095275 | 0,048525 | 0,095275 | 0,048525 |
| 8 | 9 | 0,023050 | 0,011750 | 0,023050 | 0,011750 | 0,023050 | 0,011750 |
| 9 | 10 | 0,012325 | 0,006275 | 0,012325 | 0,006275 | 0,012325 | 0,006275 |
| 10 | 11 | 0,204750 | 0,067675 | 0,204750 | 0,067675 | 0,204750 | 0,067675 |
| 11 | 12 | 0,046800 | 0,015475 | 0,046800 | 0,015475 | 0,046800 | 0,015475 |
| 12 | 13 | 0,177850 | 0,058775 | 0,177850 | 0,058775 | 0,177850 | 0,058775 |
| 13 | 14 | 0,257500 | 0,085000 | 0,257500 | 0,085000 | 0,257500 | 0,085000 |
| 14 | 15 | 0,261000 | 0,086250 | 0,261000 | 0,086250 | 0,261000 | 0,086250 |
| 15 | 16 | 0,264500 | 0,087400 | 0,264500 | 0,087400 | 0,264500 | 0,087400 |
| 16 | 17 | 0,049150 | 0,016250 | 0,049150 | 0,016250 | 0,049150 | 0,016250 |
| 17 | 18 | 0,093600 | 0,030950 | 0,093600 | 0,030950 | 0,093600 | 0,030950 |
| 18 | 19 | 0,001175 | 0,000400 | 0,001175 | 0,000400 | 0,001175 | 0,000400 |
| 19 | 20 | 0,081900 | 0,027075 | 0,081900 | 0,027075 | 0,081900 | 0,027075 |
| 20 | 21 | 0,052650 | 0,017400 | 0,052650 | 0,017400 | 0,052650 | 0,017400 |
| 21 | 22 | 0,085400 | 0,028225 | 0,085400 | 0,028225 | 0,085400 | 0,028225 |
| 22 | 23 | 0,003500 | 0,001150 | 0,003500 | 0,001150 | 0,003500 | 0,001150 |
| 23 | 24 | 0,039775 | 0,013150 | 0,039775 | 0,013150 | 0,039775 | 0,013150 |
| 24 | 25 | 0,086575 | 0,028625 | 0,086575 | 0,028625 | 0,086575 | 0,028625 |
| 25 | 26 | 0,187200 | 0,061875 | 0,187200 | 0,061875 | 0,187200 | 0,061875 |
| 26 | 27 | 0,077225 | 0,025525 | 0,077225 | 0,025525 | 0,077225 | 0,025525 |
| 27 | 28 | 0,043300 | 0,014300 | 0,043300 | 0,014300 | 0,043300 | 0,014300 |
| 3 | 29 | 0,001100 | 0,002700 | 0,001100 | 0,002700 | 0,001100 | 0,002700 |
| 29 | 30 | 0,016000 | 0,039125 | 0,016000 | 0,039125 | 0,016000 | 0,039125 |
| 30 | 31 | 0,099450 | 0,032875 | 0,099450 | 0,032875 | 0,099450 | 0,032875 |
| 31 | 32 | 0,017550 | 0,005800 | 0,017550 | 0,005800 | 0,017550 | 0,005800 |
| 32 | 33 | 0,087750 | 0,029000 | 0,087750 | 0,029000 | 0,087750 | 0,029000 |
| 33 | 34 | 0,209750 | 0,070400 | 0,209750 | 0,070400 | 0,209750 | 0,070400 |

Tabela 19 – Dados de linha do sistema de 70 barras. Parte 4

| De | Para | R_{ab} (Ohms) | X_{ab} (Ohms) | R_{ac} (Ohms) | X_{ac} (Ohms) | R_{bc} (Ohms) | X_{bc} (Ohms) |
|----|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 34 | 35 | 0,427000 | 0,141150 | 0,427000 | 0,141150 | 0,427000 | 0,141150 |
| 35 | 36 | 0,368500 | 0,121825 | 0,368500 | 0,121825 | 0,368500 | 0,121825 |
| 4 | 37 | 0,001100 | 0,002700 | 0,001100 | 0,002700 | 0,001100 | 0,002700 |
| 37 | 38 | 0,016000 | 0,039125 | 0,016000 | 0,039125 | 0,016000 | 0,039125 |
| 38 | 39 | 0,026325 | 0,030750 | 0,026325 | 0,030750 | 0,026325 | 0,030750 |
| 39 | 40 | 0,007600 | 0,008875 | 0,007600 | 0,008875 | 0,007600 | 0,008875 |
| 40 | 41 | 0,000450 | 0,000525 | 0,000450 | 0,000525 | 0,000450 | 0,000525 |
| 41 | 42 | 0,182075 | 0,212725 | 0,182075 | 0,212725 | 0,182075 | 0,212725 |
| 42 | 43 | 0,077500 | 0,090575 | 0,077500 | 0,090575 | 0,077500 | 0,090575 |
| 43 | 44 | 0,010250 | 0,011950 | 0,010250 | 0,011950 | 0,010250 | 0,011950 |
| 44 | 45 | 0,002300 | 0,002900 | 0,002300 | 0,002900 | 0,002300 | 0,002900 |
| 45 | 46 | 0,027225 | 0,034325 | 0,027225 | 0,034325 | 0,027225 | 0,034325 |
| 46 | 47 | 0,000225 | 0,000300 | 0,000225 | 0,000300 | 0,000225 | 0,000300 |
| 5 | 48 | 0,000850 | 0,002100 | 0,000850 | 0,002100 | 0,000850 | 0,002100 |
| 48 | 49 | 0,021275 | 0,052075 | 0,021275 | 0,052075 | 0,021275 | 0,052075 |
| 49 | 50 | 0,072450 | 0,177275 | 0,072450 | 0,177275 | 0,072450 | 0,177275 |
| 50 | 51 | 0,020550 | 0,050275 | 0,020550 | 0,050275 | 0,020550 | 0,050275 |
| 9 | 52 | 0,023200 | 0,011825 | 0,023200 | 0,011825 | 0,023200 | 0,011825 |
| 52 | 53 | 0,082975 | 0,027850 | 0,082975 | 0,027850 | 0,082975 | 0,027850 |
| 10 | 54 | 0,043500 | 0,022150 | 0,043500 | 0,022150 | 0,043500 | 0,022150 |
| 54 | 55 | 0,050750 | 0,025850 | 0,050750 | 0,025850 | 0,050750 | 0,025850 |
| 55 | 56 | 0,071050 | 0,036175 | 0,071050 | 0,036175 | 0,071050 | 0,036175 |
| 56 | 57 | 0,070325 | 0,035825 | 0,070325 | 0,035825 | 0,070325 | 0,035825 |
| 57 | 58 | 0,397500 | 0,133425 | 0,397500 | 0,133425 | 0,397500 | 0,133425 |
| 58 | 59 | 0,195925 | 0,065750 | 0,195925 | 0,065750 | 0,195925 | 0,065750 |
| 59 | 60 | 0,076050 | 0,025150 | 0,076050 | 0,025150 | 0,076050 | 0,025150 |
| 60 | 61 | 0,096525 | 0,029300 | 0,096525 | 0,029300 | 0,096525 | 0,029300 |
| 61 | 62 | 0,126875 | 0,064625 | 0,126875 | 0,064625 | 0,126875 | 0,064625 |
| 62 | 63 | 0,024350 | 0,012400 | 0,024350 | 0,012400 | 0,024350 | 0,012400 |
| 63 | 64 | 0,036250 | 0,018450 | 0,036250 | 0,018450 | 0,036250 | 0,018450 |
| 64 | 65 | 0,177625 | 0,090475 | 0,177625 | 0,090475 | 0,177625 | 0,090475 |
| 65 | 66 | 0,260250 | 0,132550 | 0,260250 | 0,132550 | 0,260250 | 0,132550 |
| 12 | 67 | 0,050300 | 0,015275 | 0,050300 | 0,015275 | 0,050300 | 0,015275 |
| 67 | 68 | 0,001175 | 0,000350 | 0,001175 | 0,000350 | 0,001175 | 0,000350 |
| 13 | 69 | 0,184850 | 0,061100 | 0,184850 | 0,061100 | 0,184850 | 0,061100 |
| 69 | 70 | 0,001175 | 0,000400 | 0,001175 | 0,000400 | 0,001175 | 0,000400 |

APÊNDICE D – Resultados

D.1 Média Histórica Fixa *versus* $t-1$

D.1.1 33 Barras

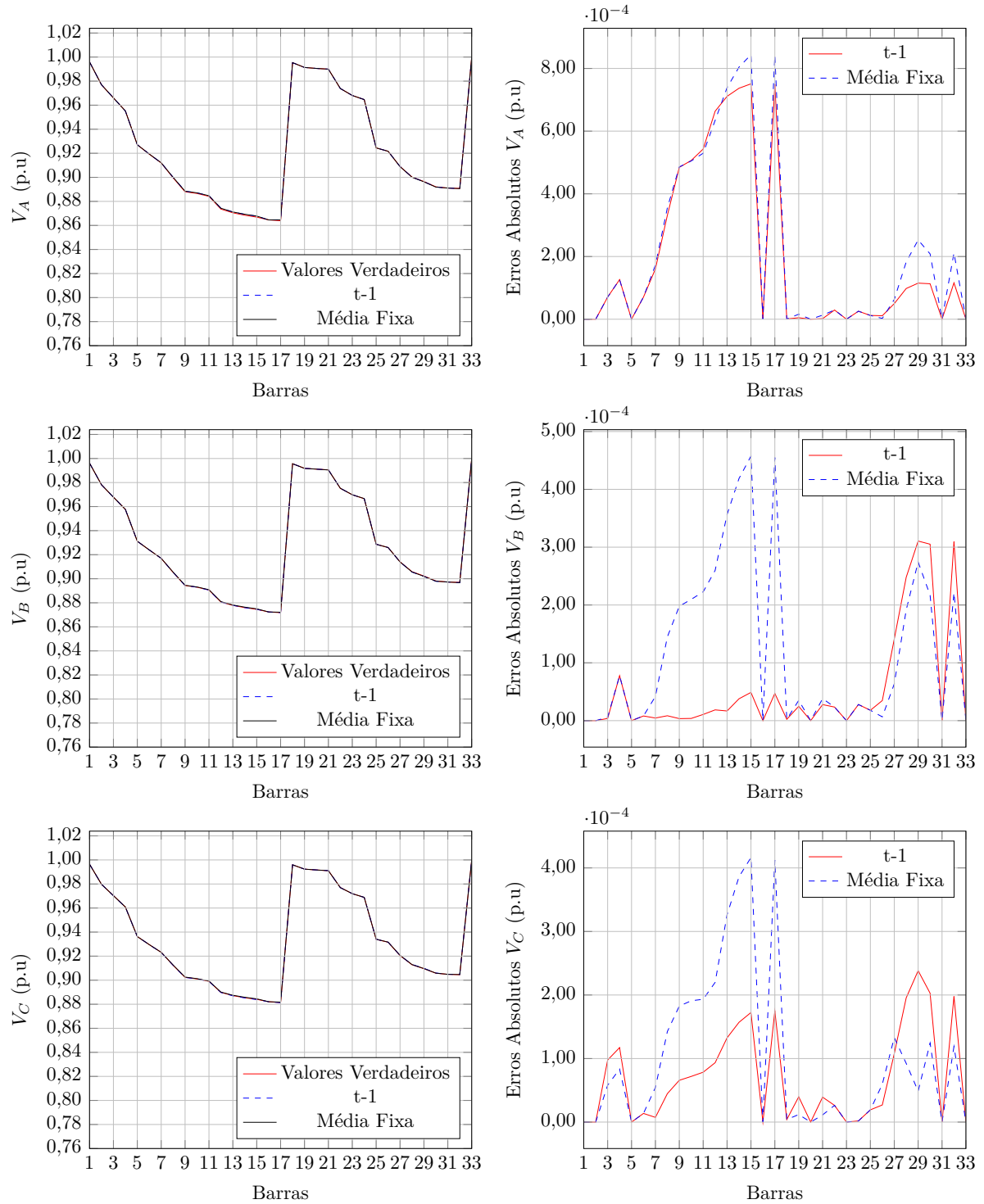


Figura 77 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

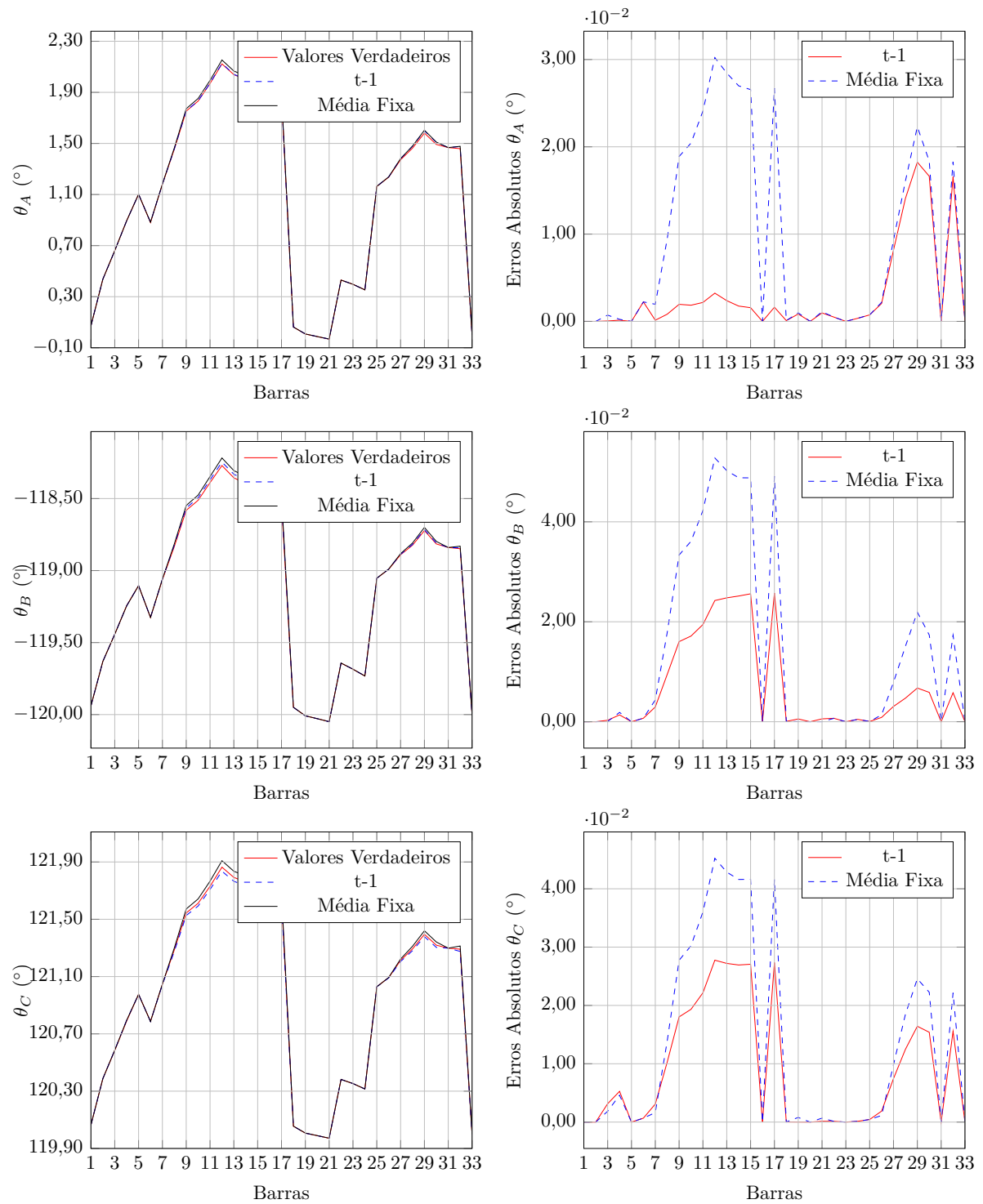


Figura 78 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

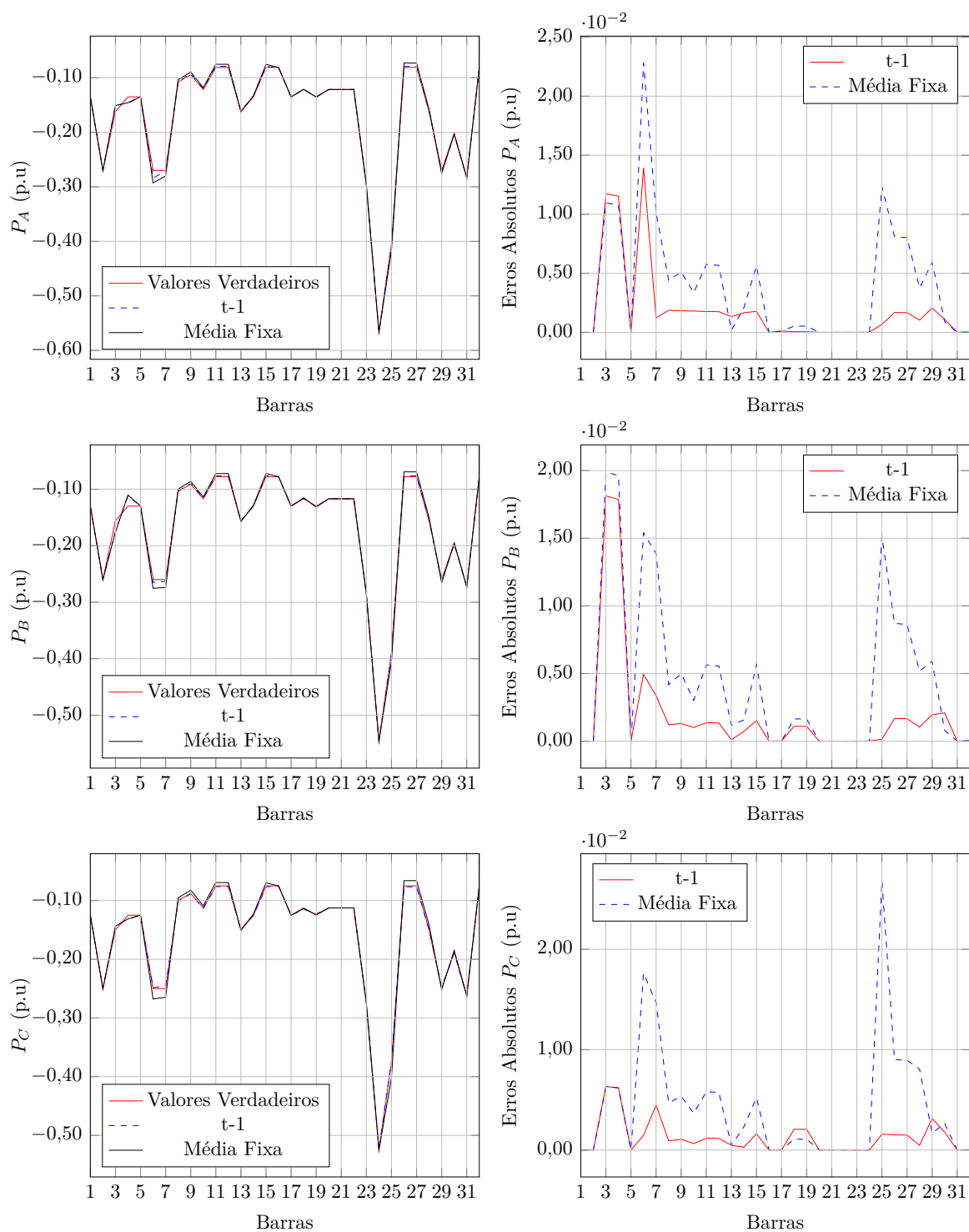


Figura 79 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

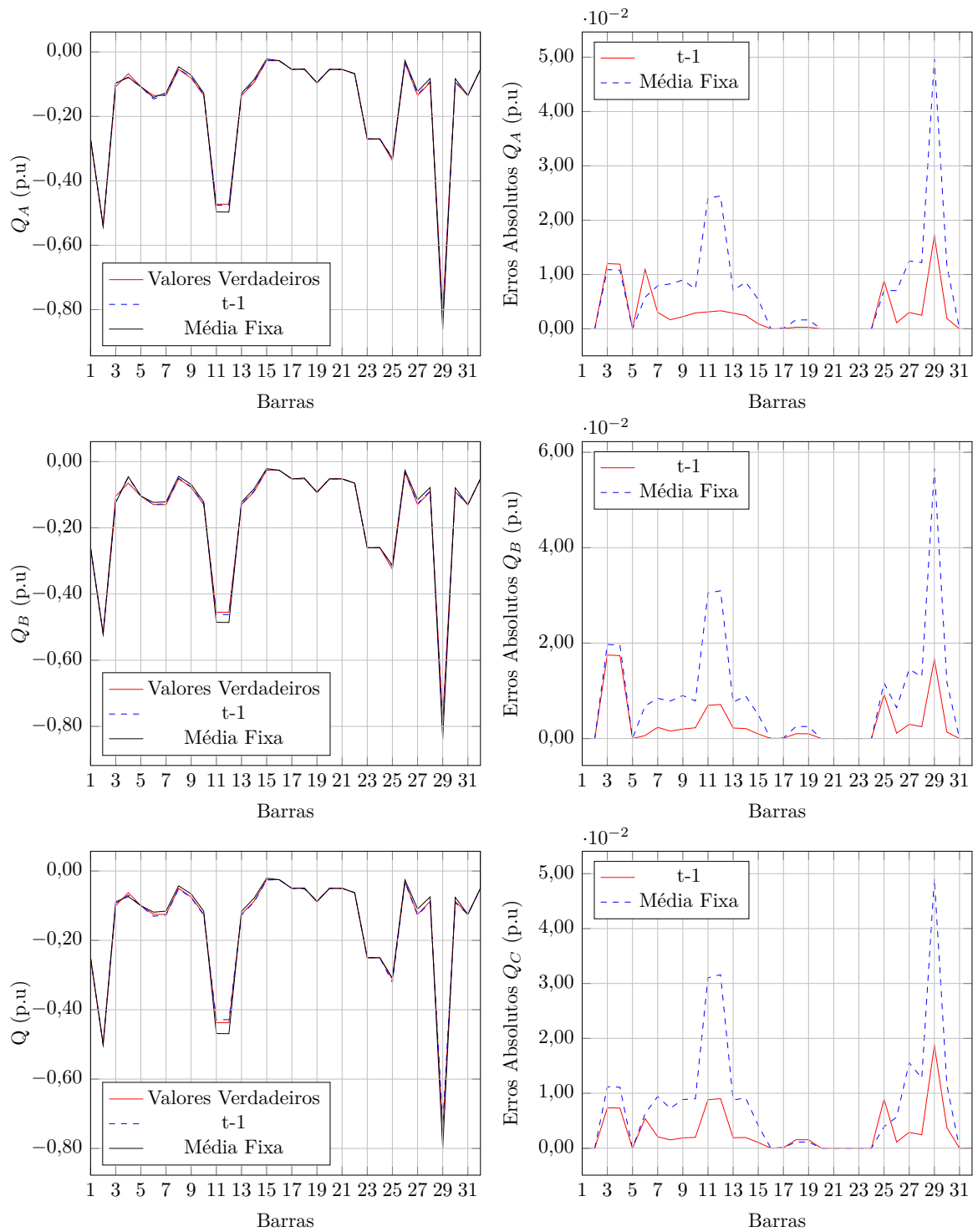


Figura 80 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

D.1.2 70 Barras

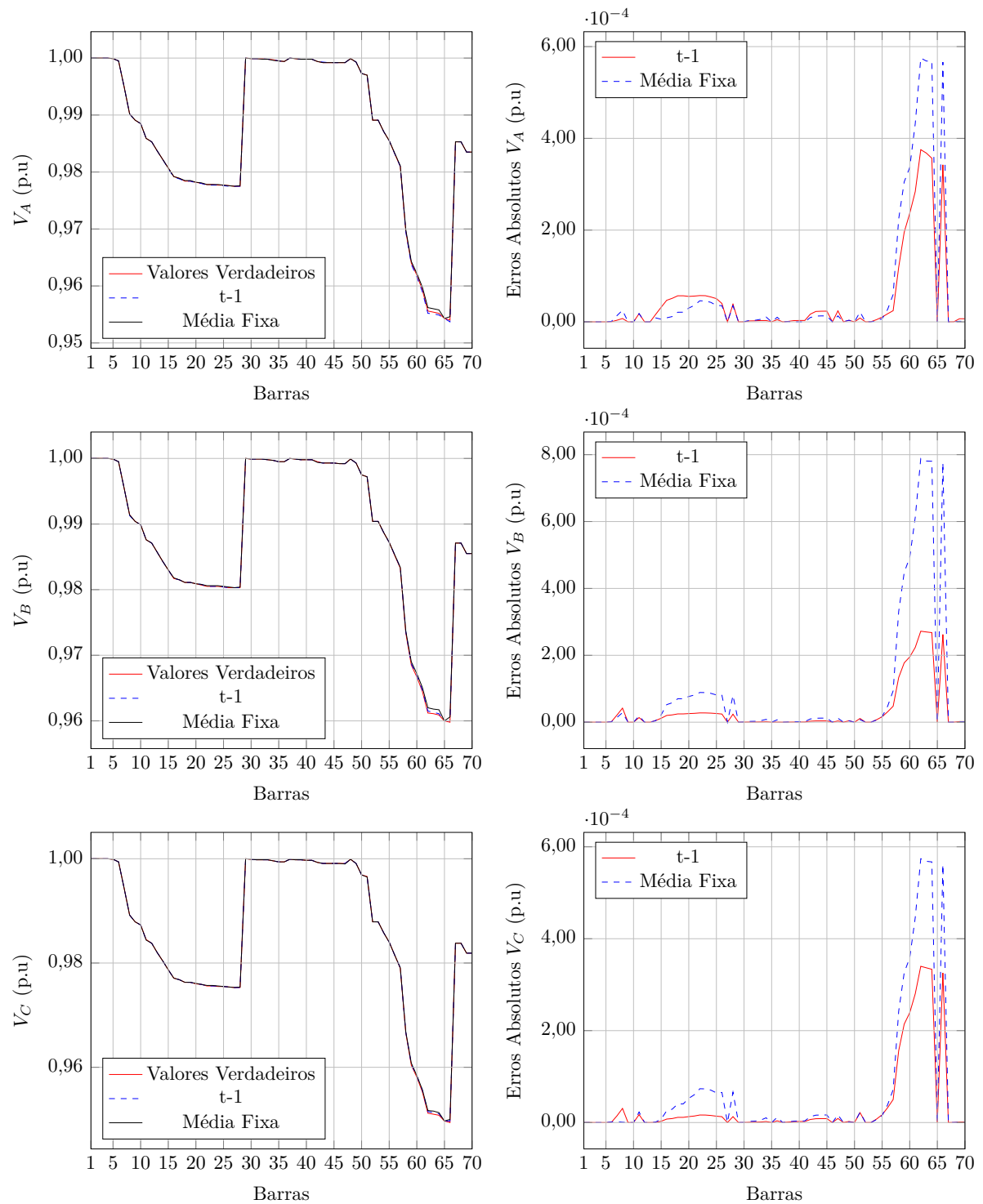


Figura 81 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* *t-1*.

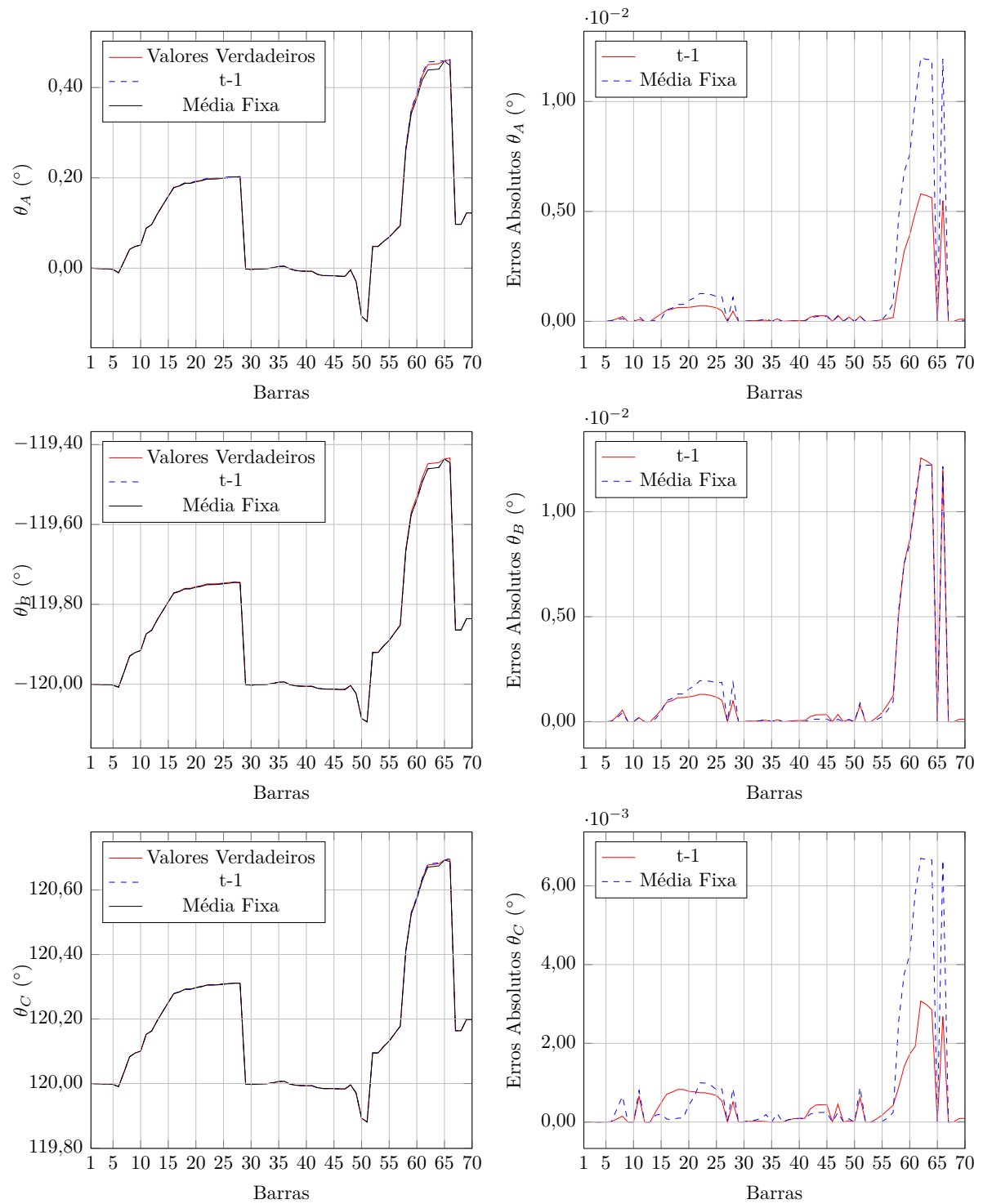


Figura 82 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* *t-1*.

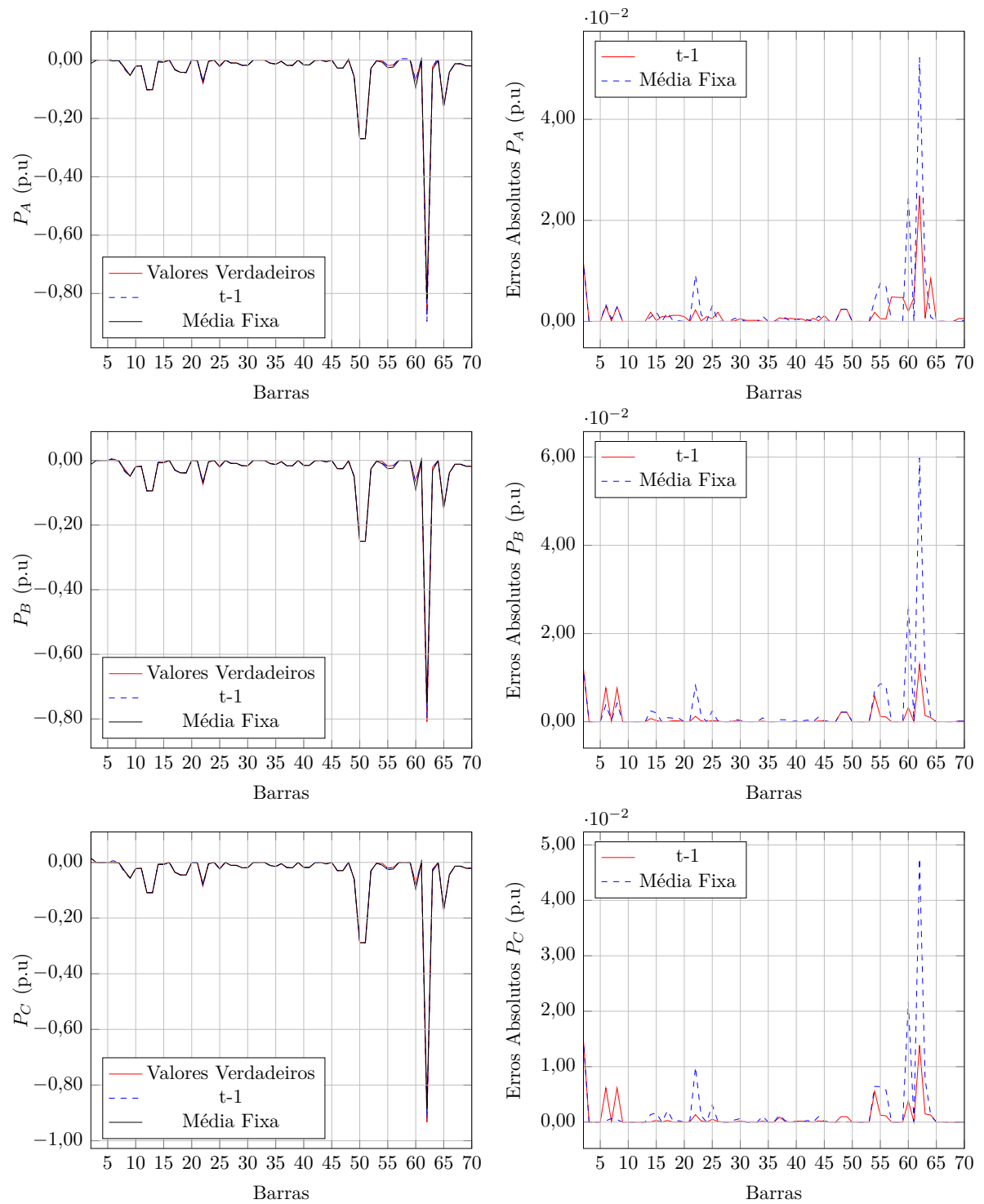


Figura 83 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

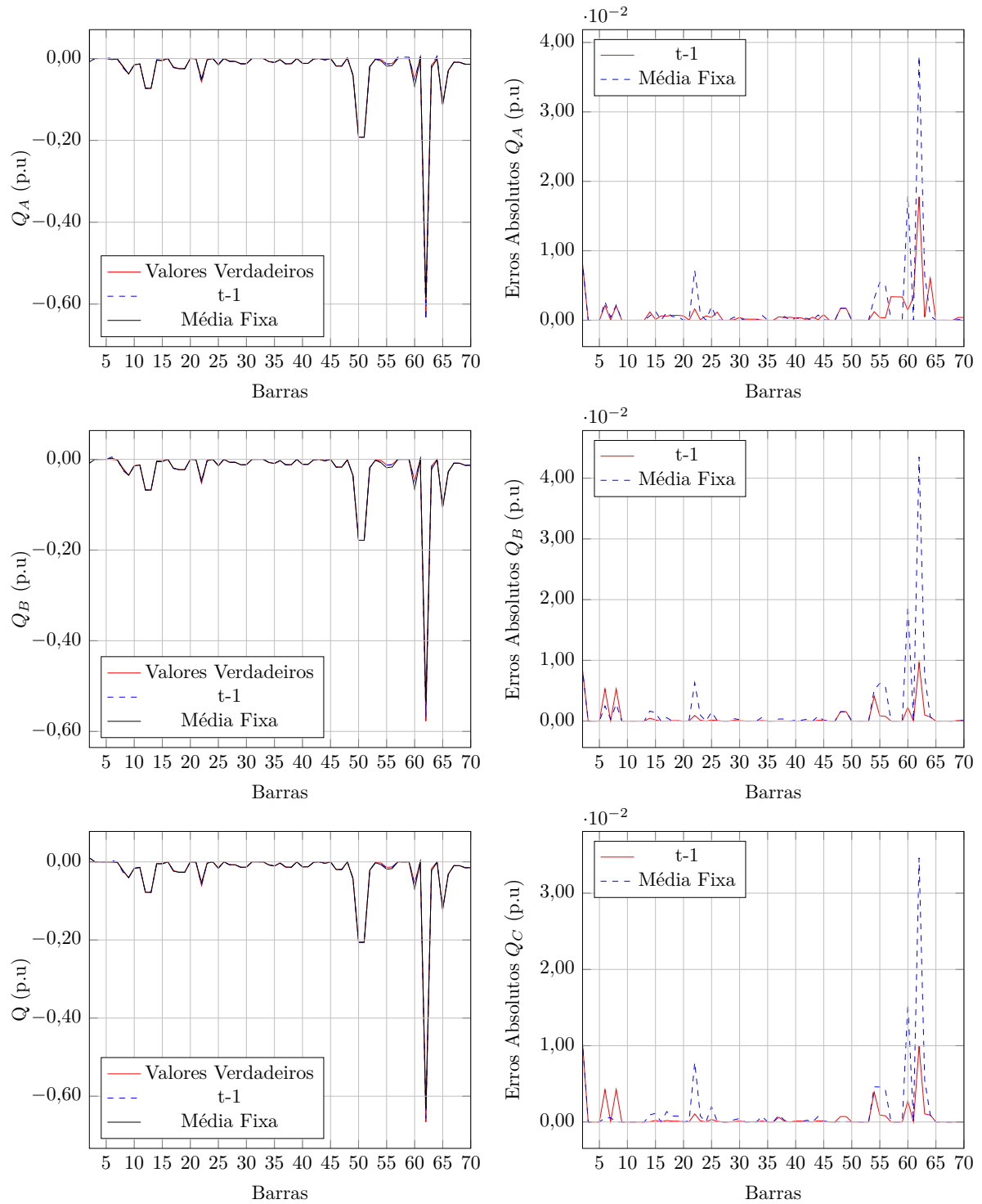


Figura 84 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - média histórica fixa *versus* $t-1$.

D.2 Medições Não Sincronizadas vs Medição Fasorial Sincronizada

D.2.1 33 Barras

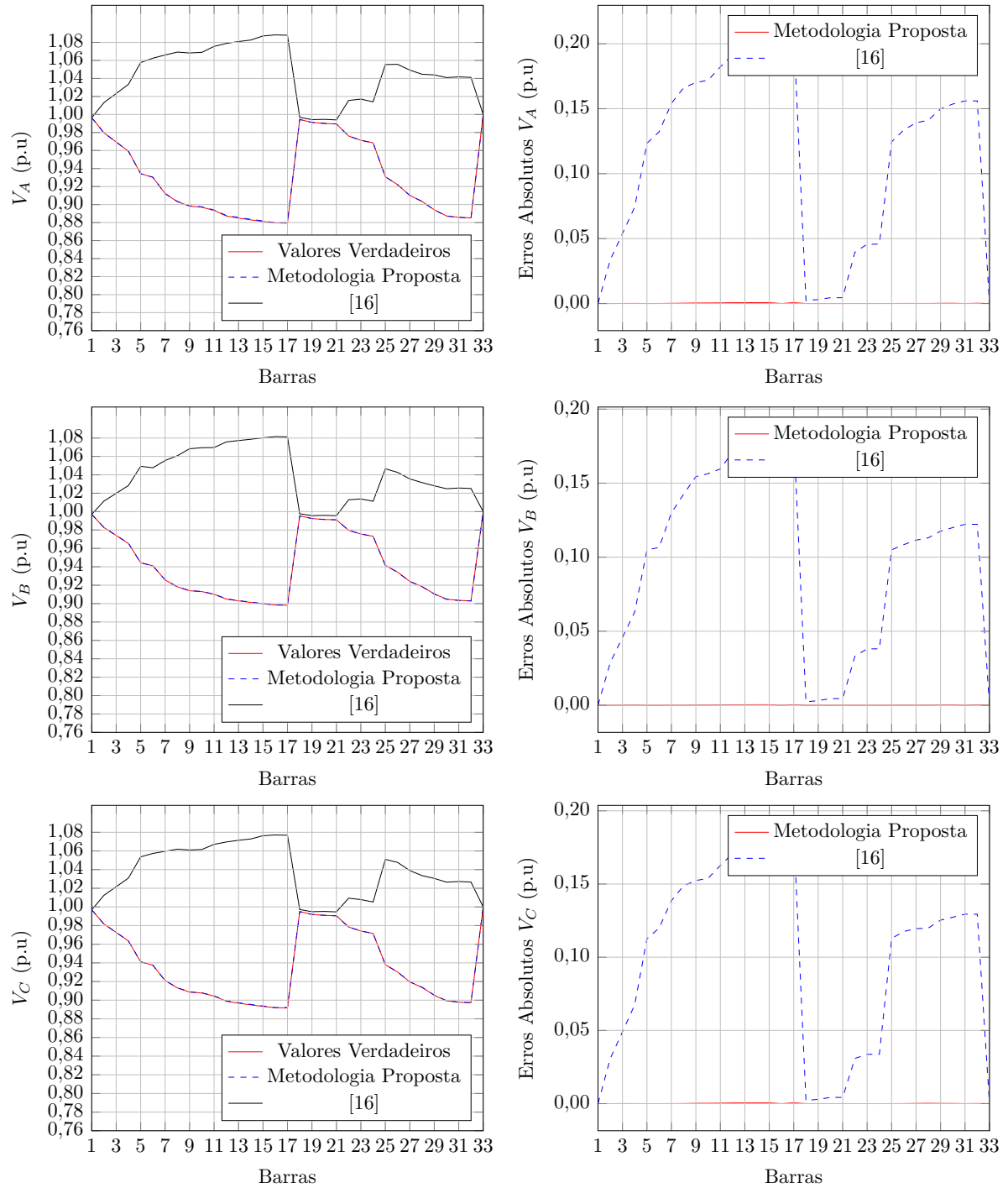


Figura 85 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas vs medição fasorial sincronizada.

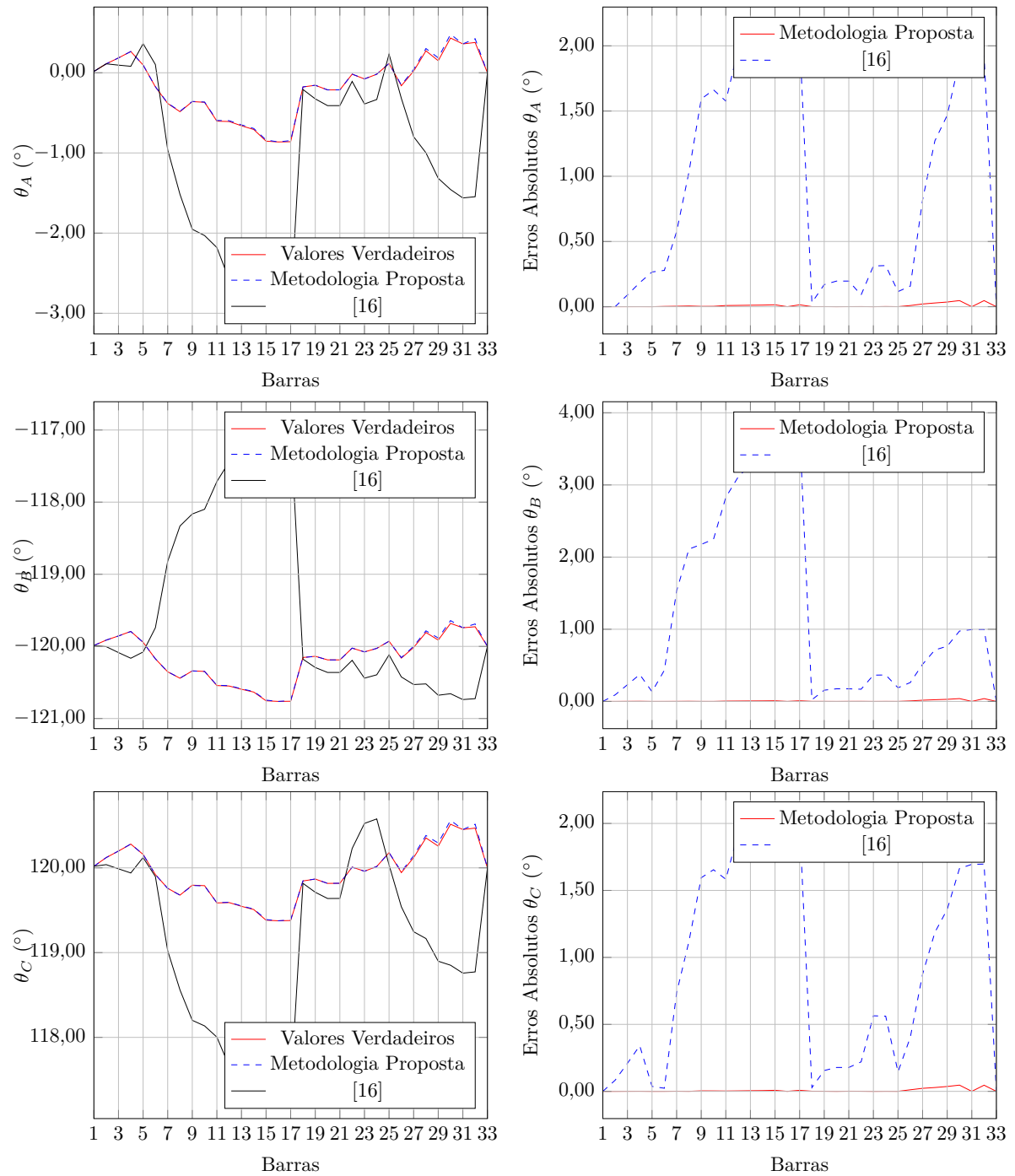


Figura 86 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

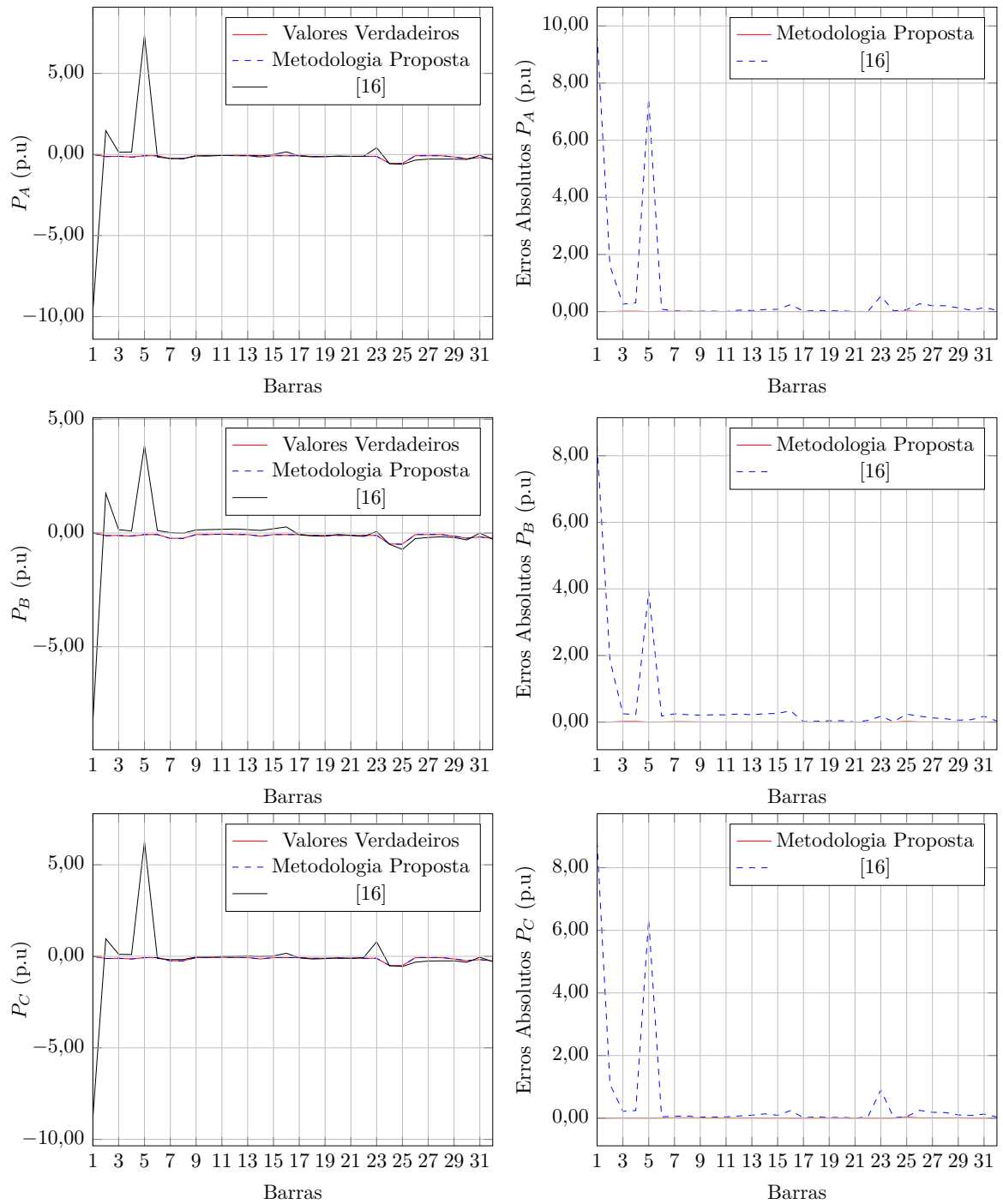


Figura 87 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

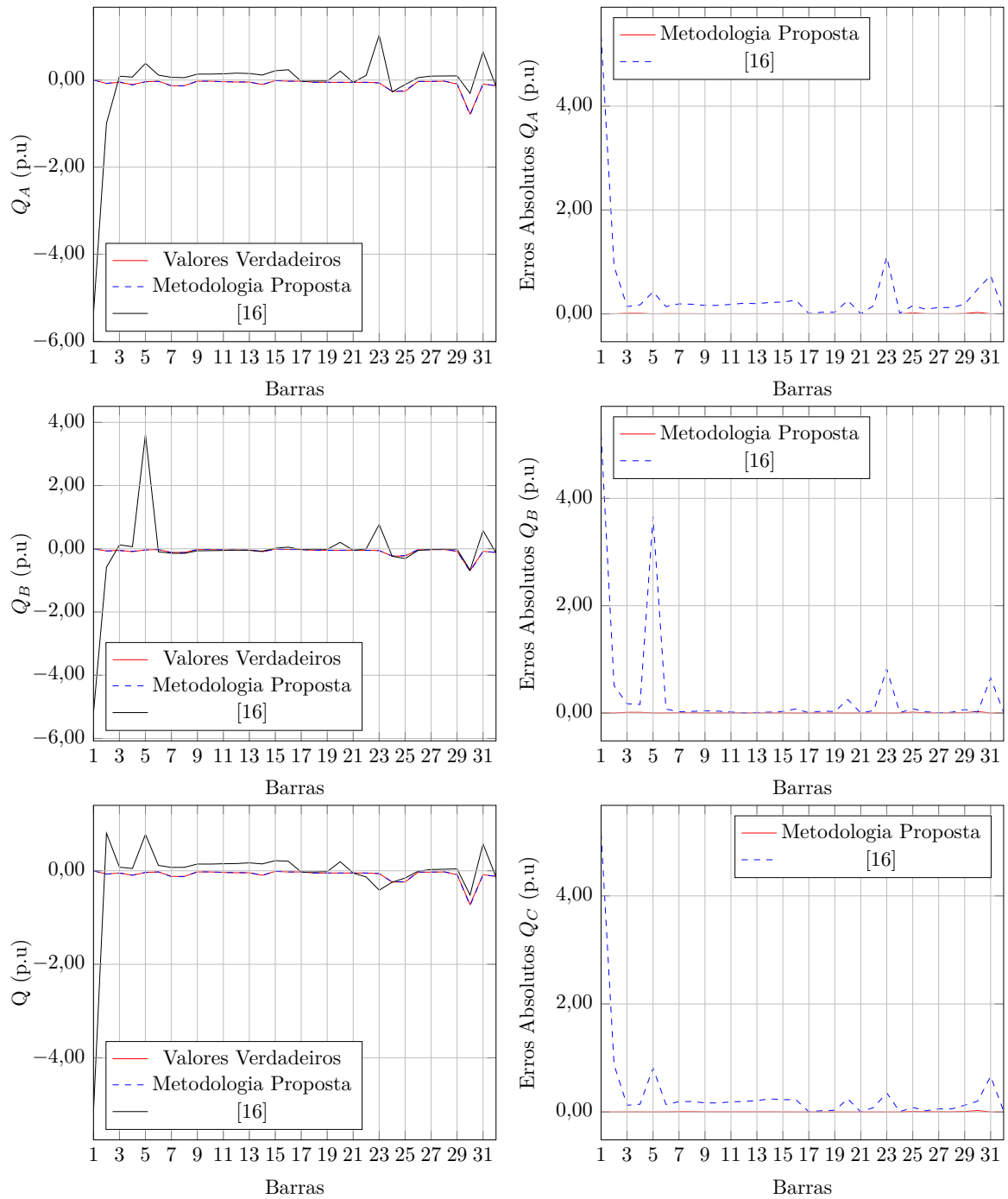


Figura 88 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

D.2.2 70 Barras

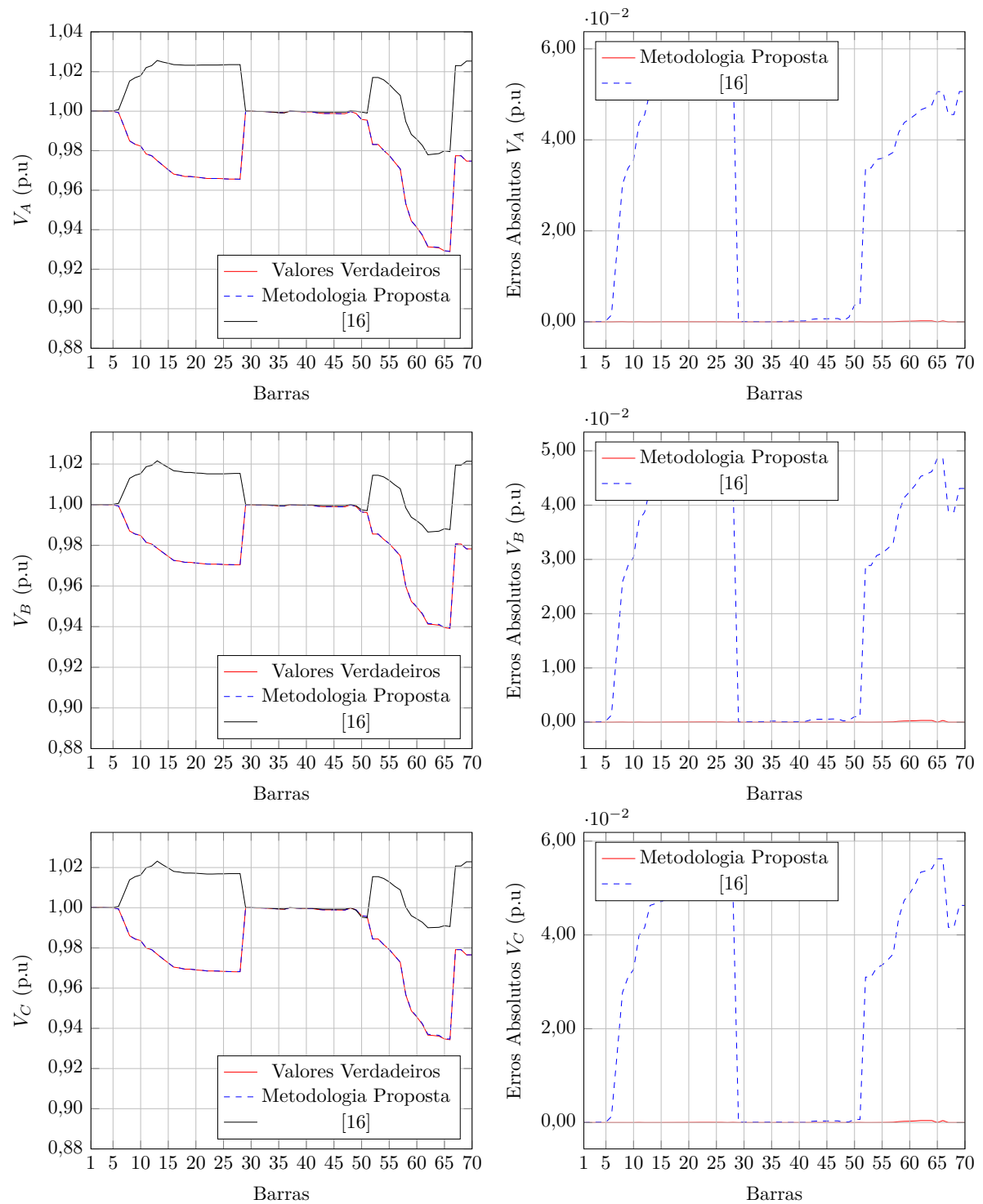


Figura 89 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

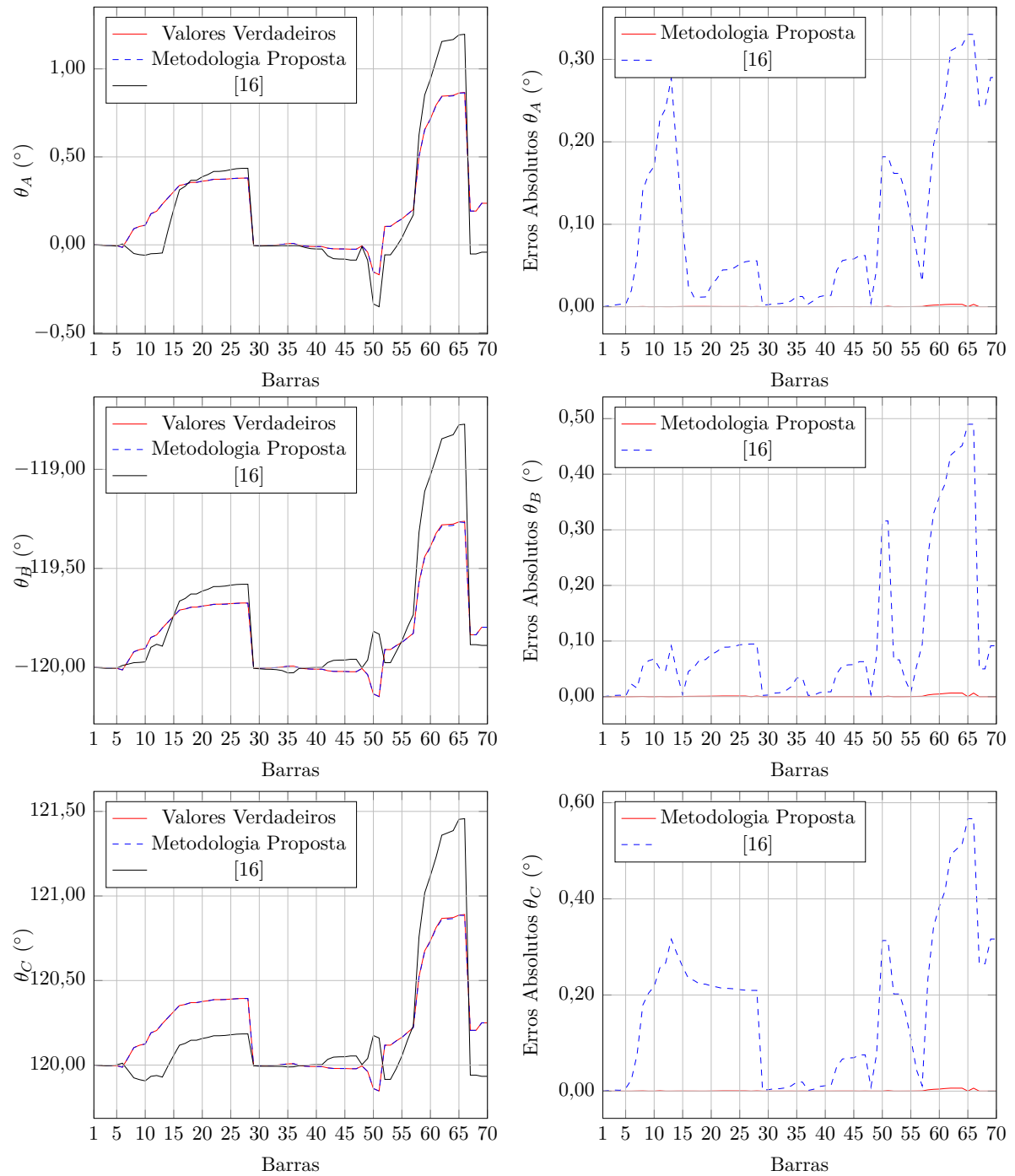


Figura 90 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

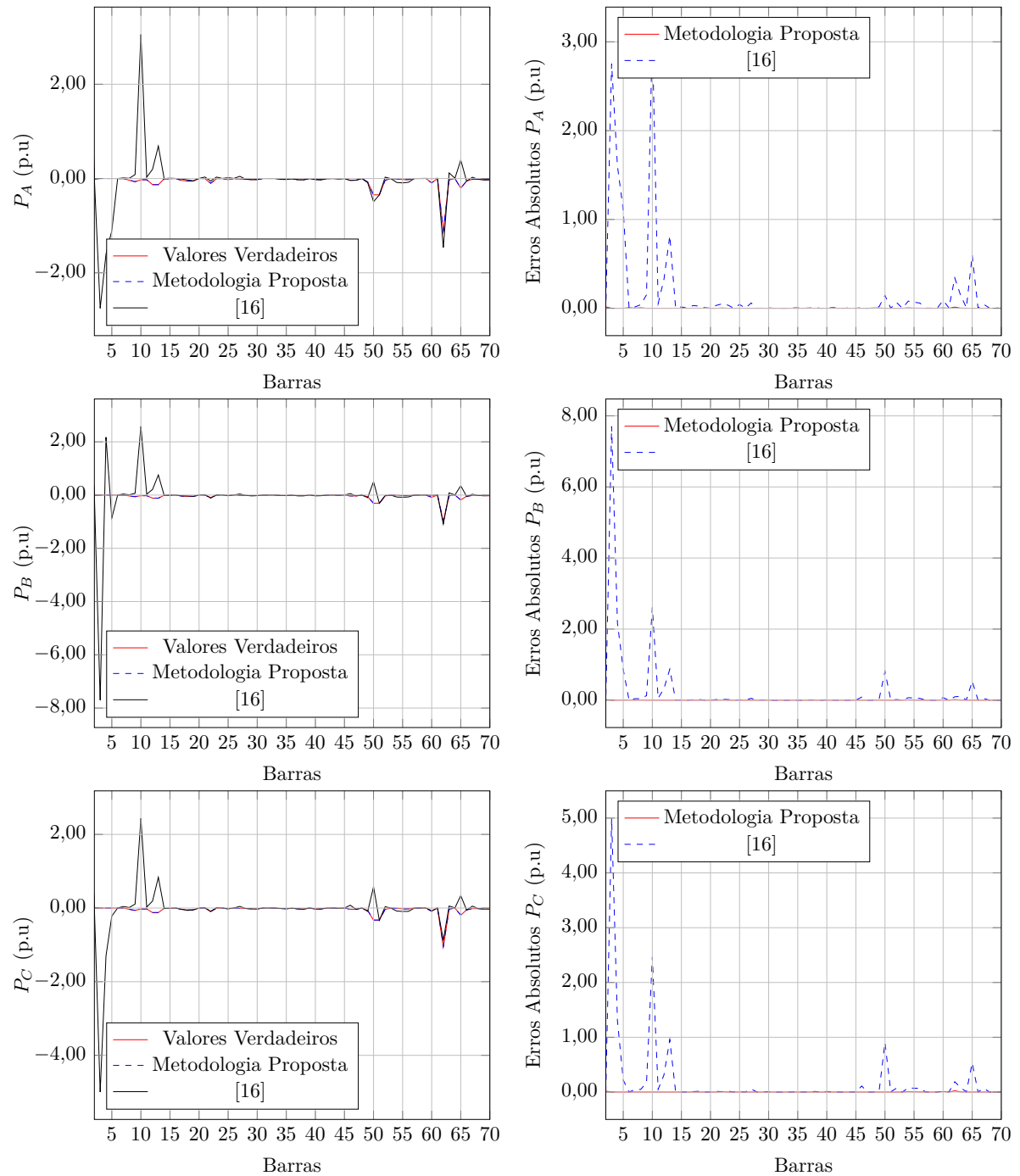


Figura 91 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

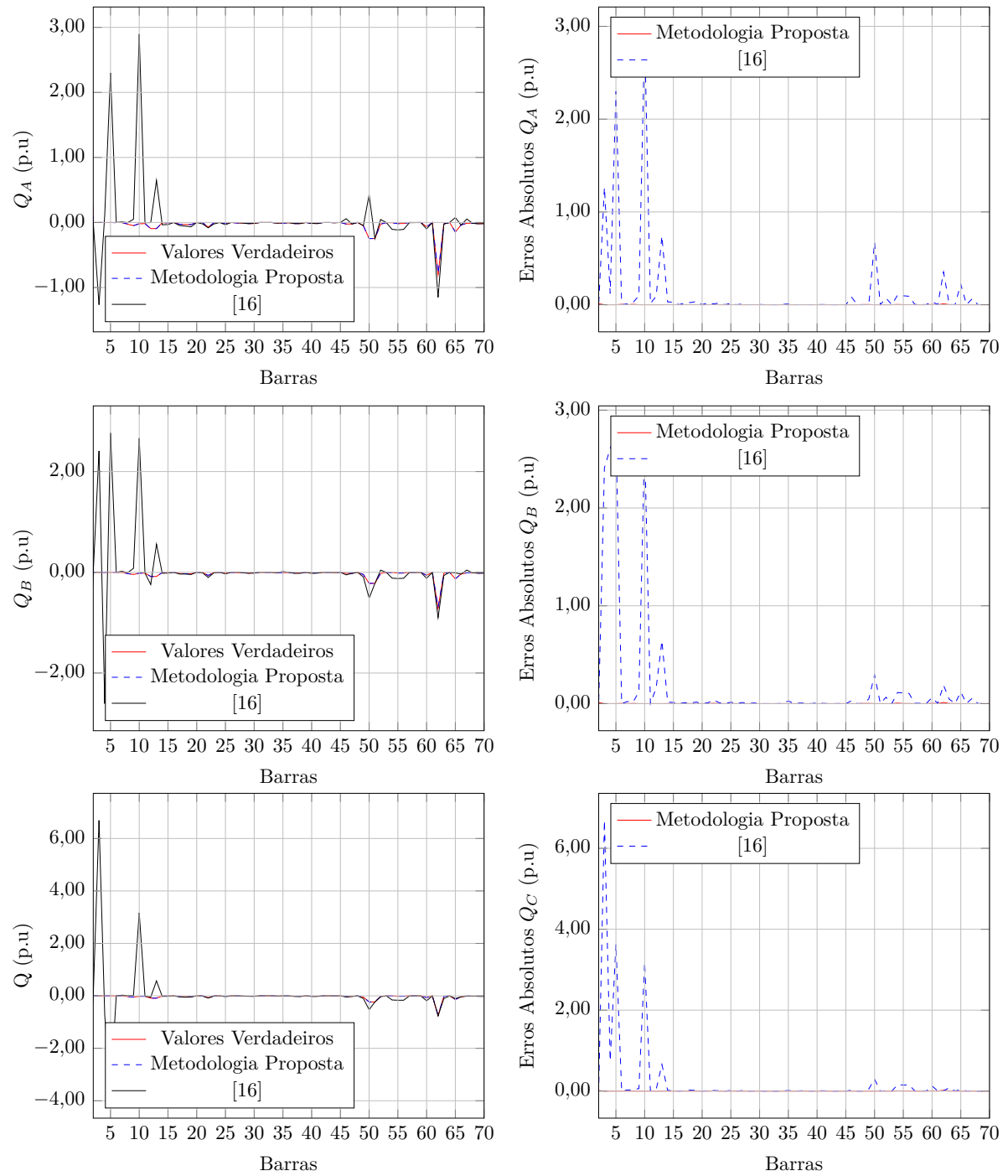


Figura 92 – Potência reativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - medições não sincronizadas *vs* medição fasorial sincronizada.

D.3 Medições Fasoriais de Corrente e Tensão

D.3.1 33 Barras

D.3.1.1 Caso 1

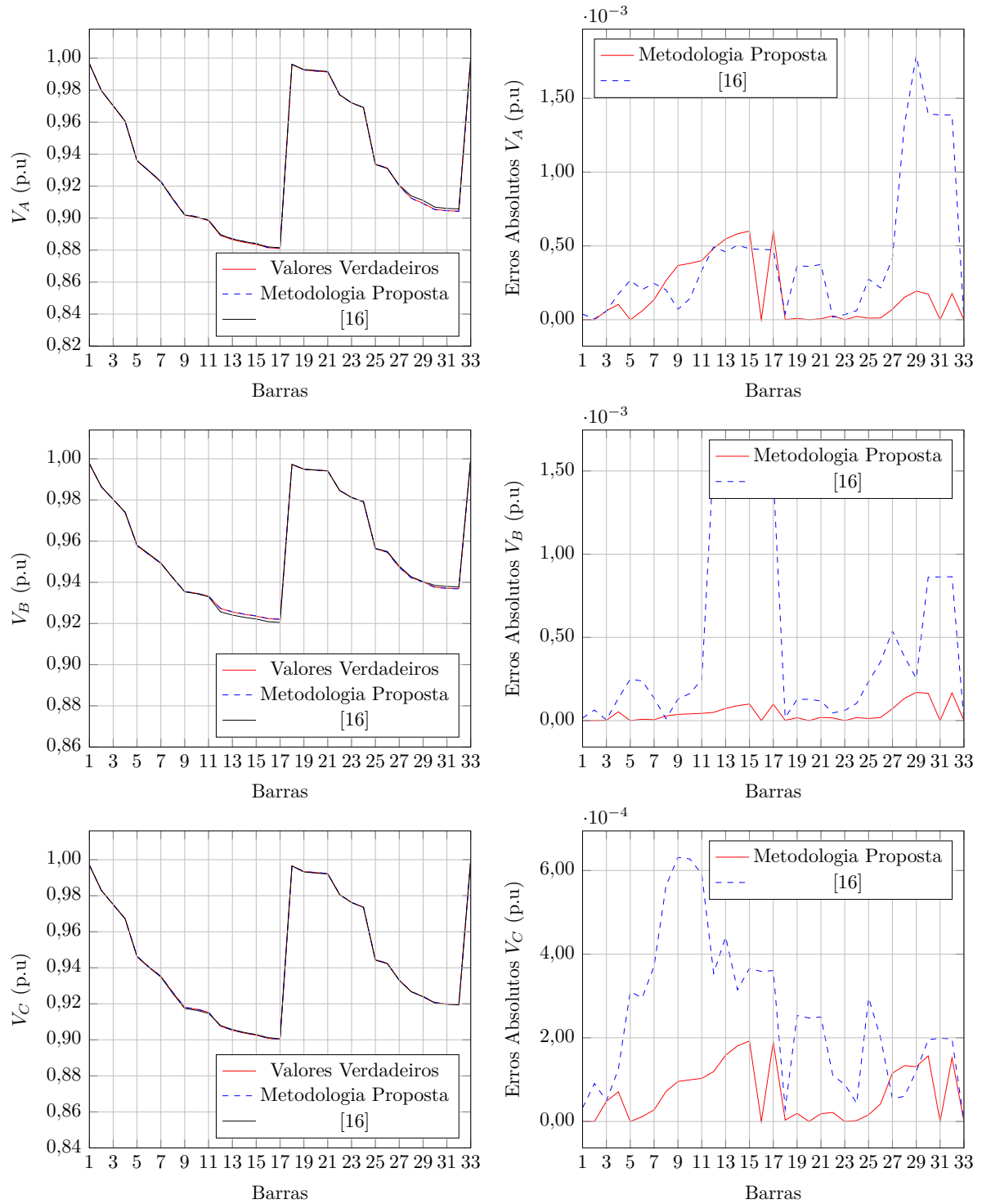


Figura 93 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

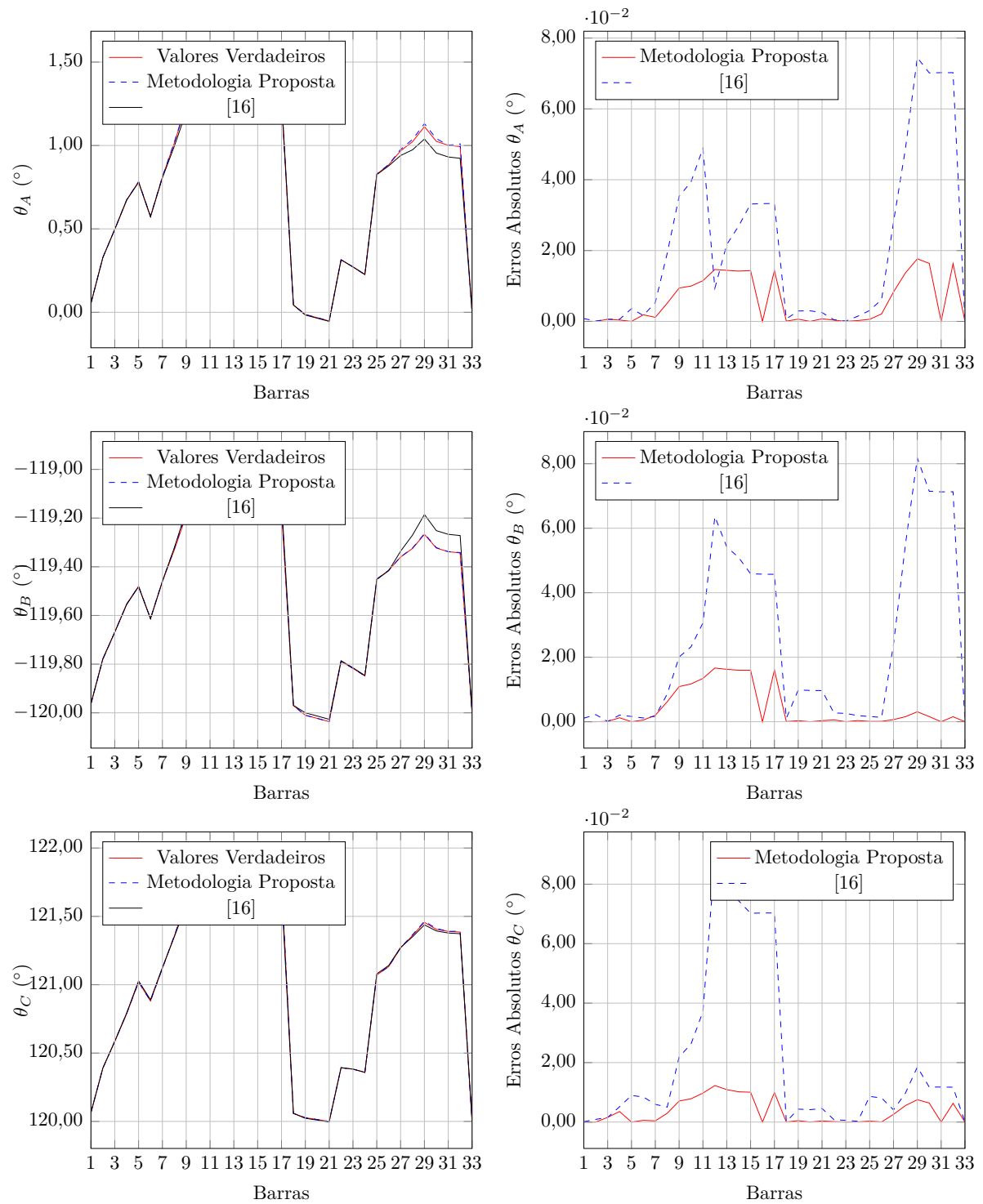


Figura 94 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

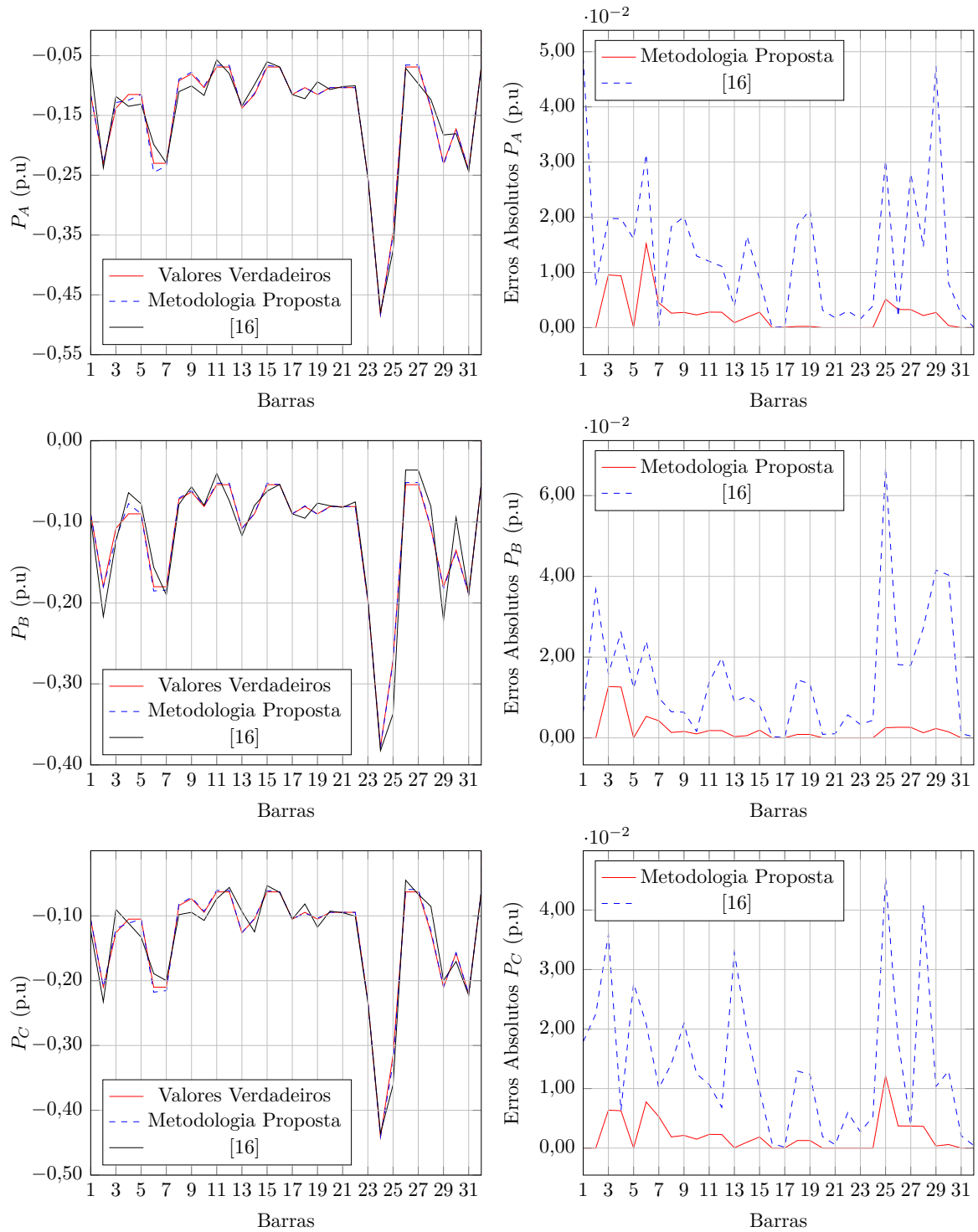


Figura 95 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

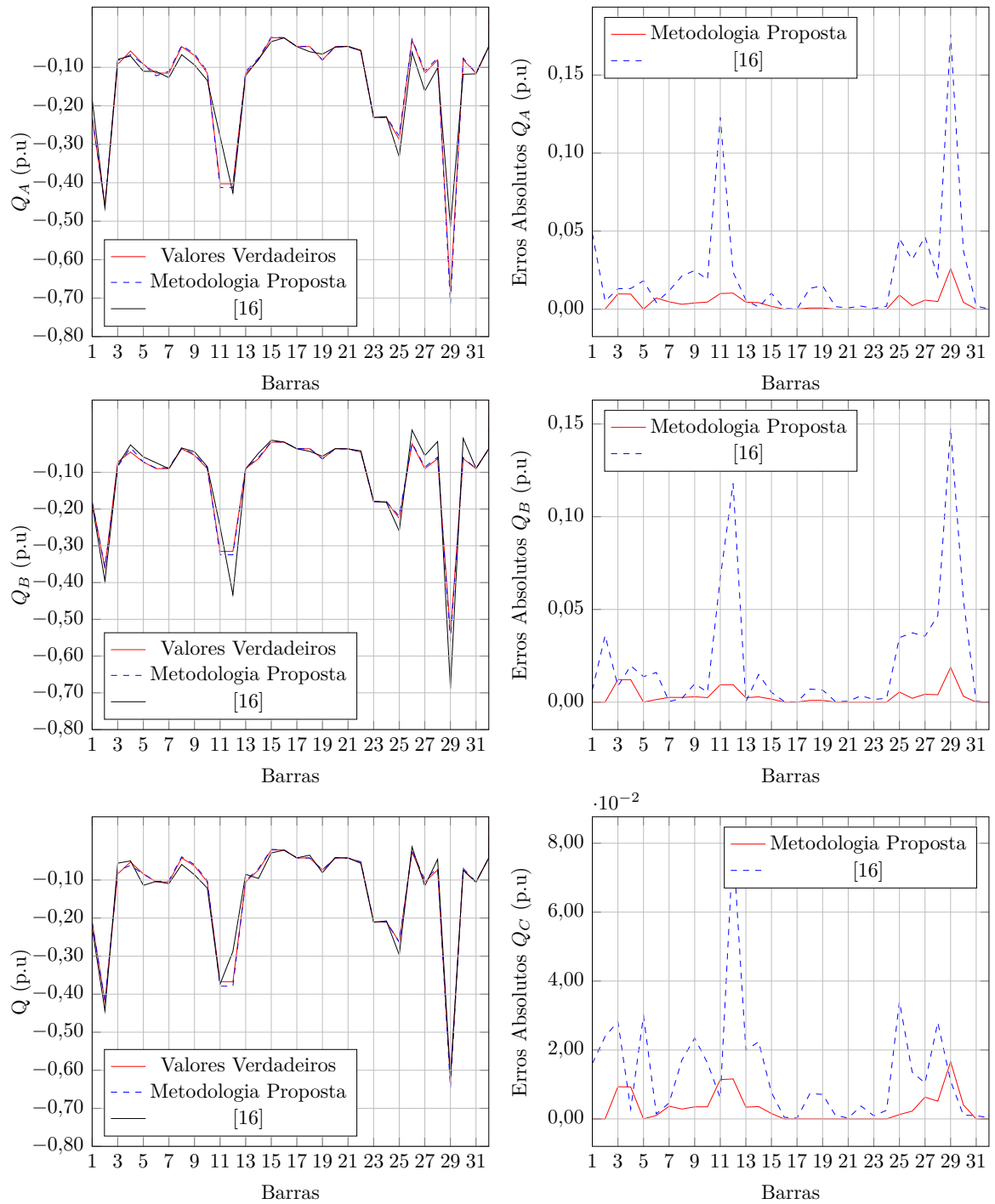


Figura 96 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

D.3.1.2 Caso 2

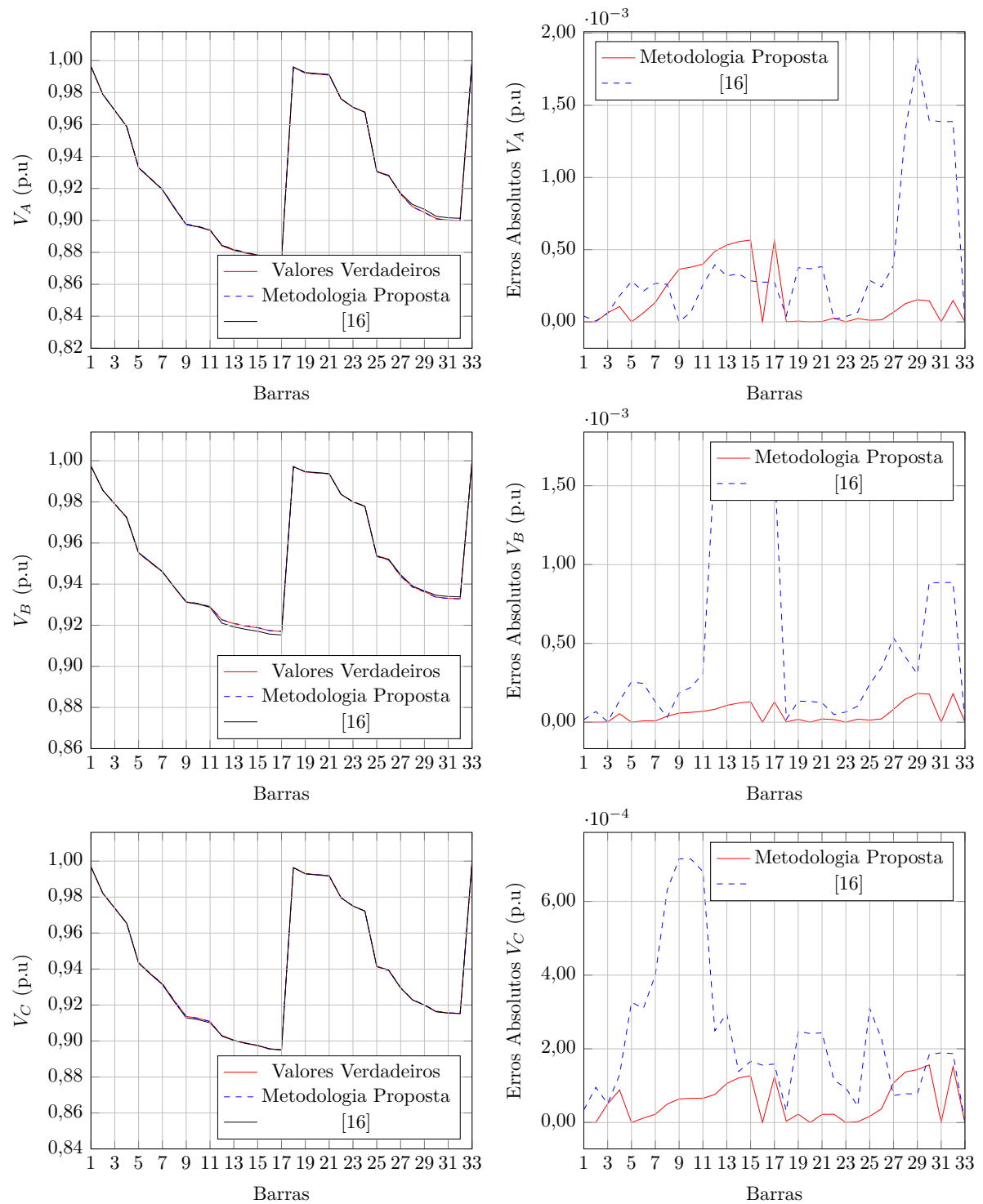


Figura 97 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

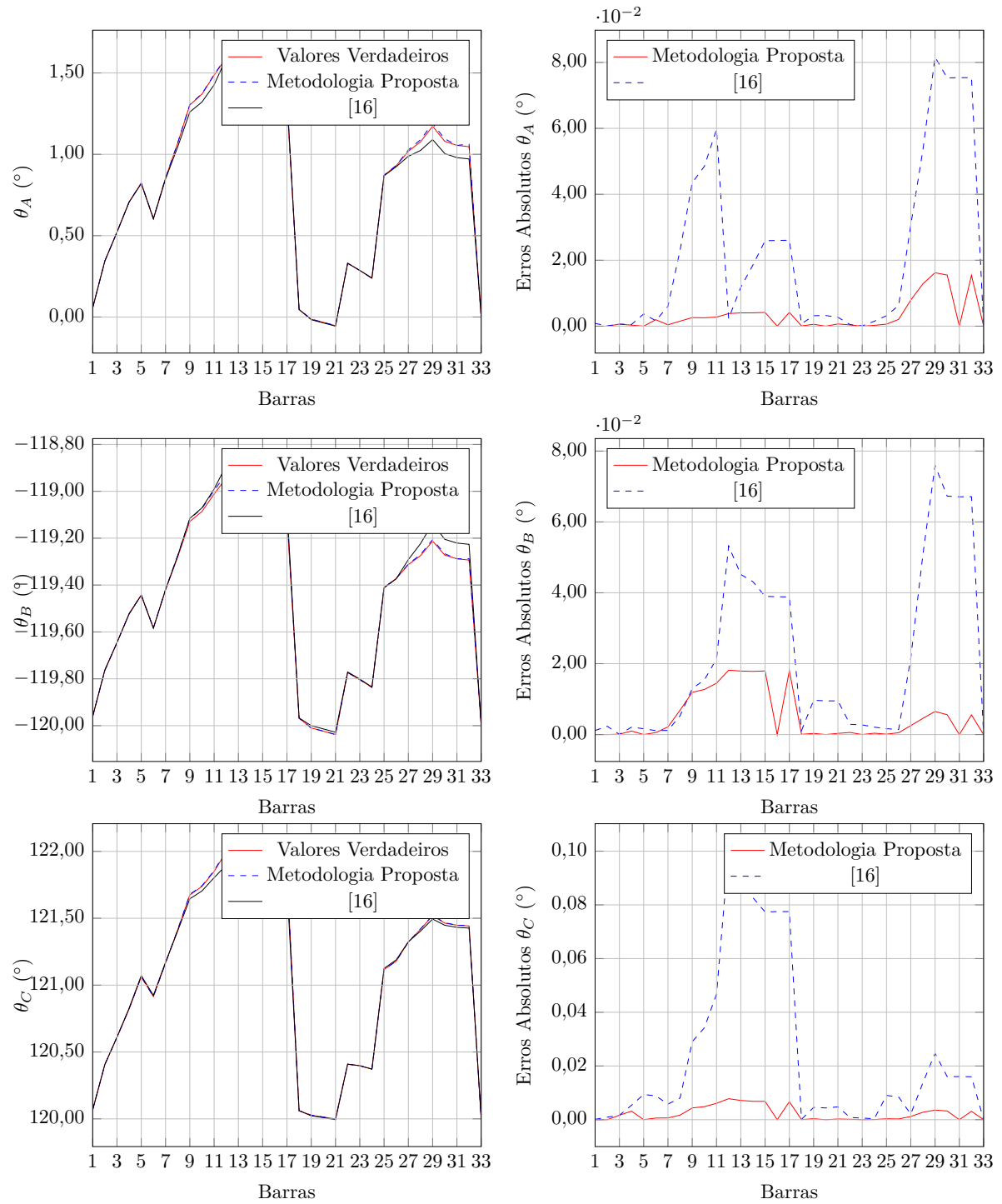


Figura 98 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

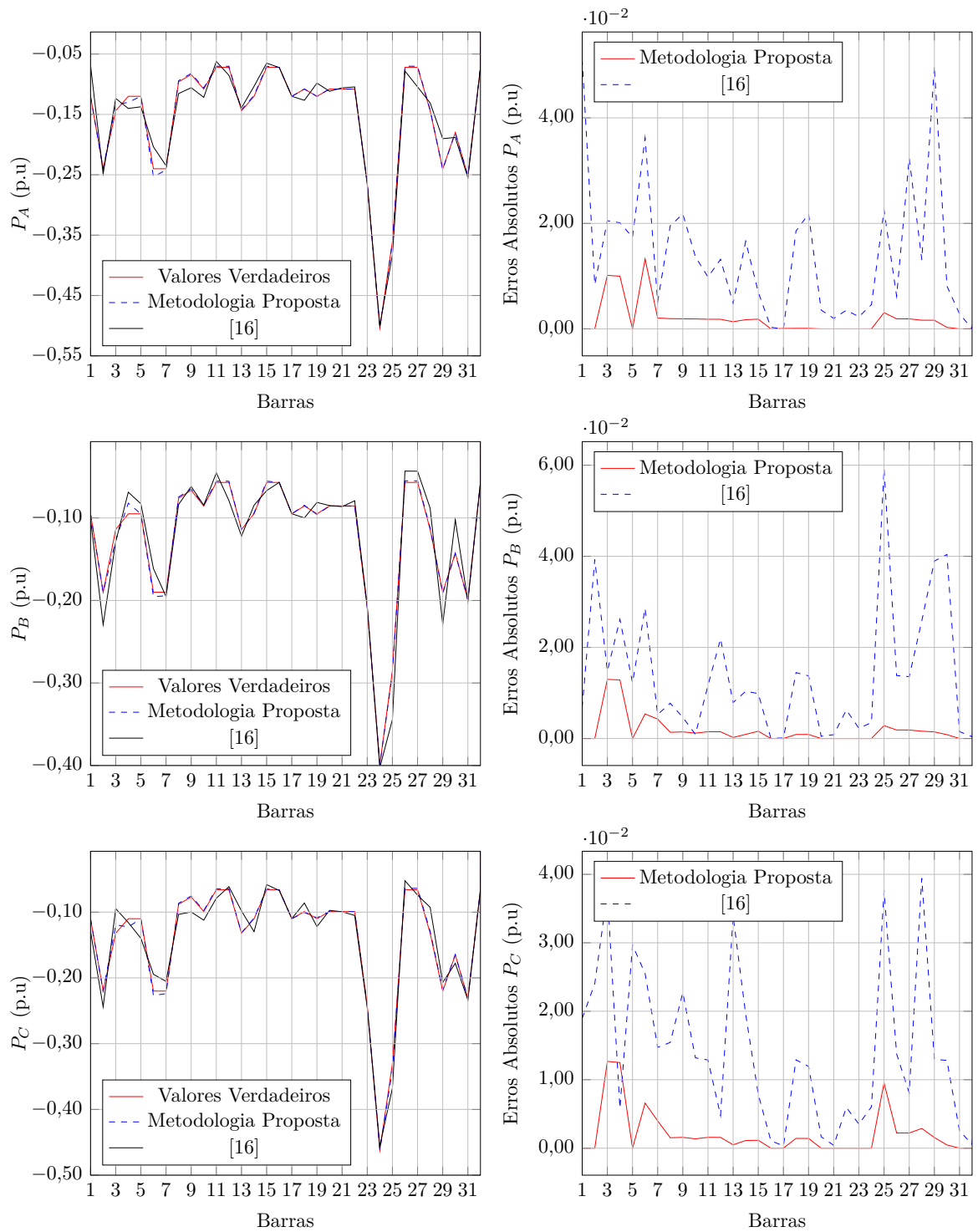


Figura 99 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

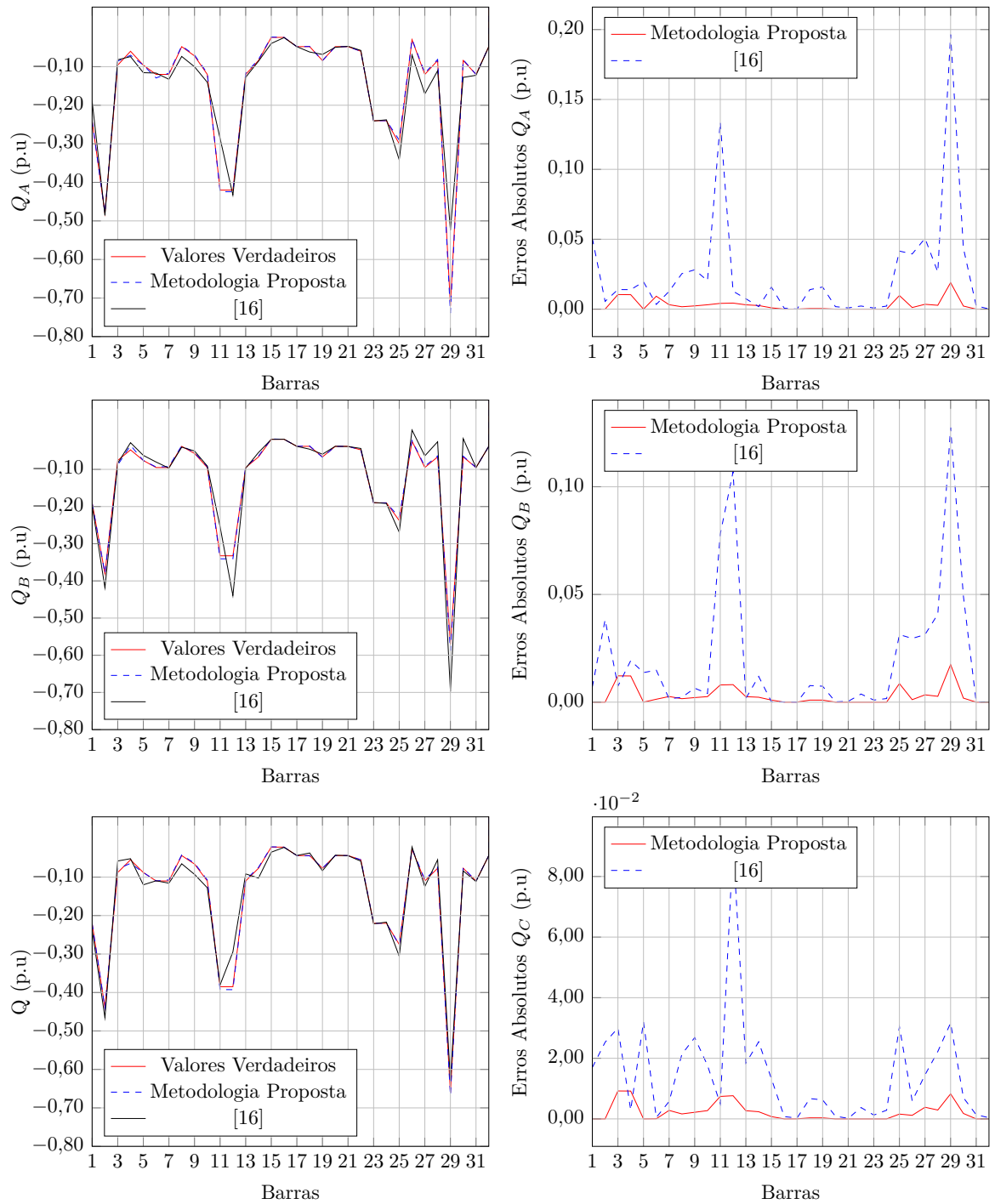


Figura 100 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

D.3.2 70 Barras

D.3.2.1 Caso 1

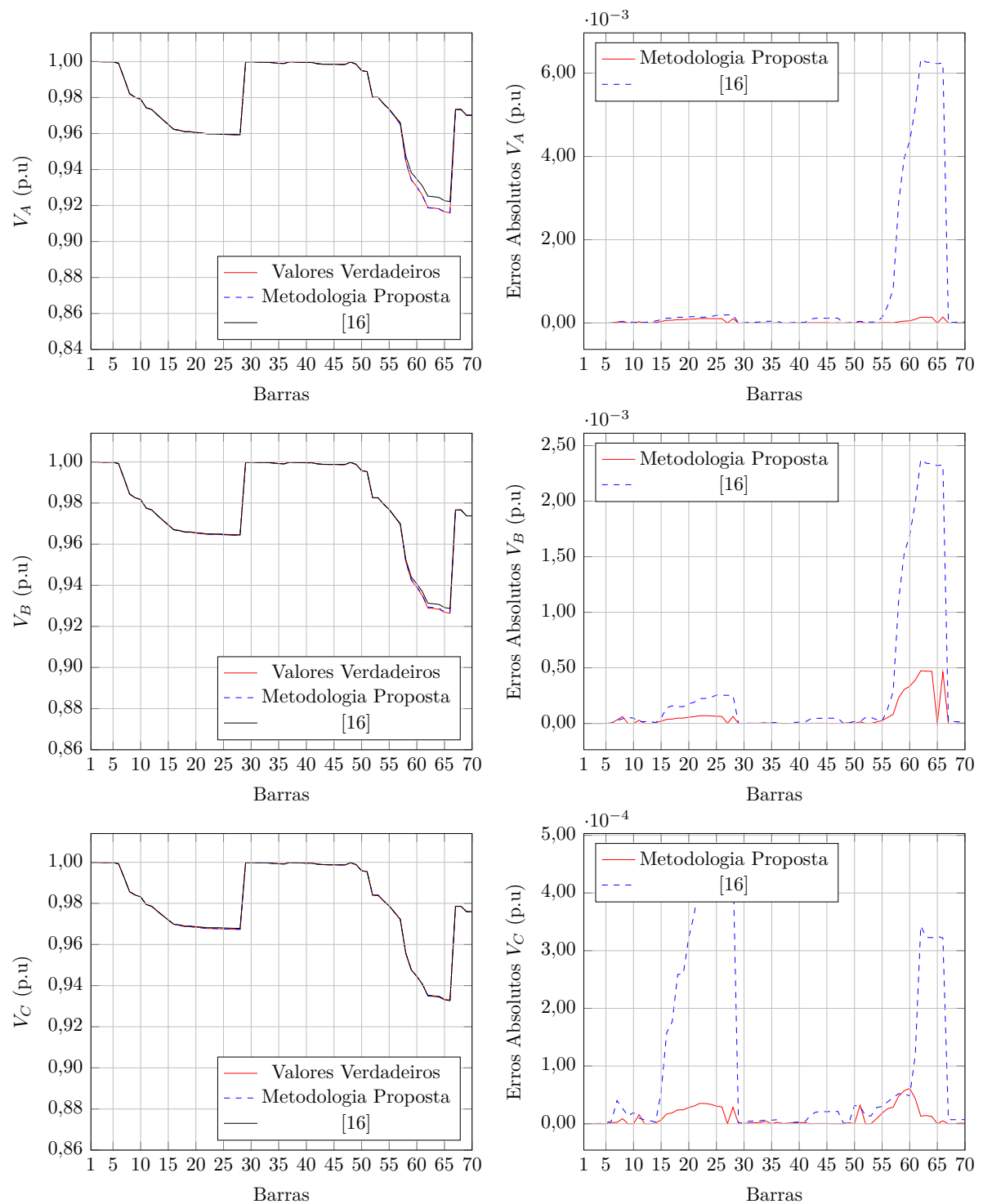


Figura 101 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

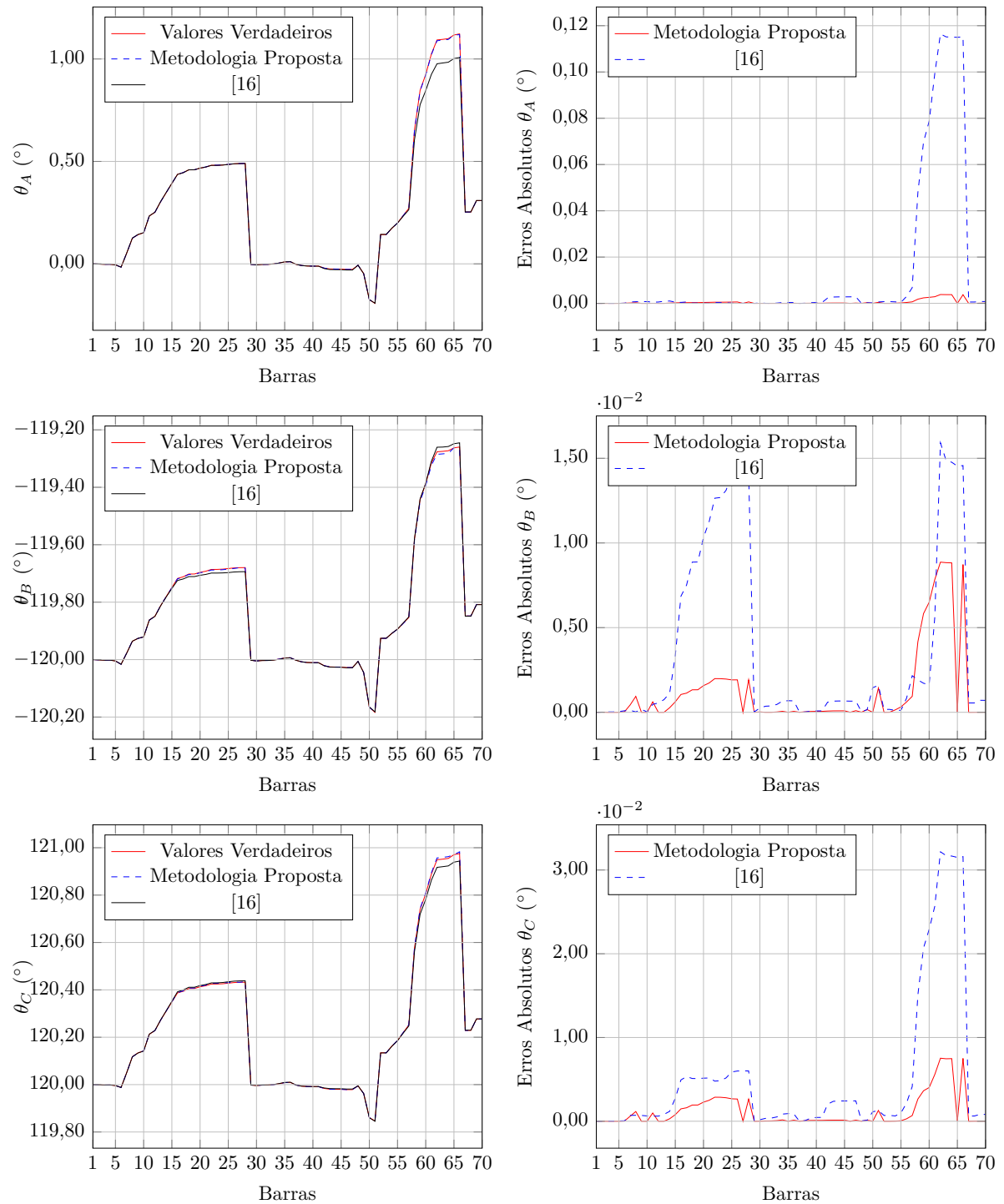


Figura 102 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

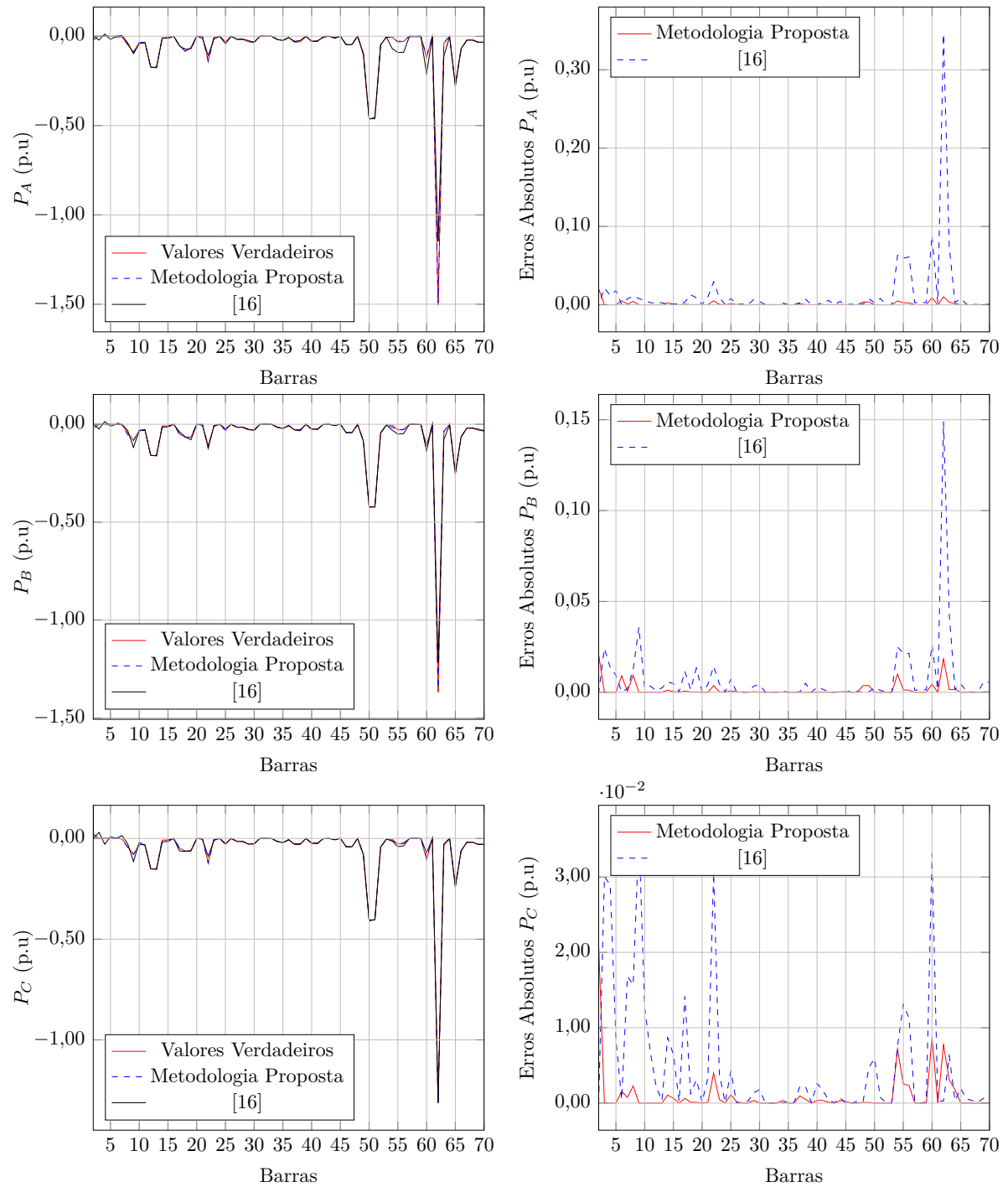


Figura 103 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

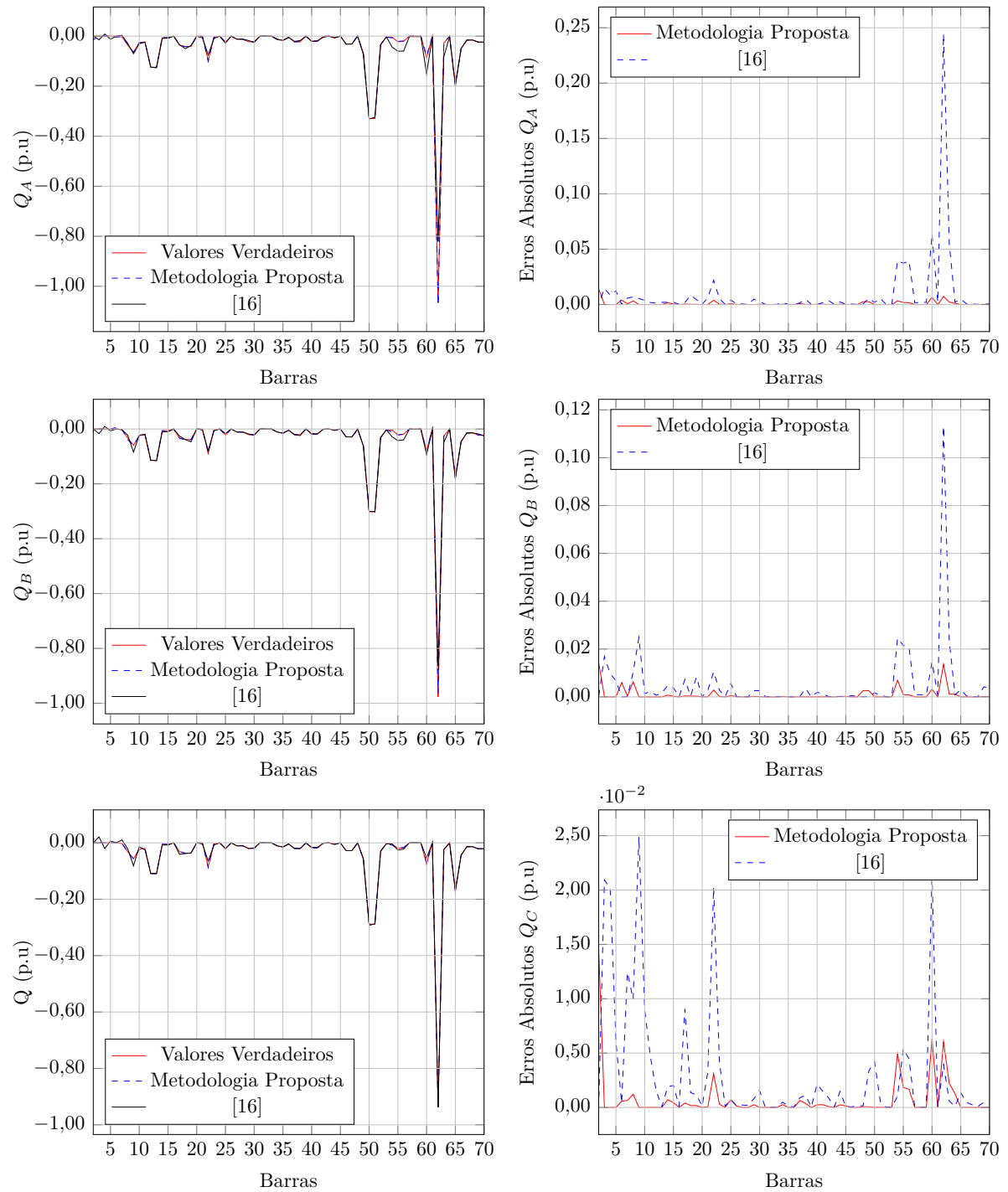


Figura 104 – Potência relativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 medições fasoriais de corrente e tensão.

D.3.2.2 Caso 2

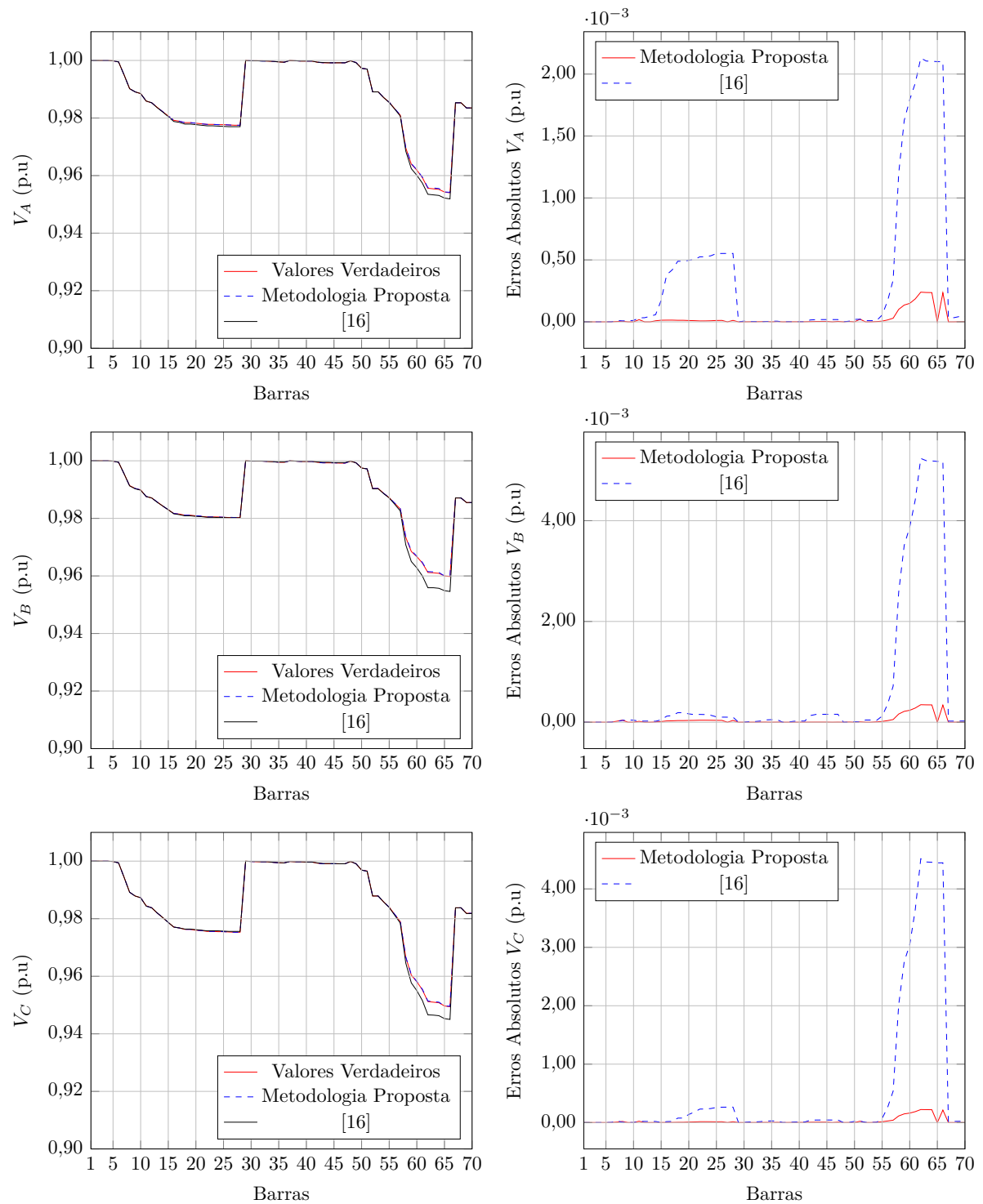


Figura 105 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

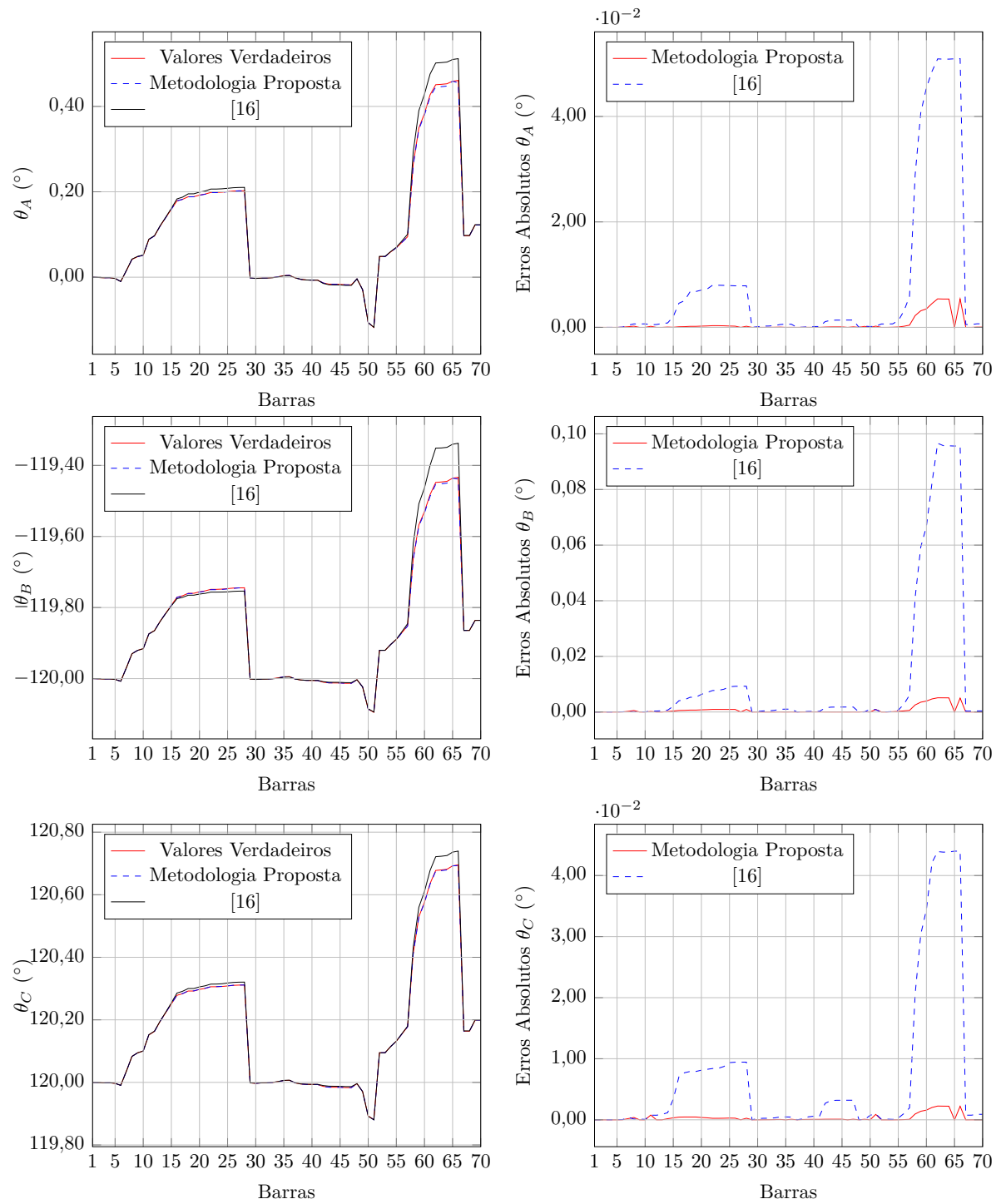


Figura 106 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

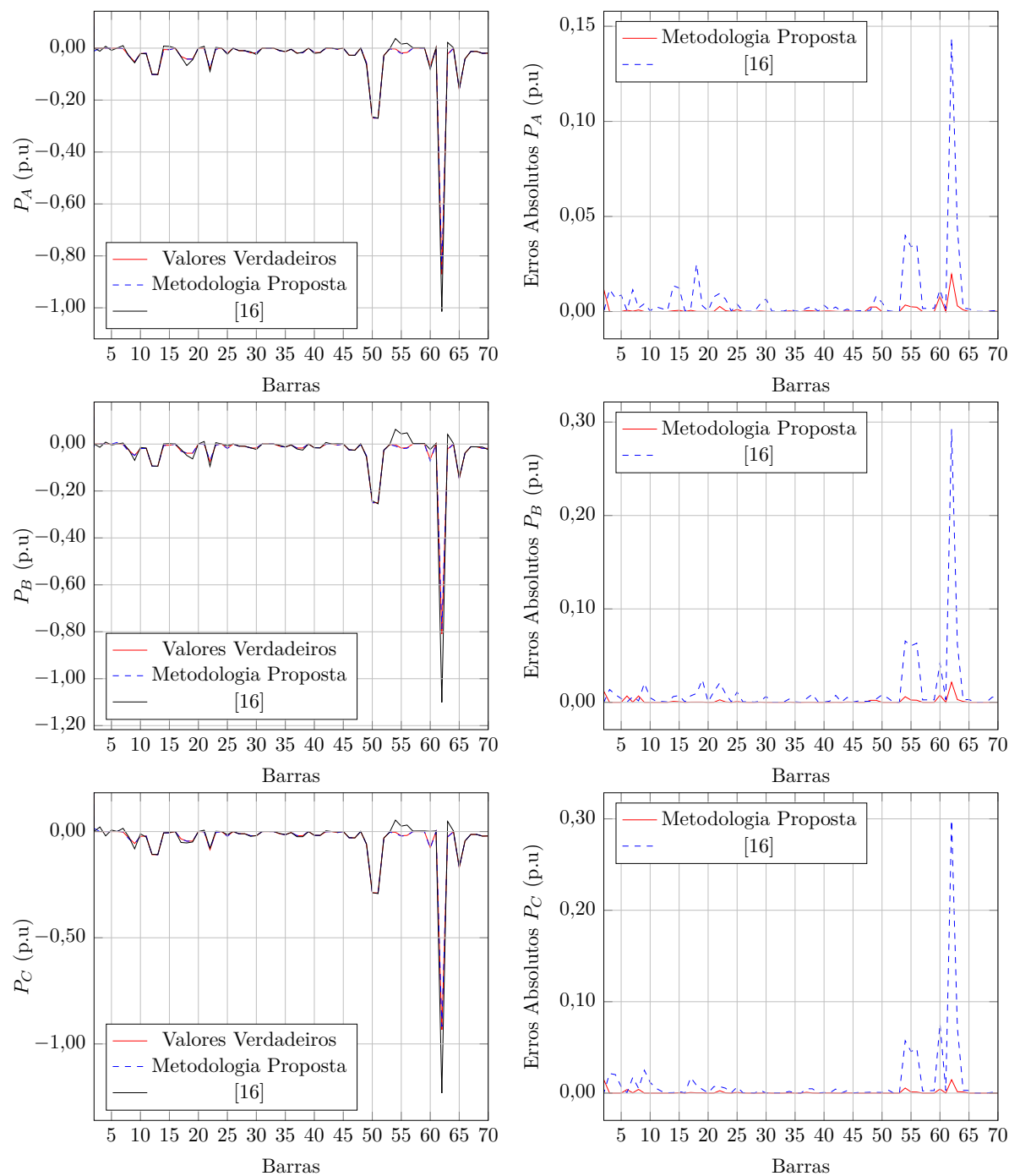


Figura 107 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

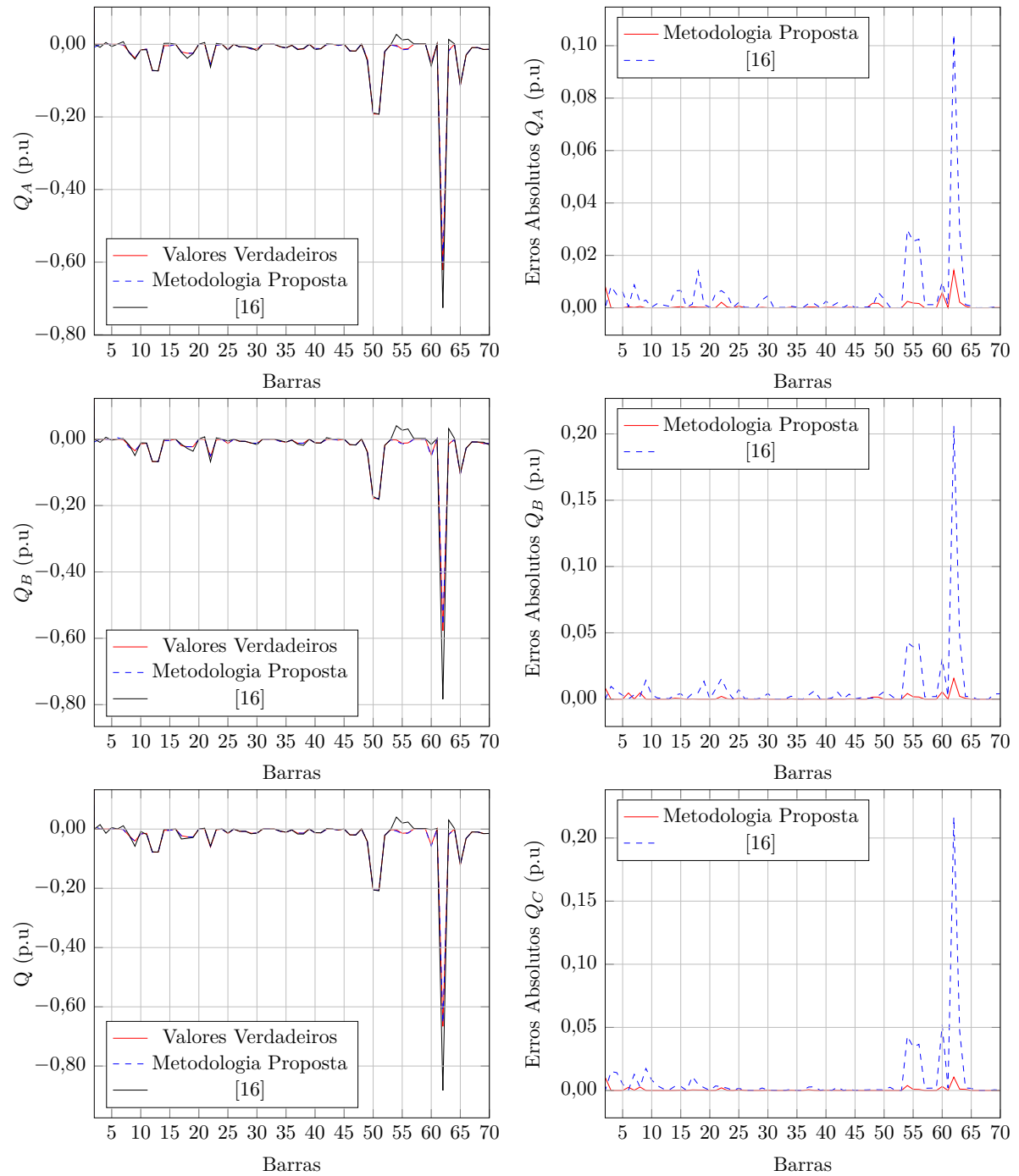


Figura 108 – Potência relativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 medições fasoriais de corrente e tensão.

D.4 Desprezando as Medidas Fasoriais de Tensão

D.4.1 33 Barras

D.4.1.1 Caso 1

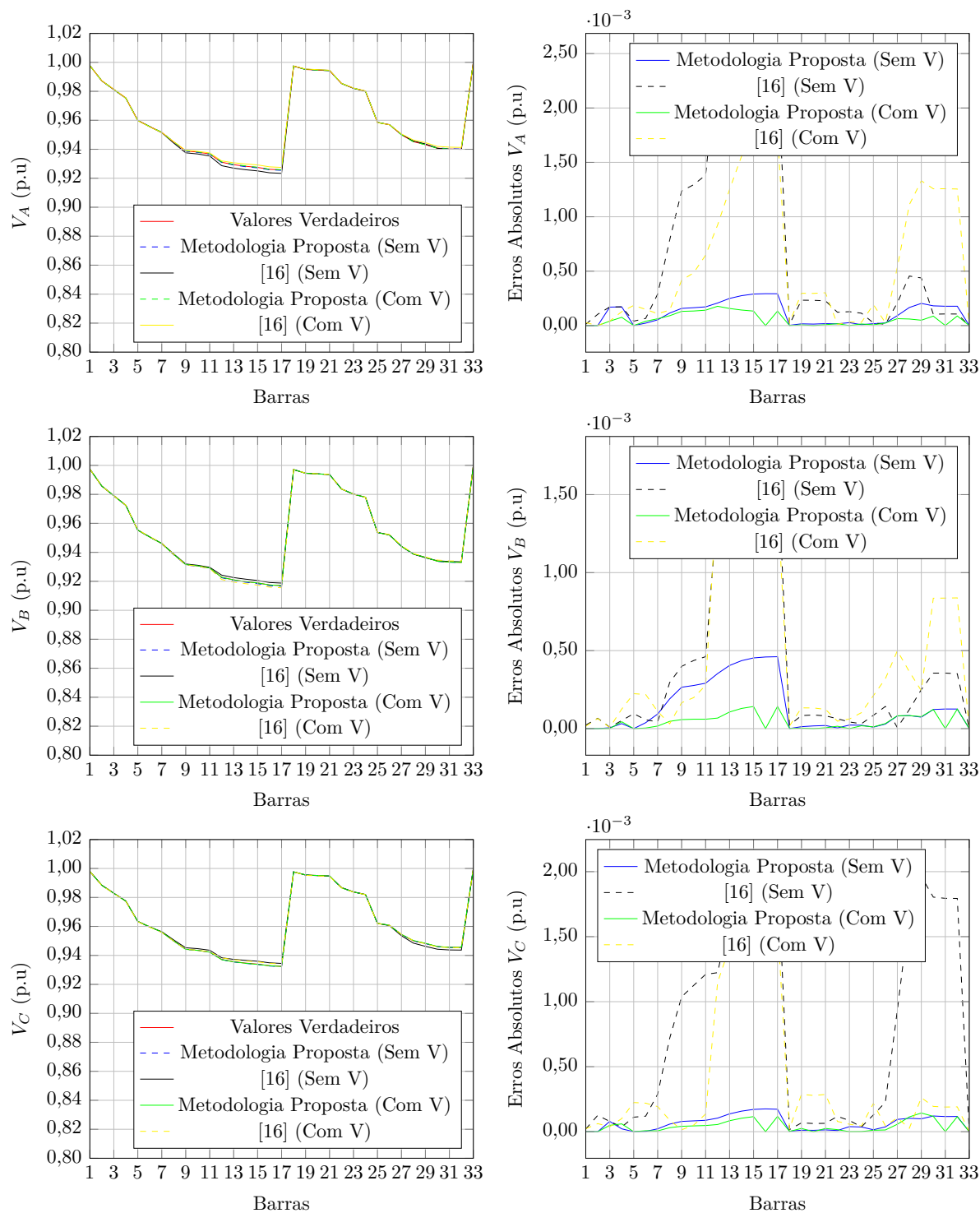


Figura 109 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

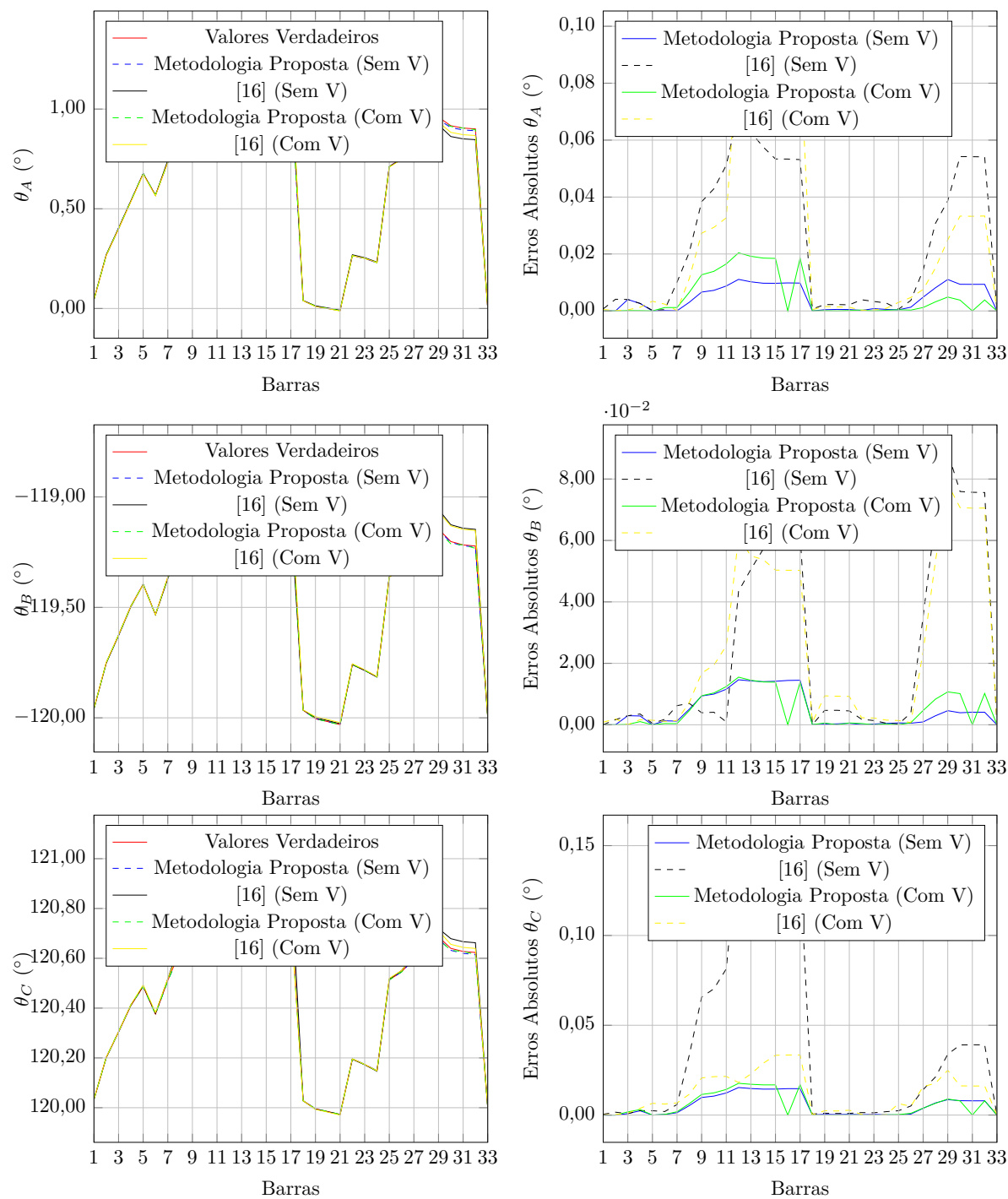


Figura 110 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

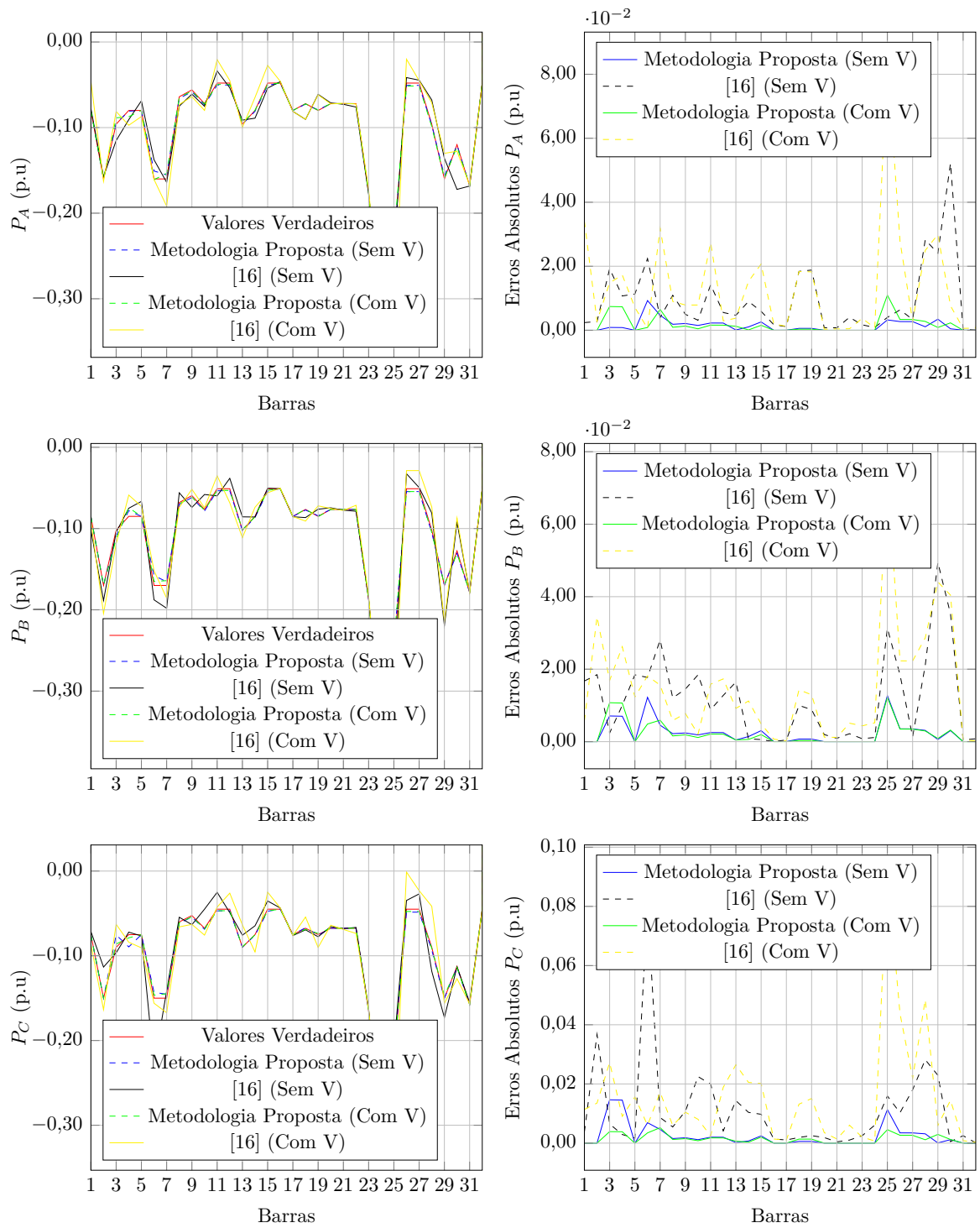


Figura 111 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

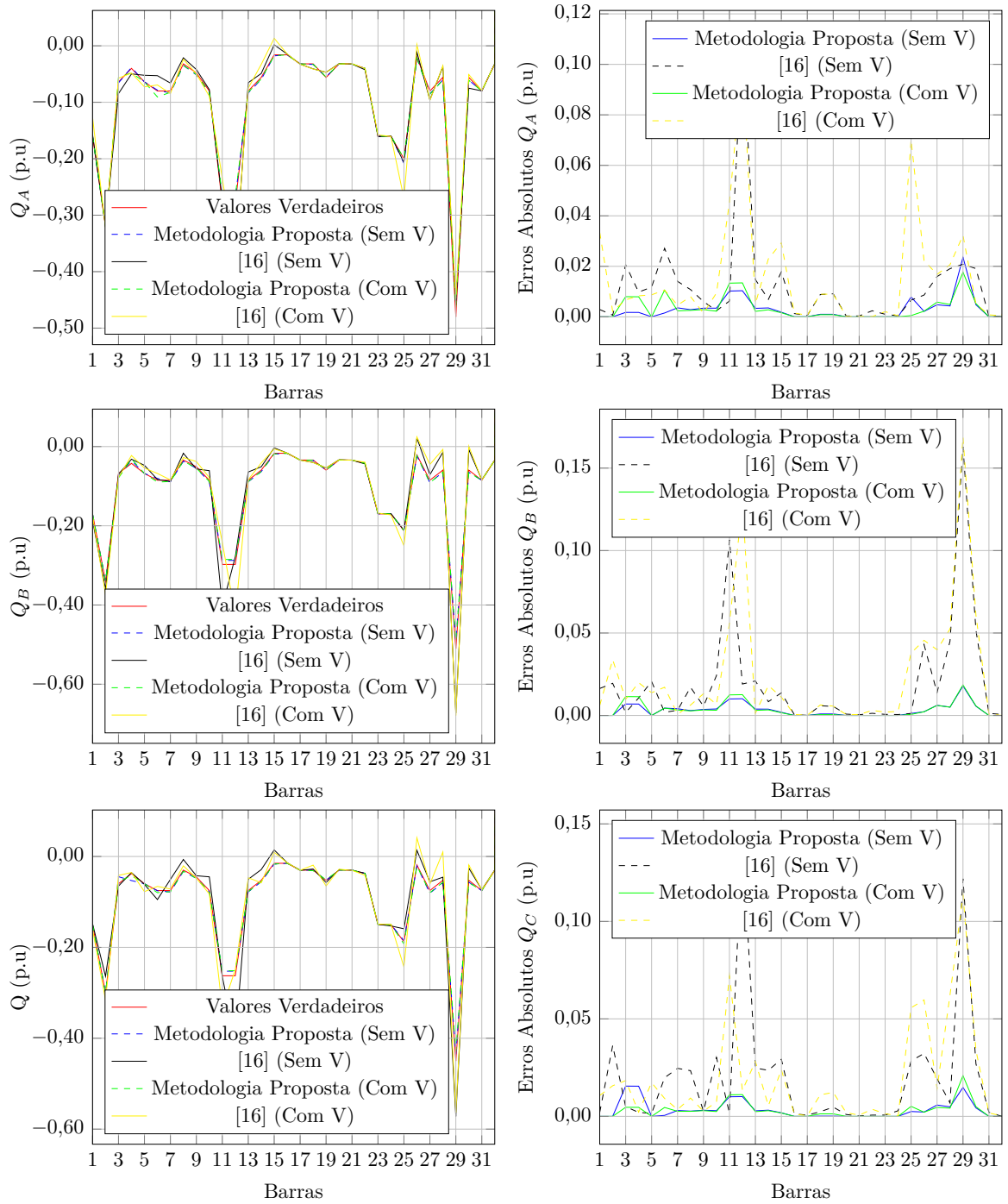


Figura 112 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

D.4.1.2 Caso 2

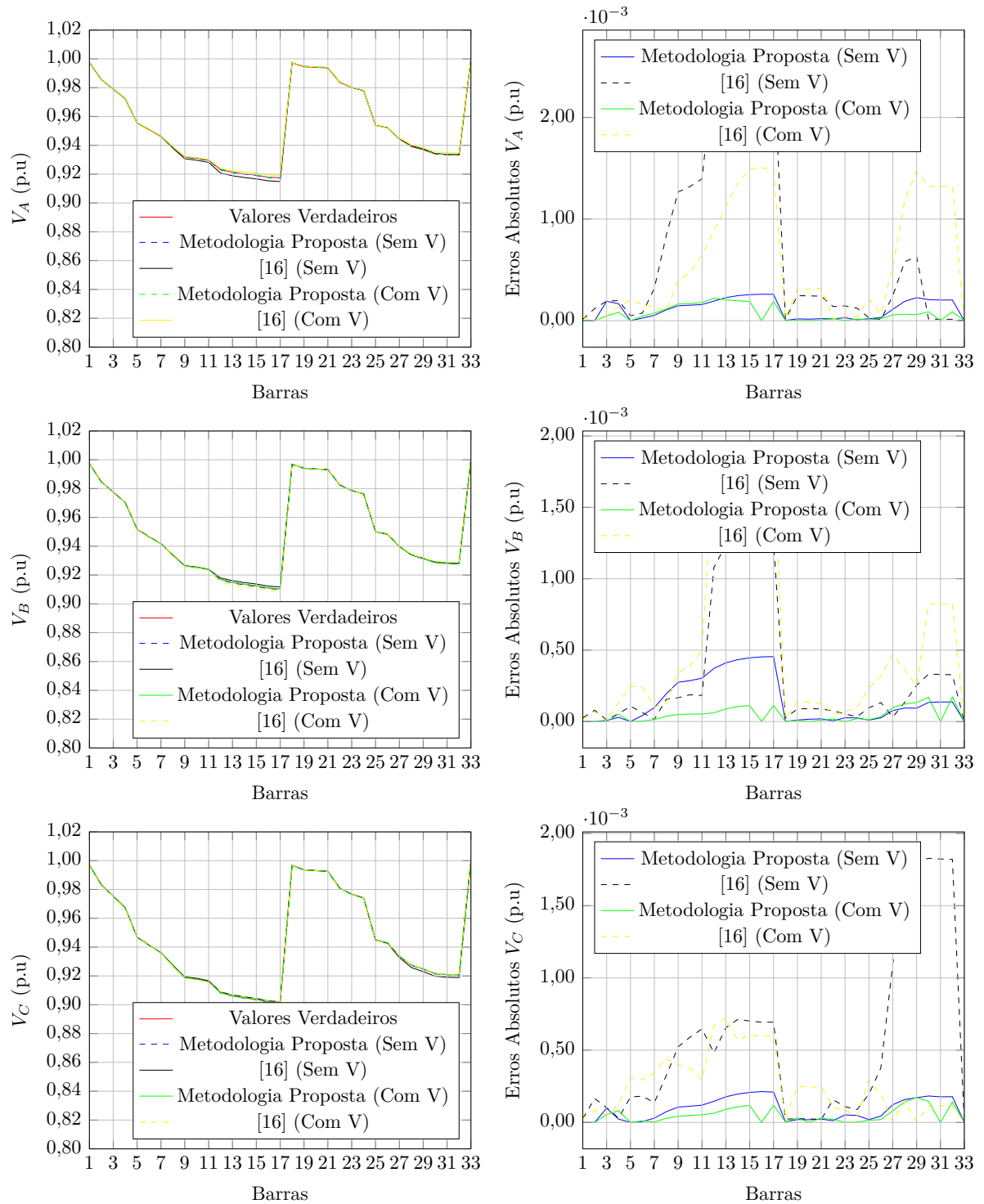


Figura 113 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

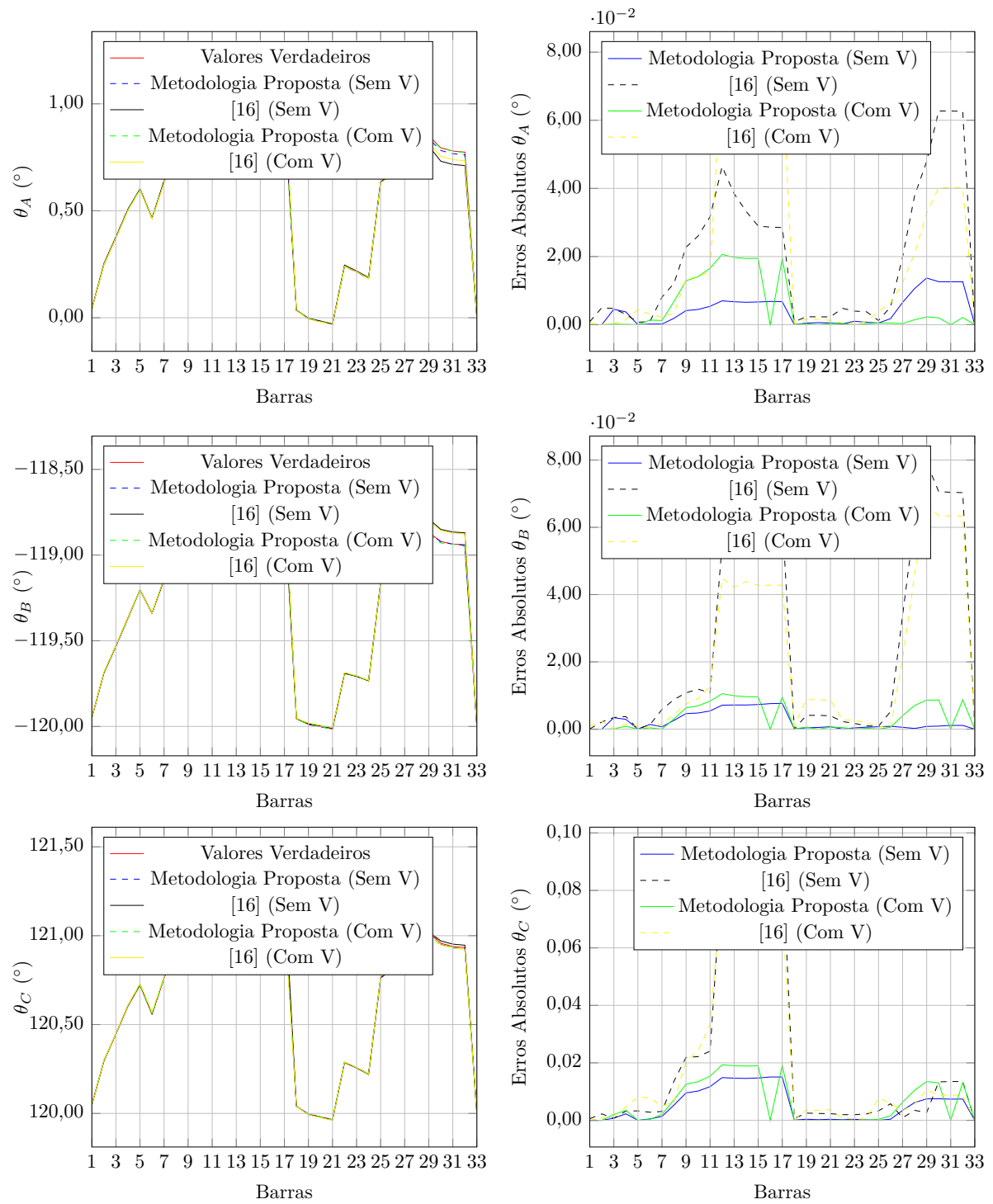


Figura 114 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

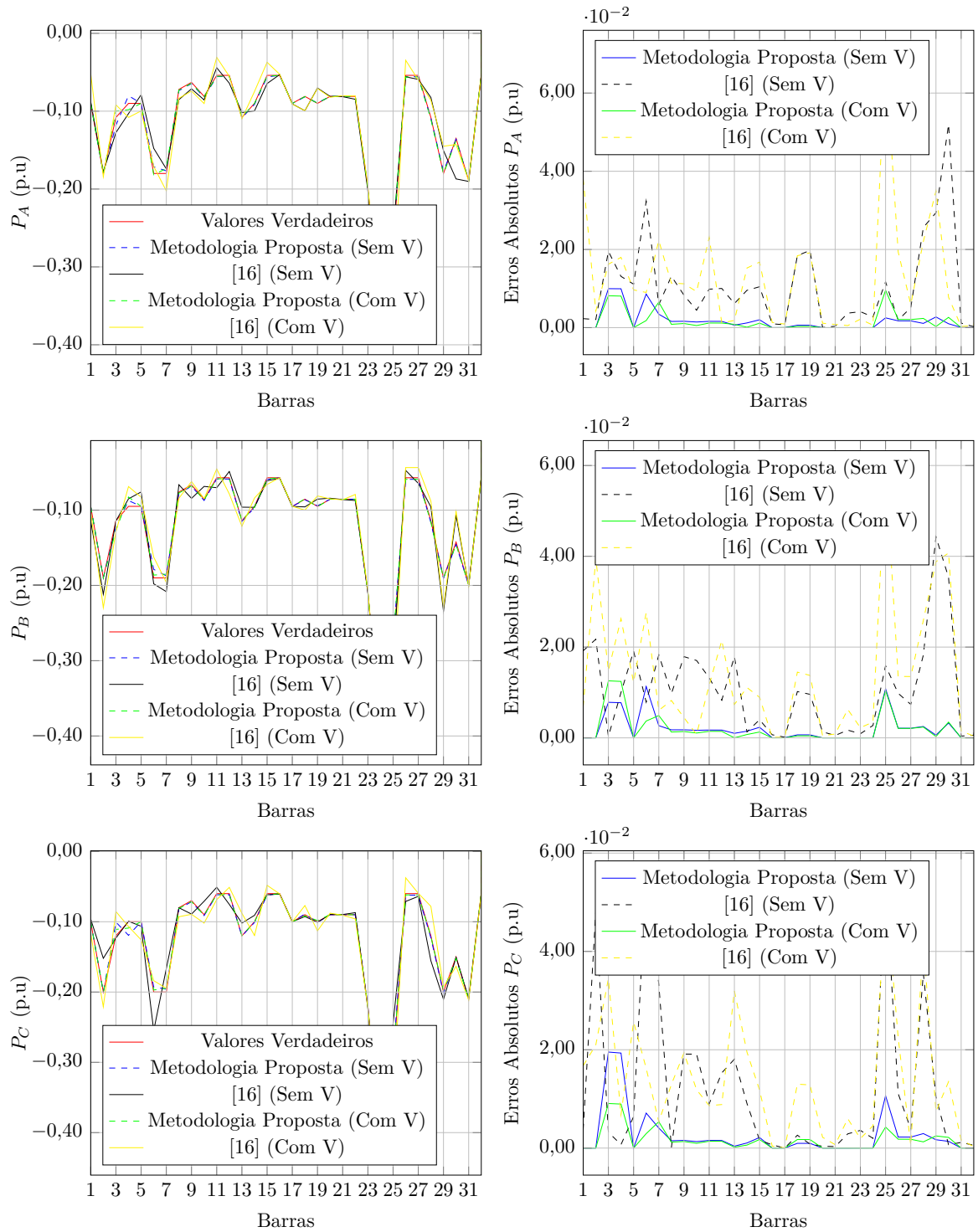


Figura 115 – Potência ativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

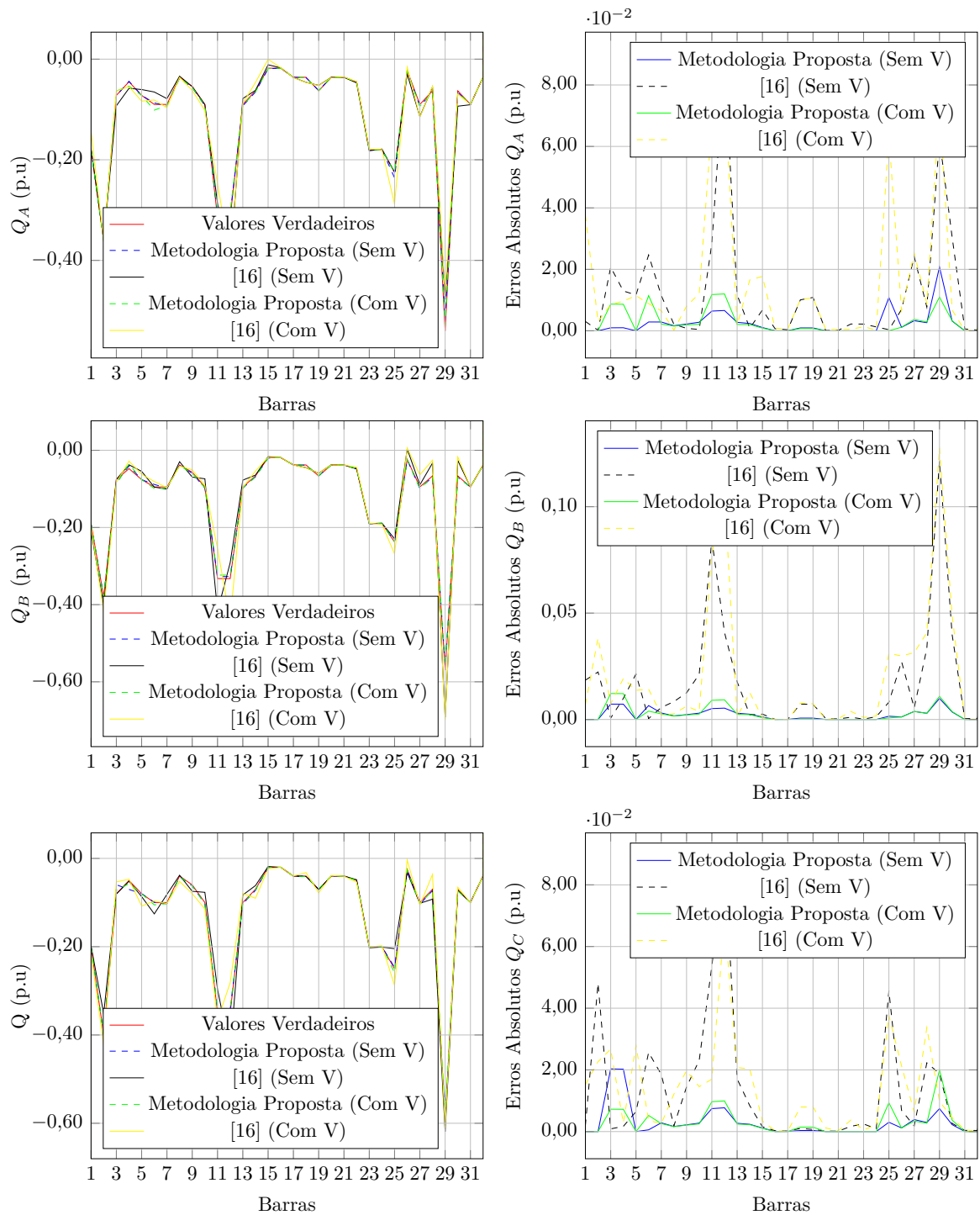


Figura 116 – Potência reativa obtida para o sistema de 33 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

D.4.2 70 Barras

D.4.2.1 Caso 1

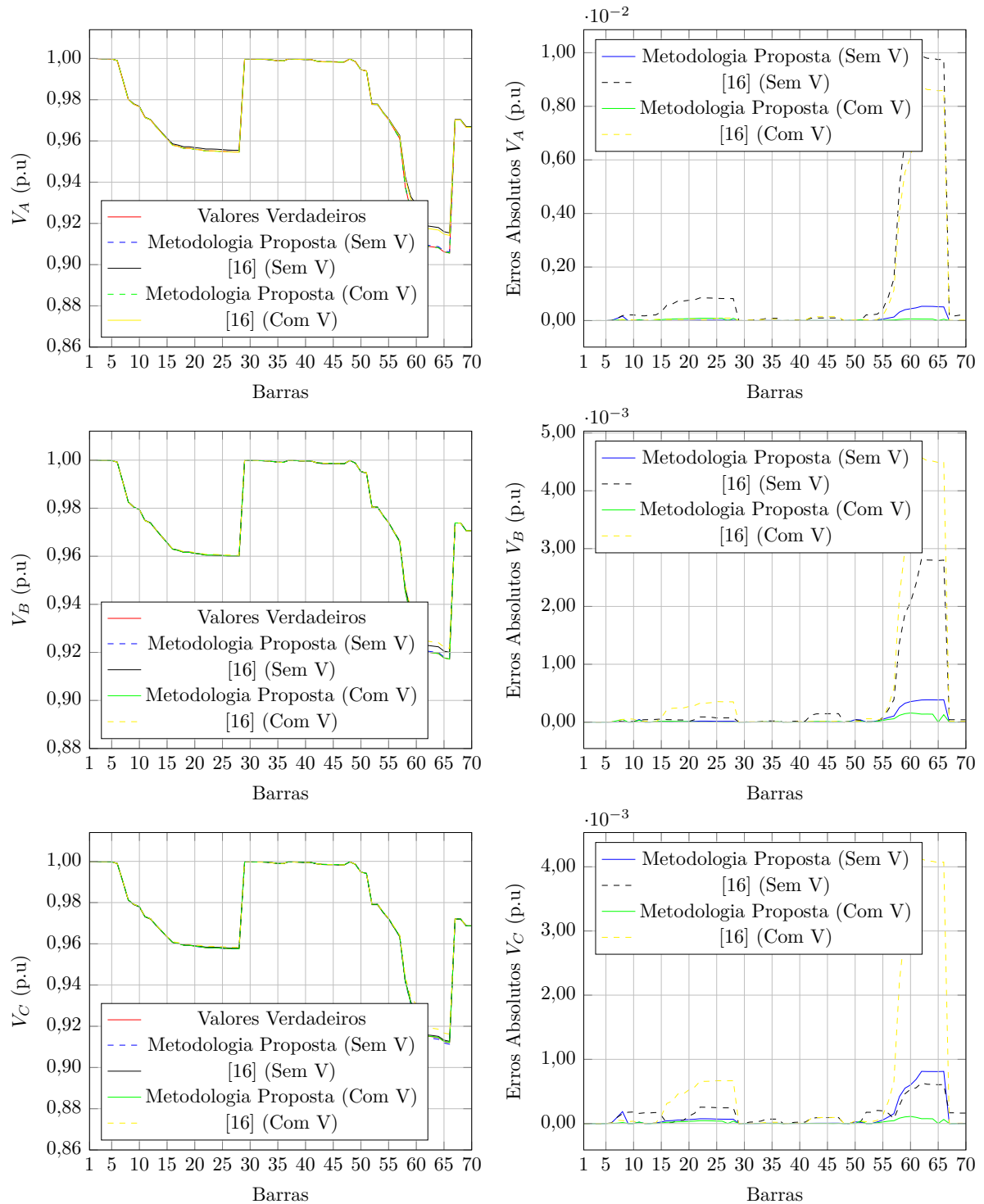


Figura 117 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

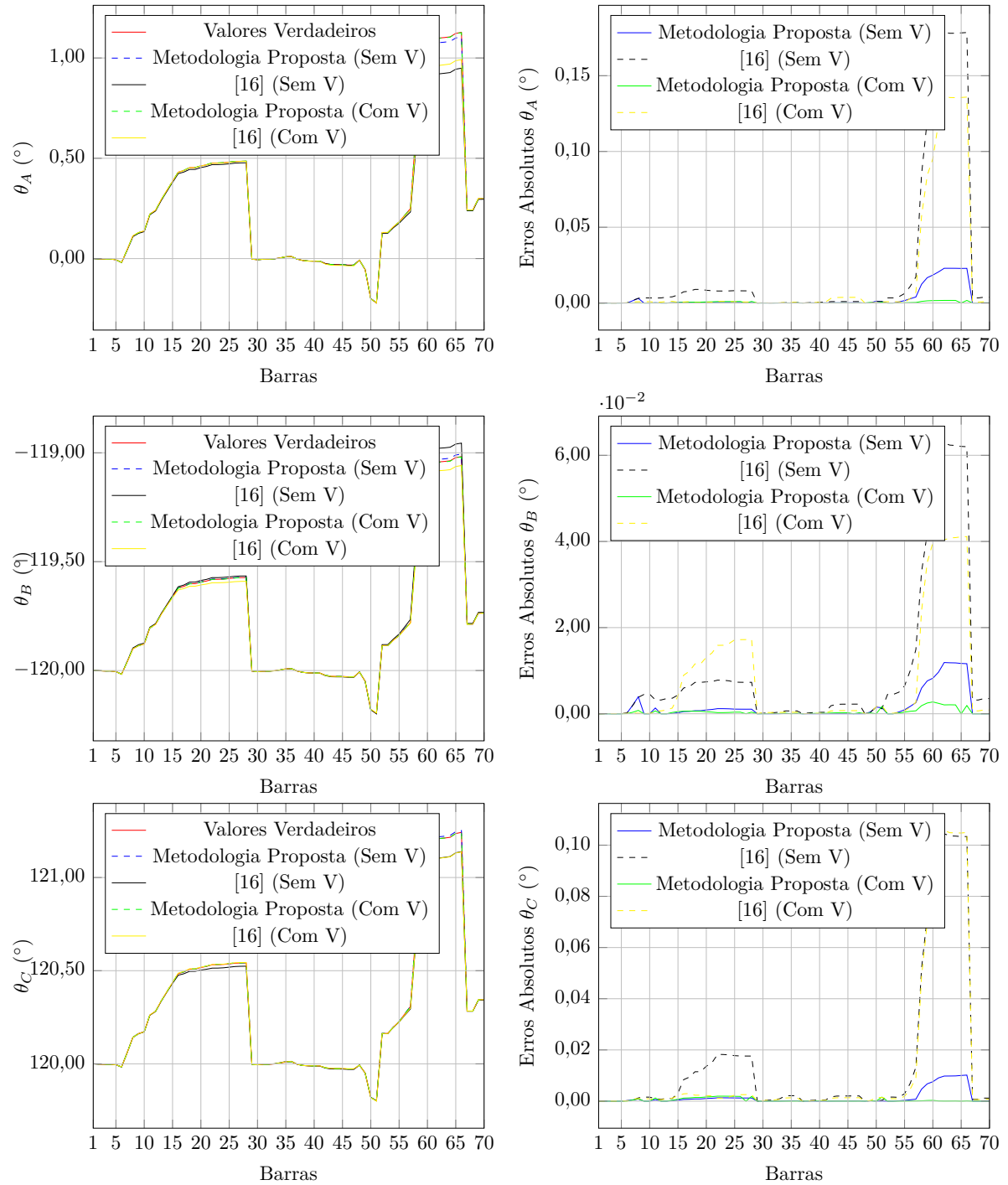


Figura 118 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

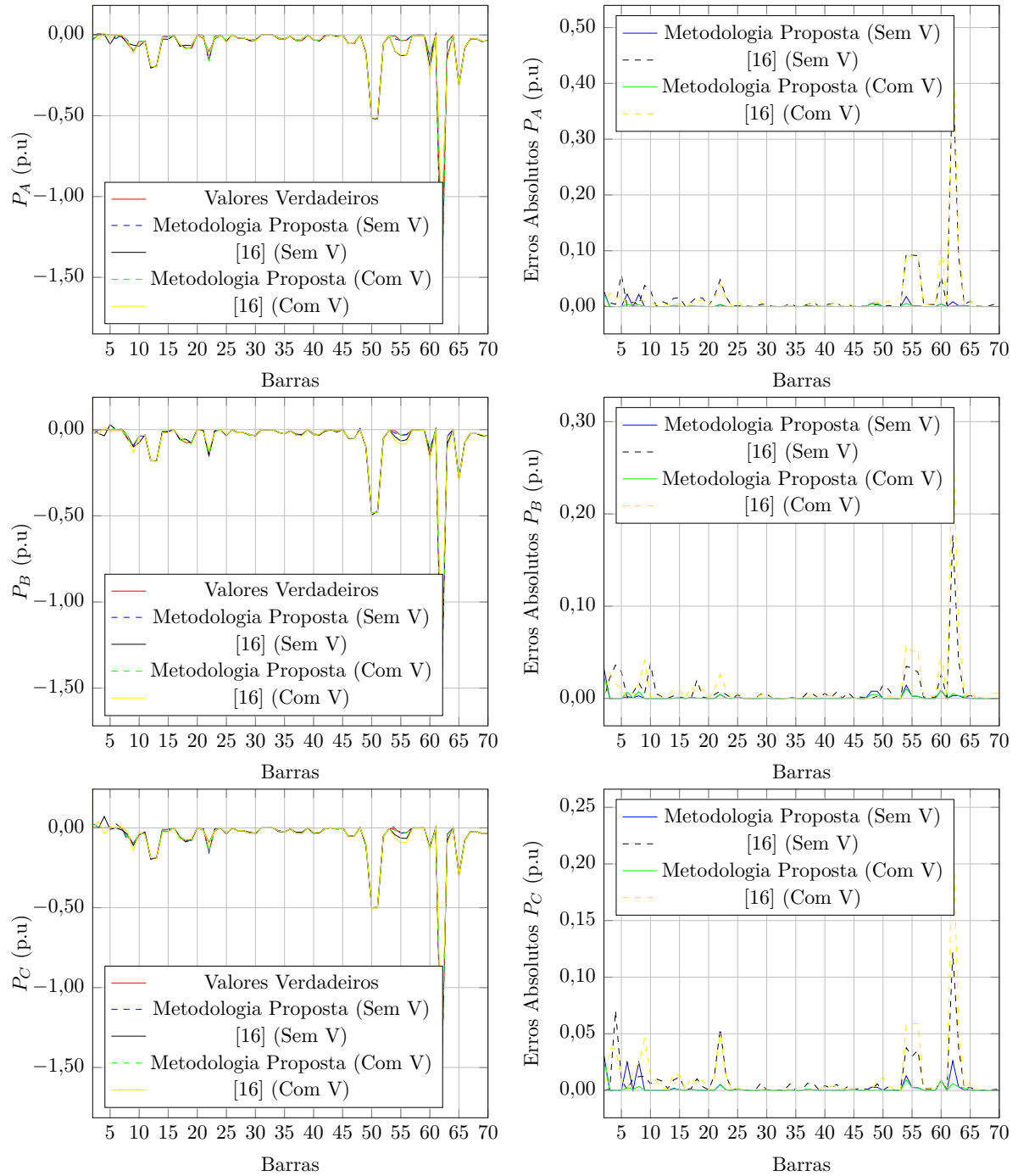


Figura 119 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

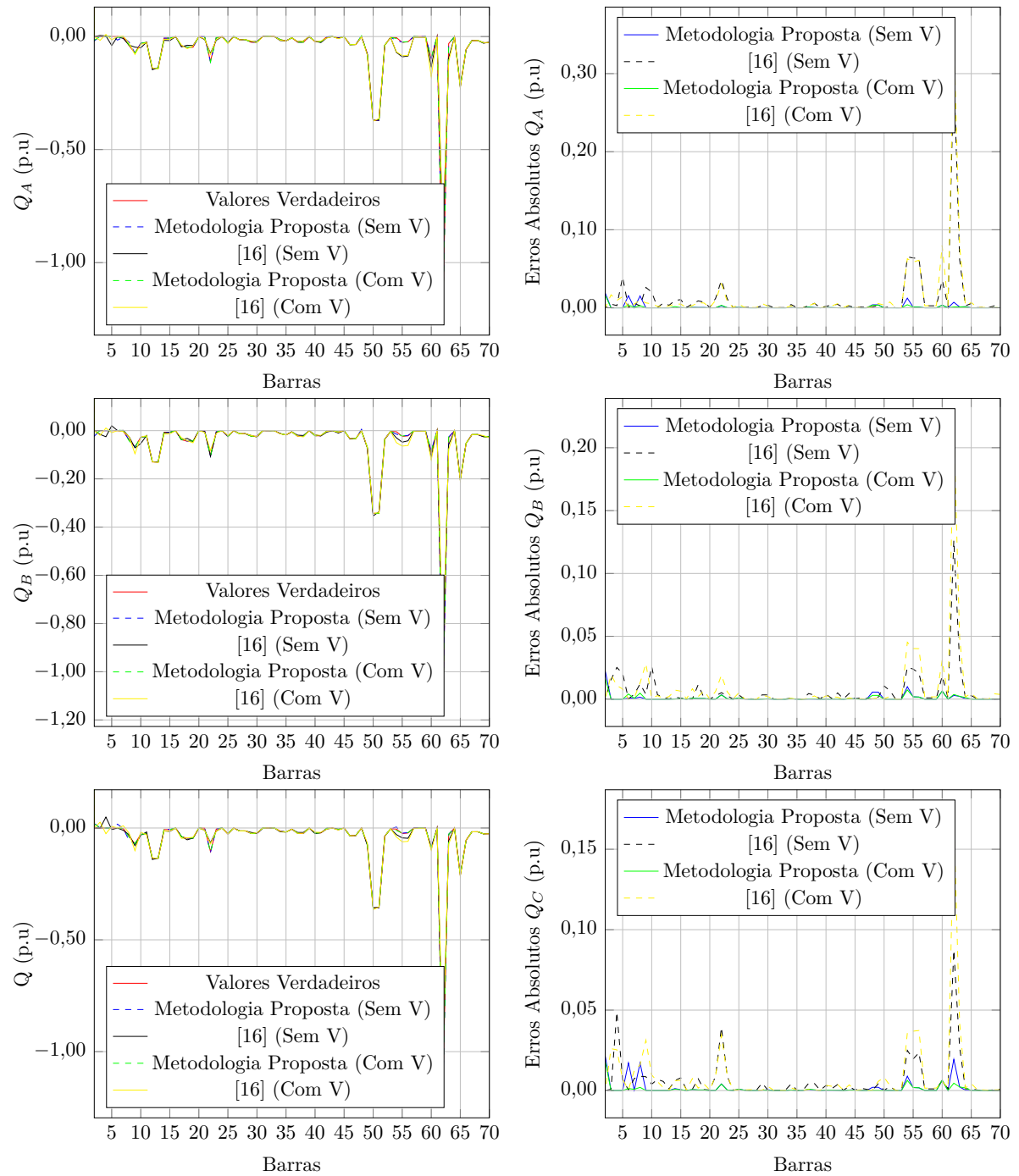


Figura 120 – Potência relativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 1 sem medições de tensão.

D.4.2.2 Caso 2

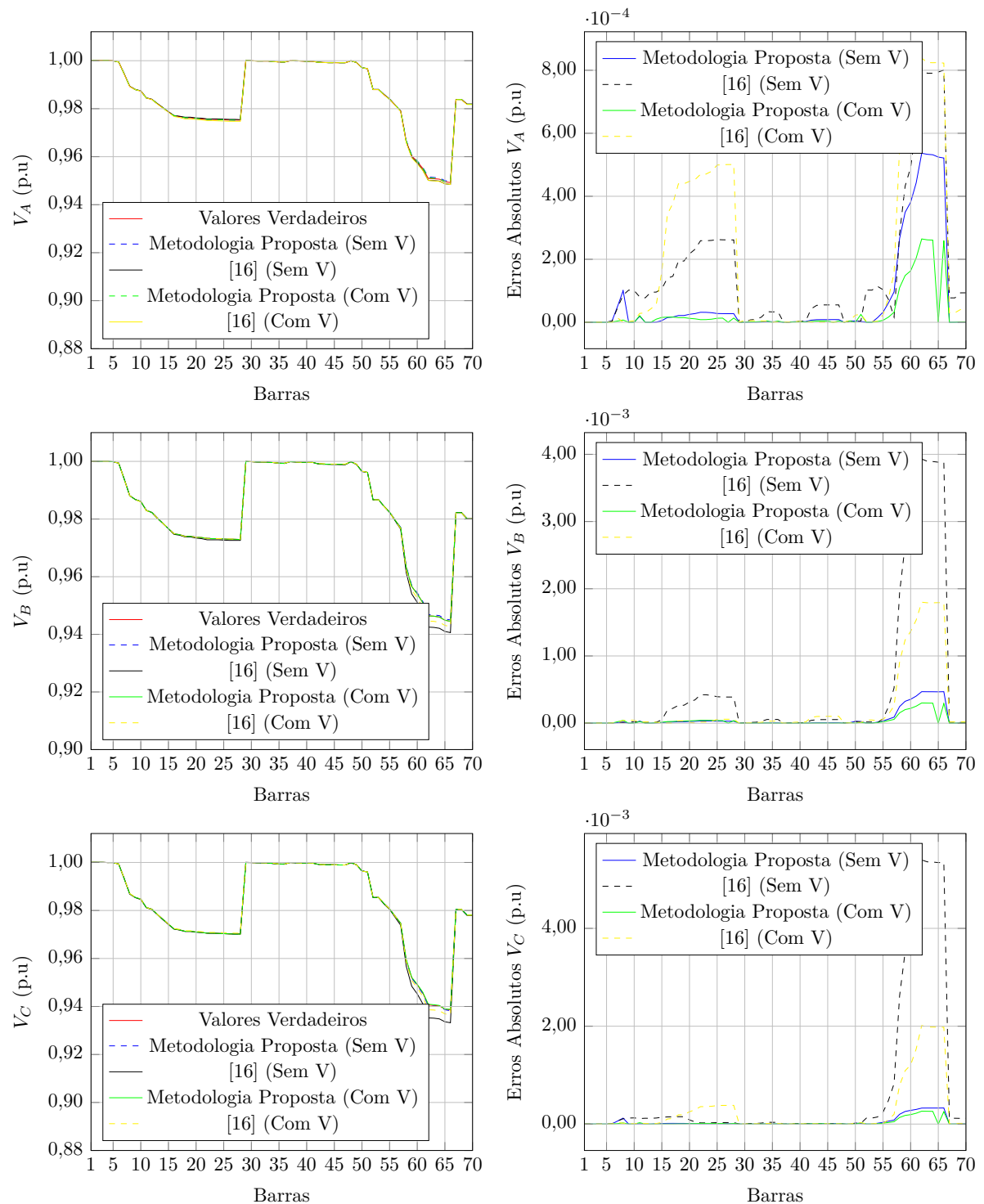


Figura 121 – Tensões nodais obtidas para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

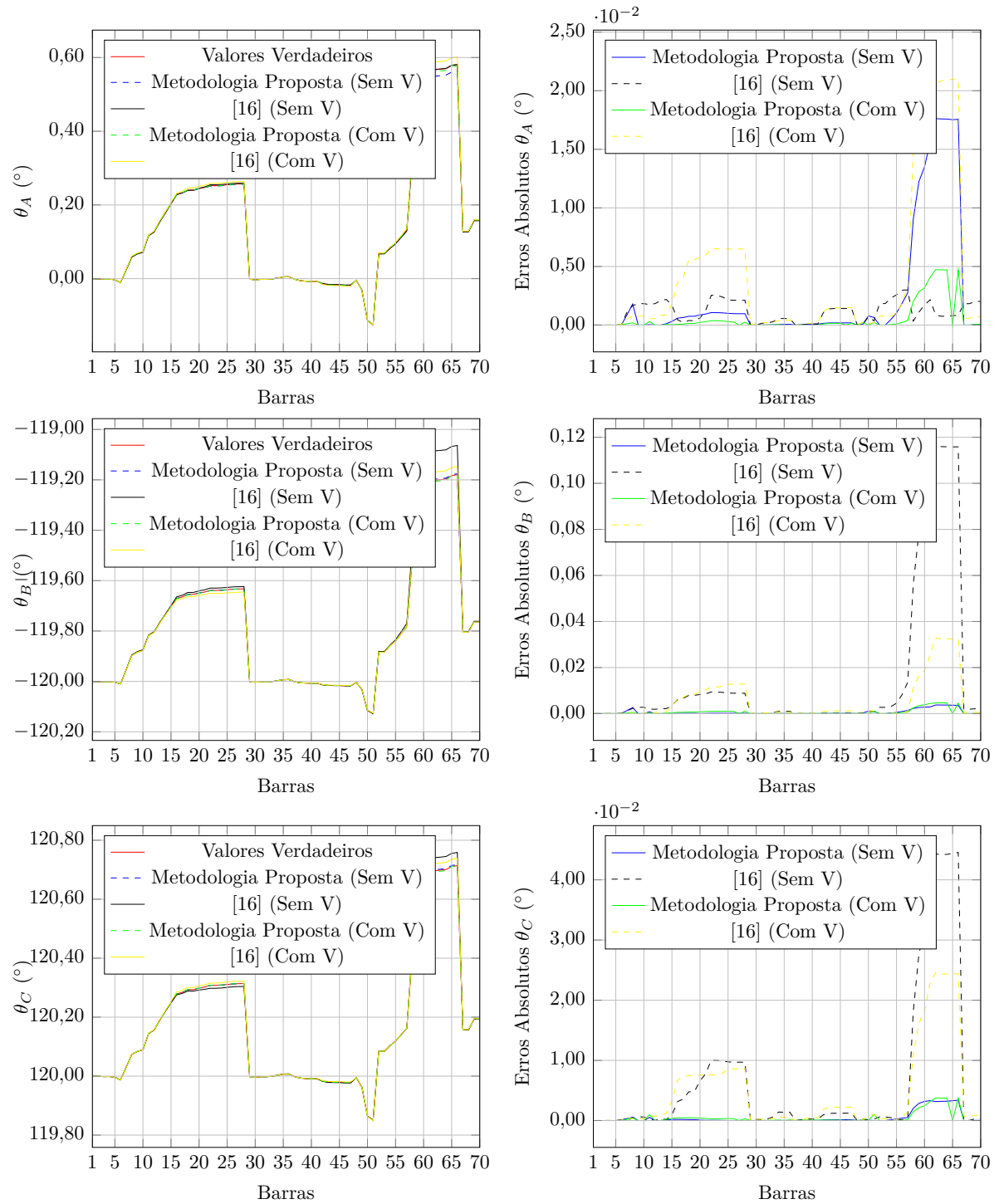


Figura 122 – Ângulos das tensões nodais obtidos para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

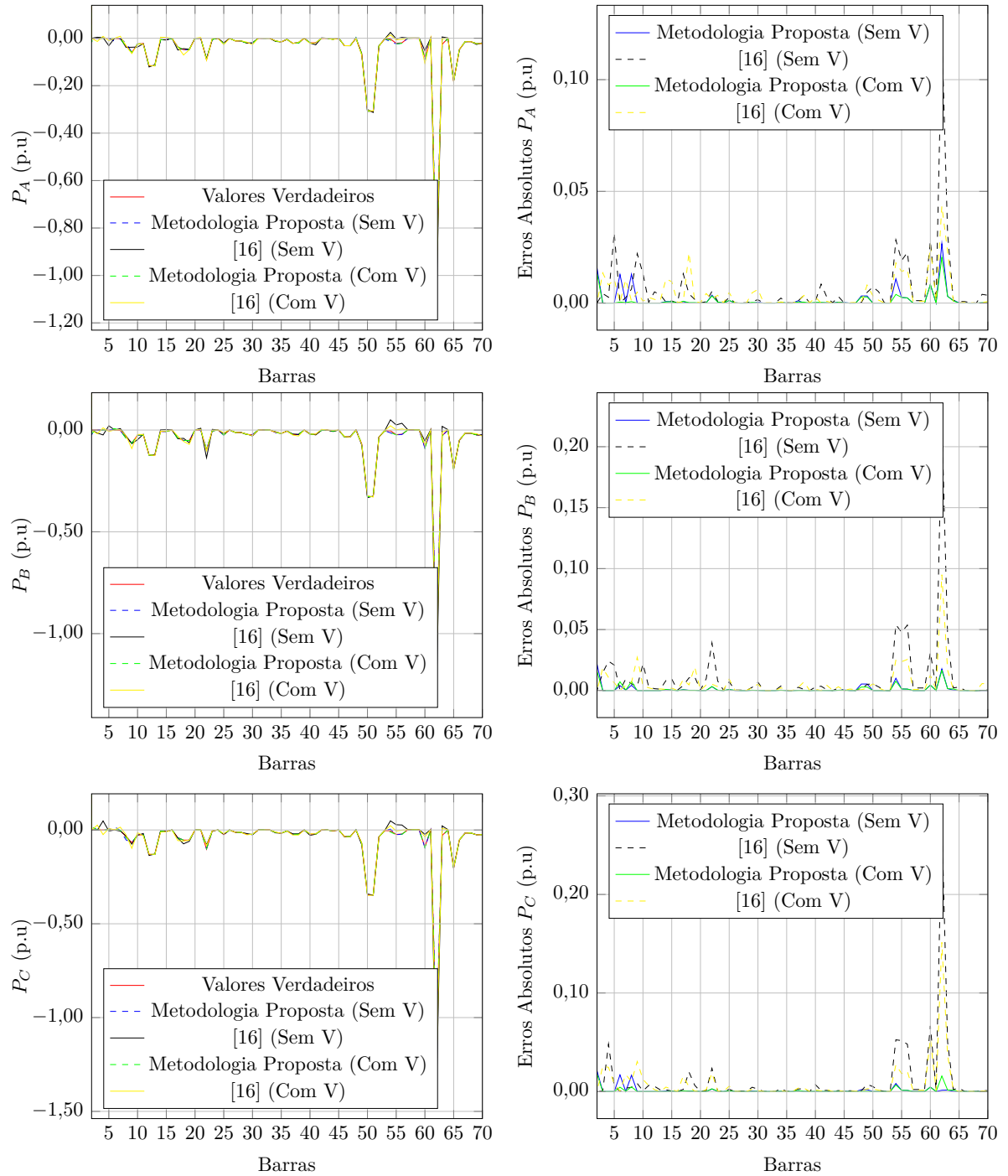


Figura 123 – Potência ativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

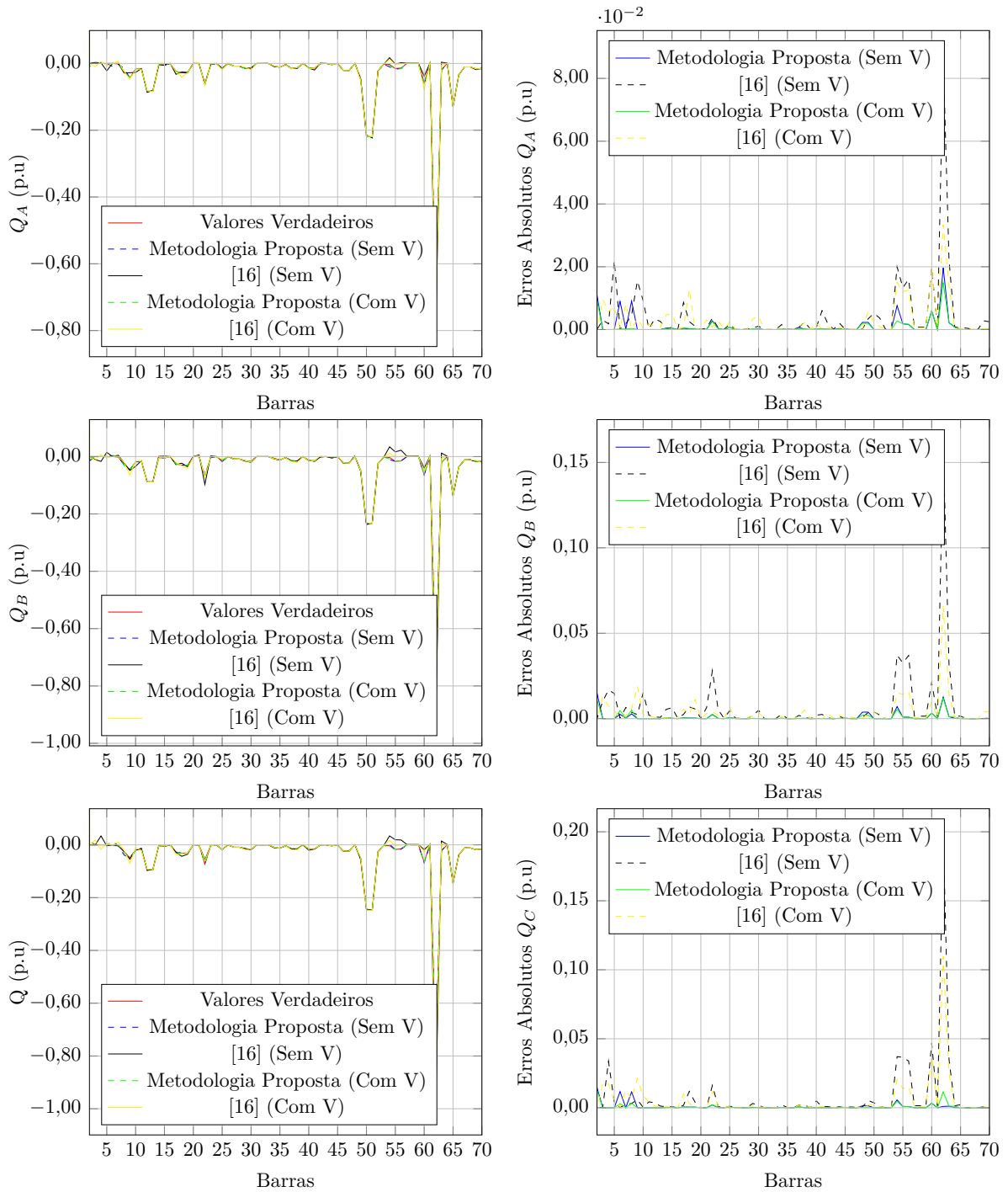


Figura 124 – Potência relativa obtida para o sistema de 70 barras considerando o sistema desequilibrado - caso 2 sem medições de tensão.

D.5 Curva de Carga

D.5.1 Barra 3

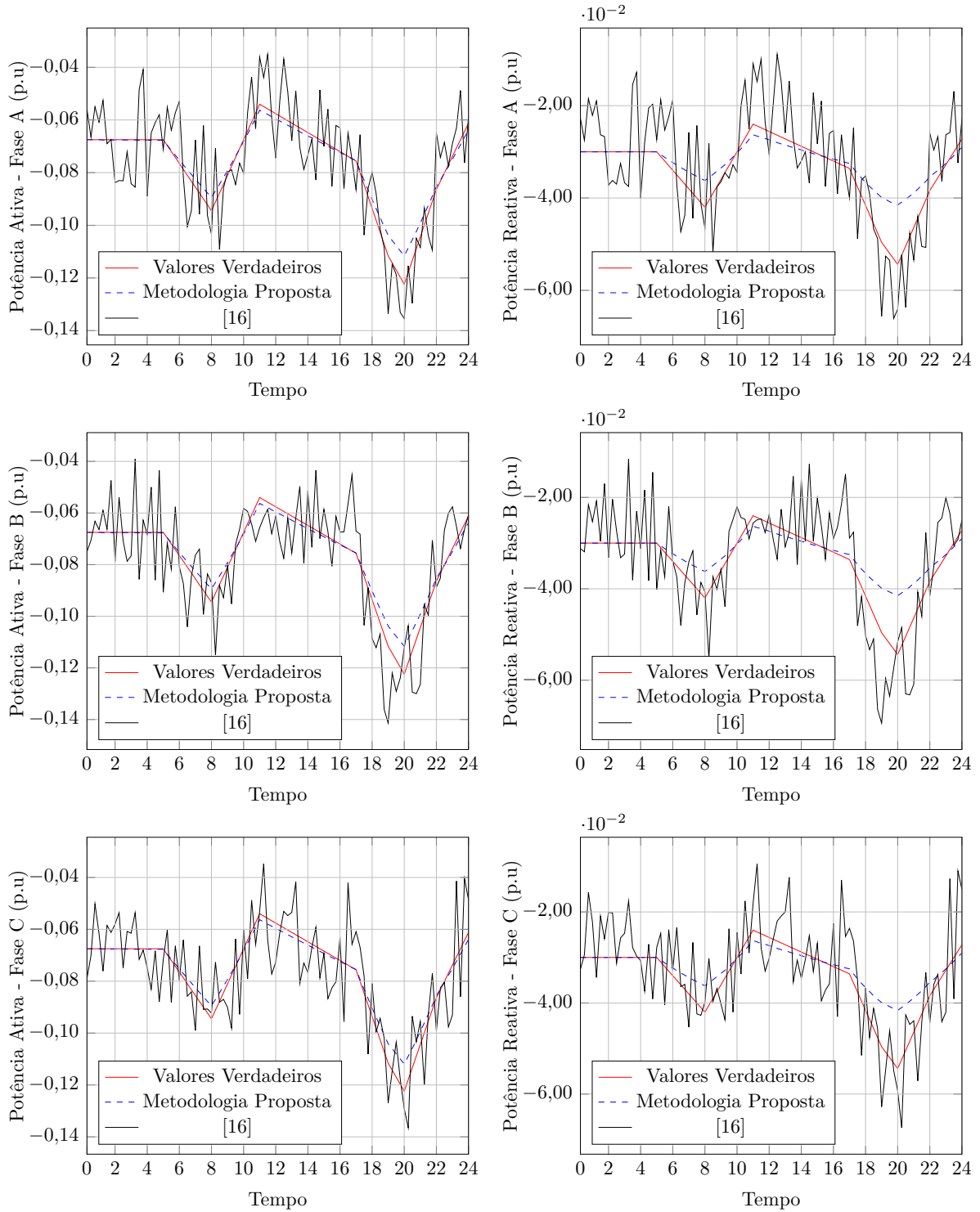


Figura 125 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 3 do sistema de 33 barras

D.5.2 Barra 4

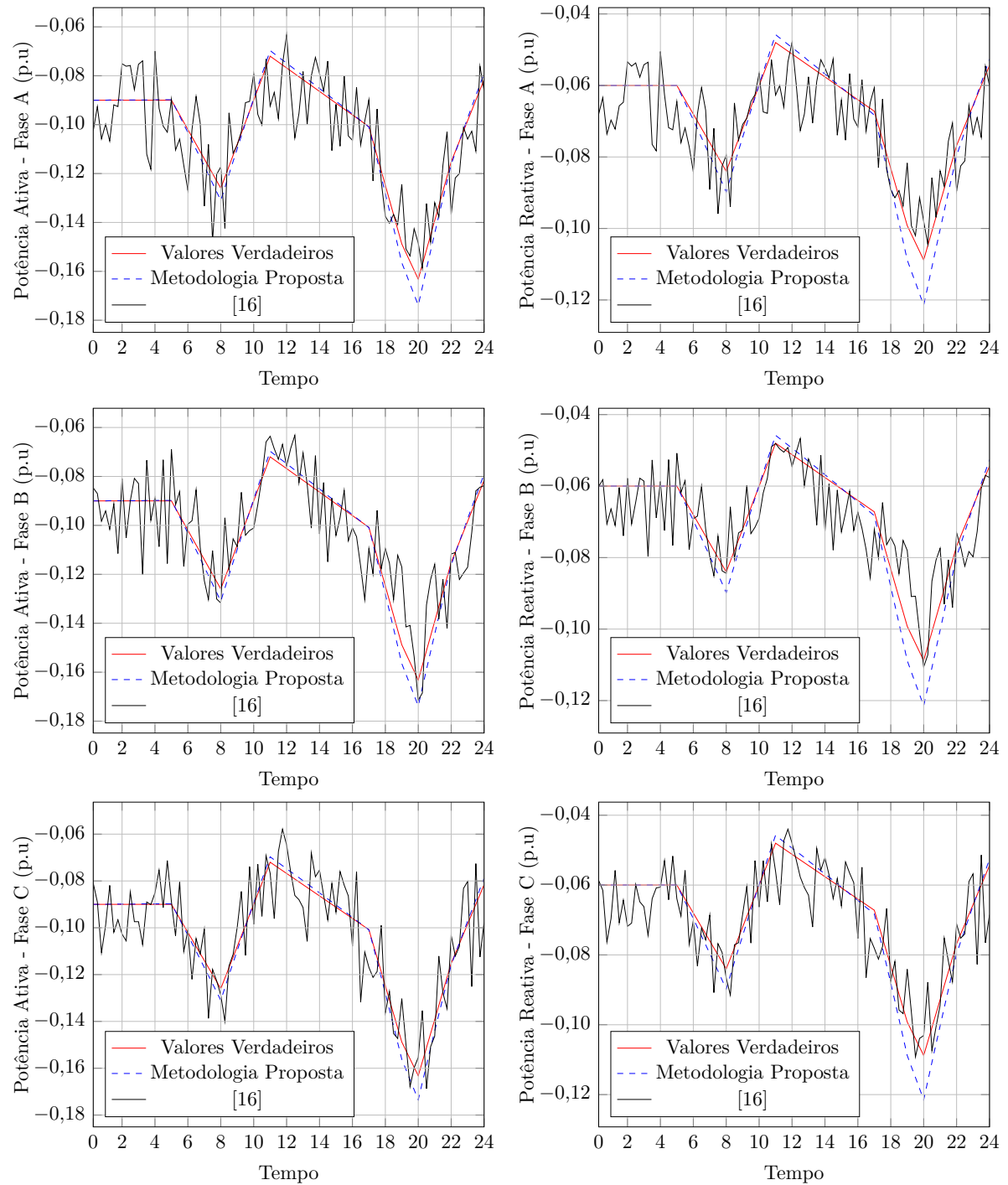


Figura 126 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 4 do sistema de 33 barras

D.5.3 Barra 6

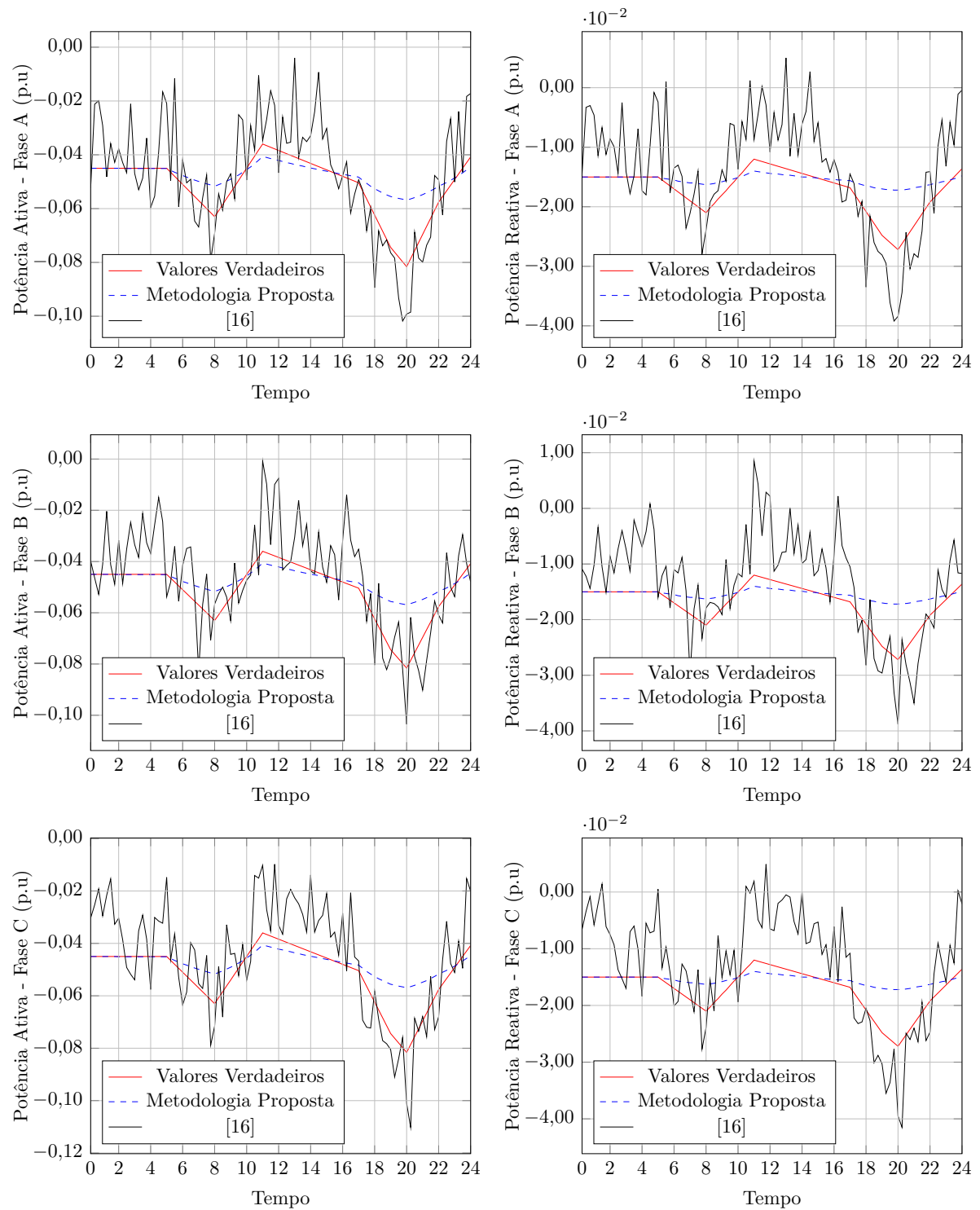


Figura 127 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 6 do sistema de 33 barras

D.5.4 Barra 7

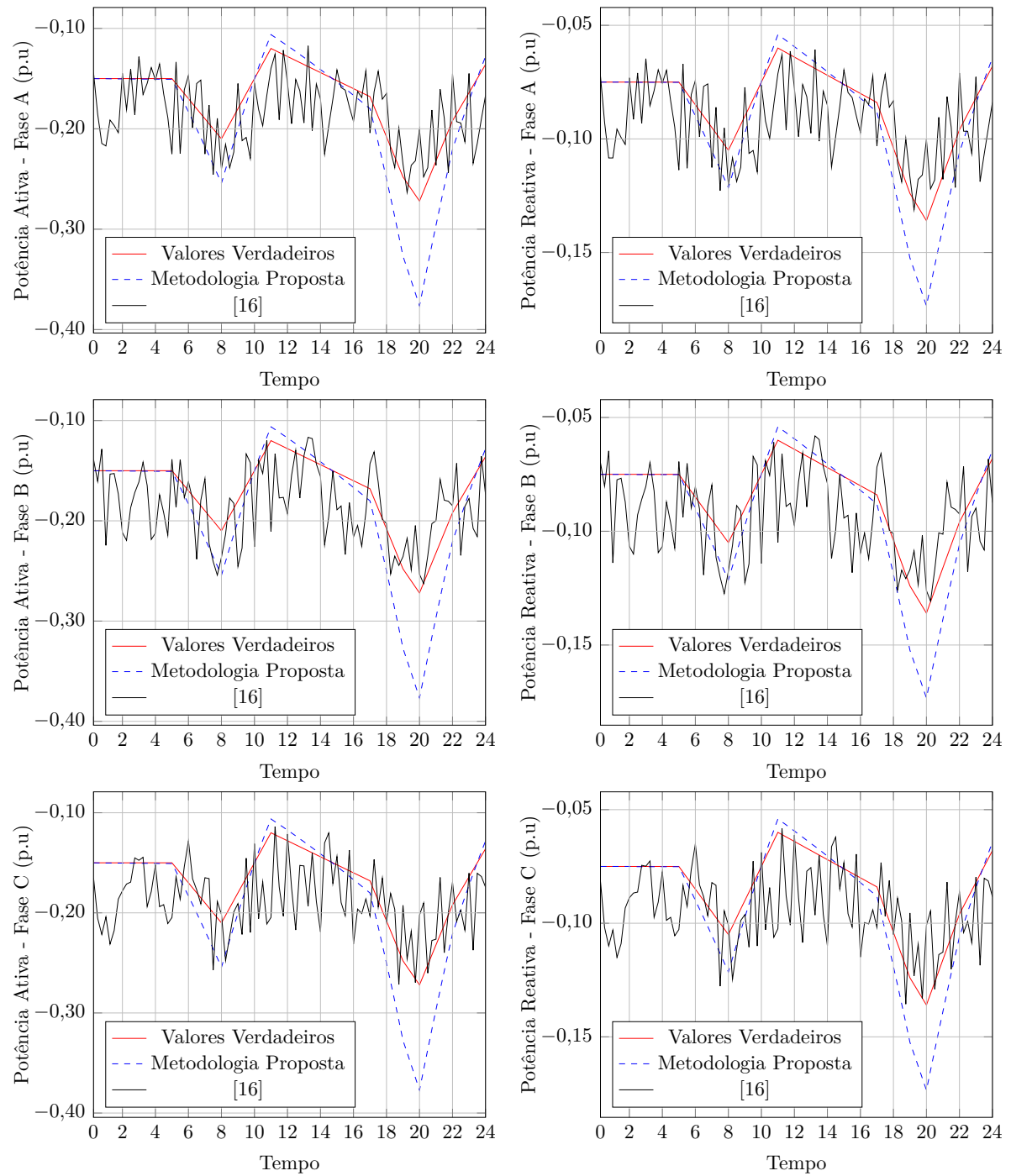


Figura 128 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 7 do sistema de 33 barras

D.5.5 Barra 8

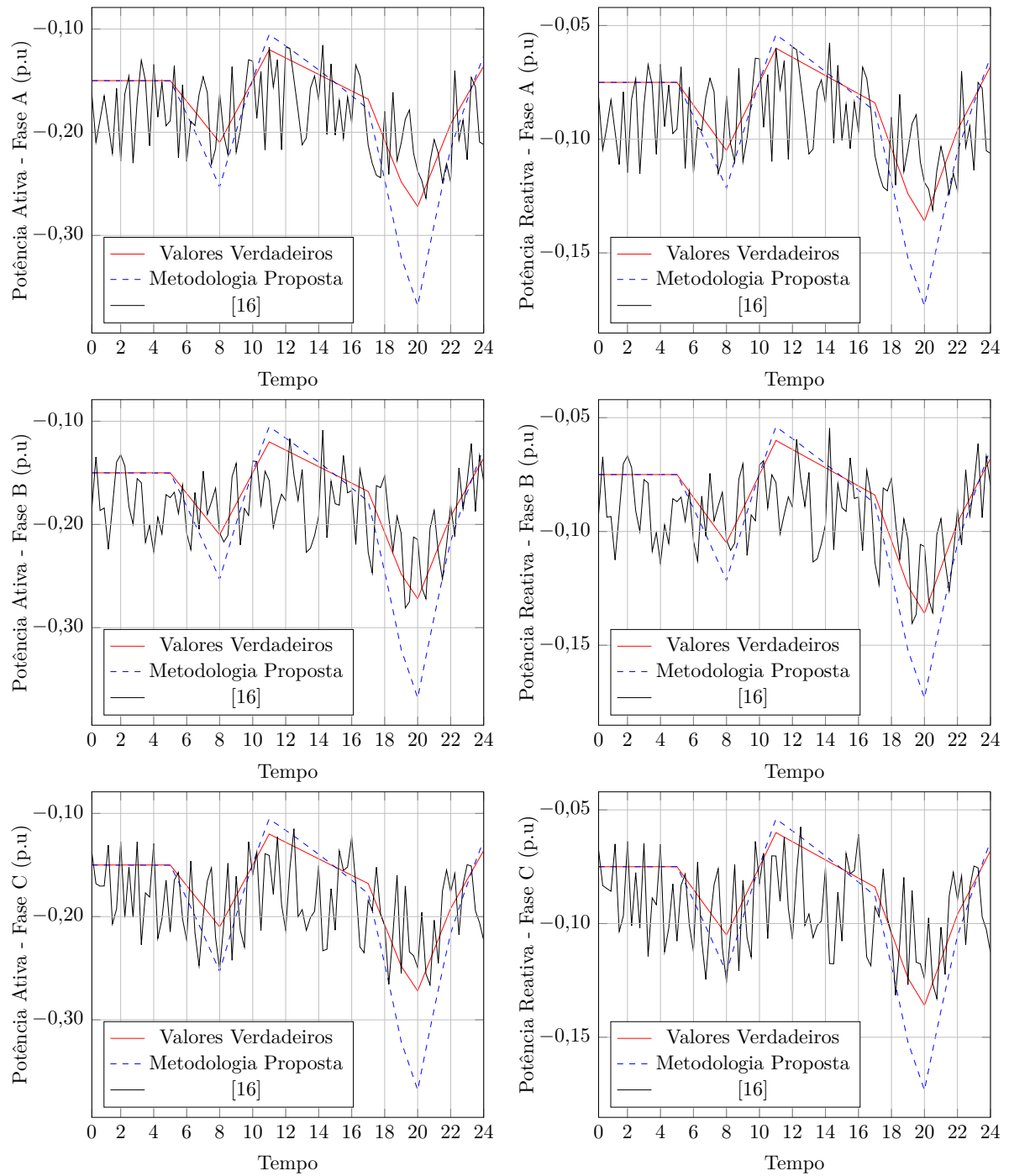


Figura 129 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 8 do sistema de 33 barras

D.5.6 Barra 9

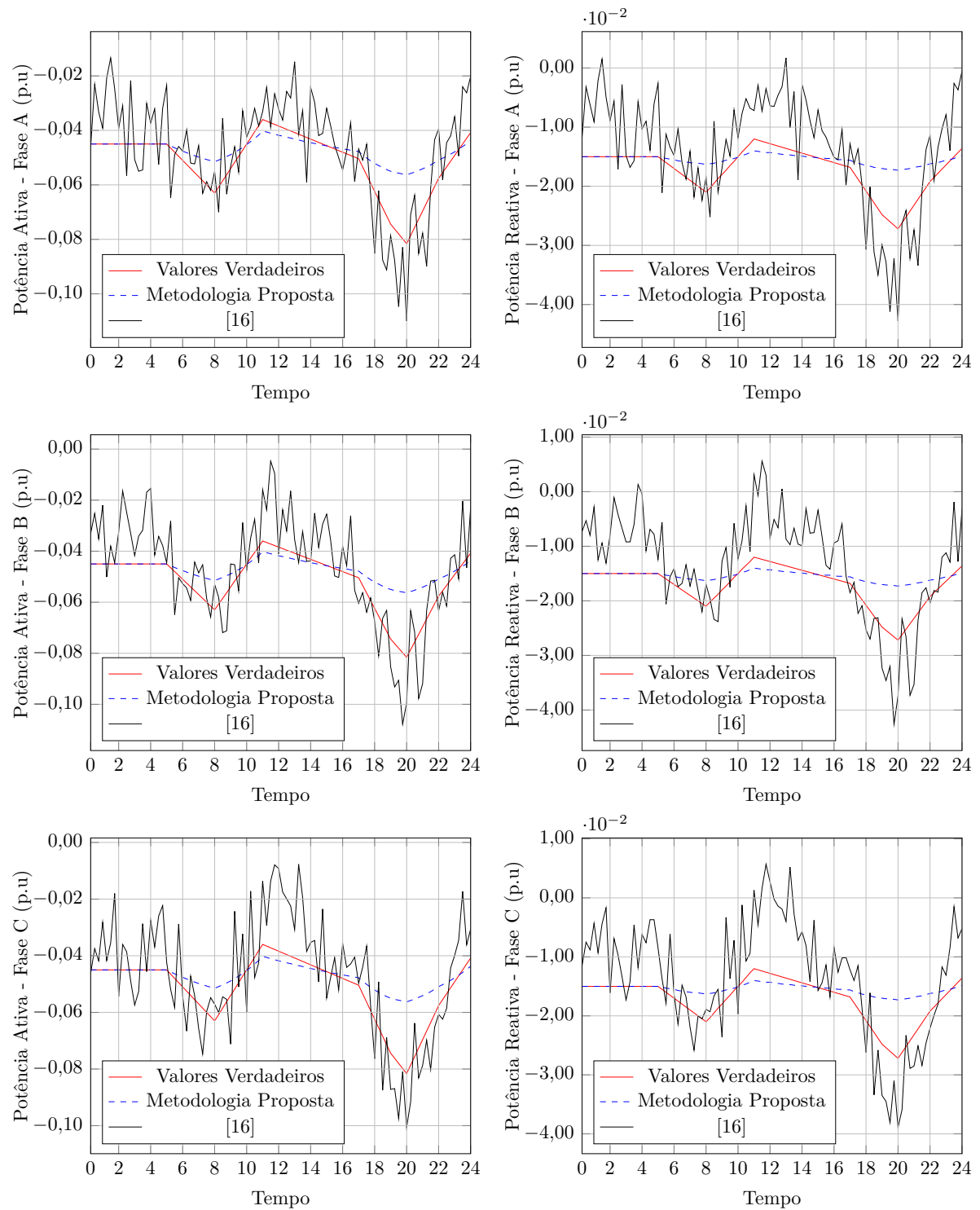


Figura 130 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 9 do sistema de 33 barras

D.5.7 Barra 10

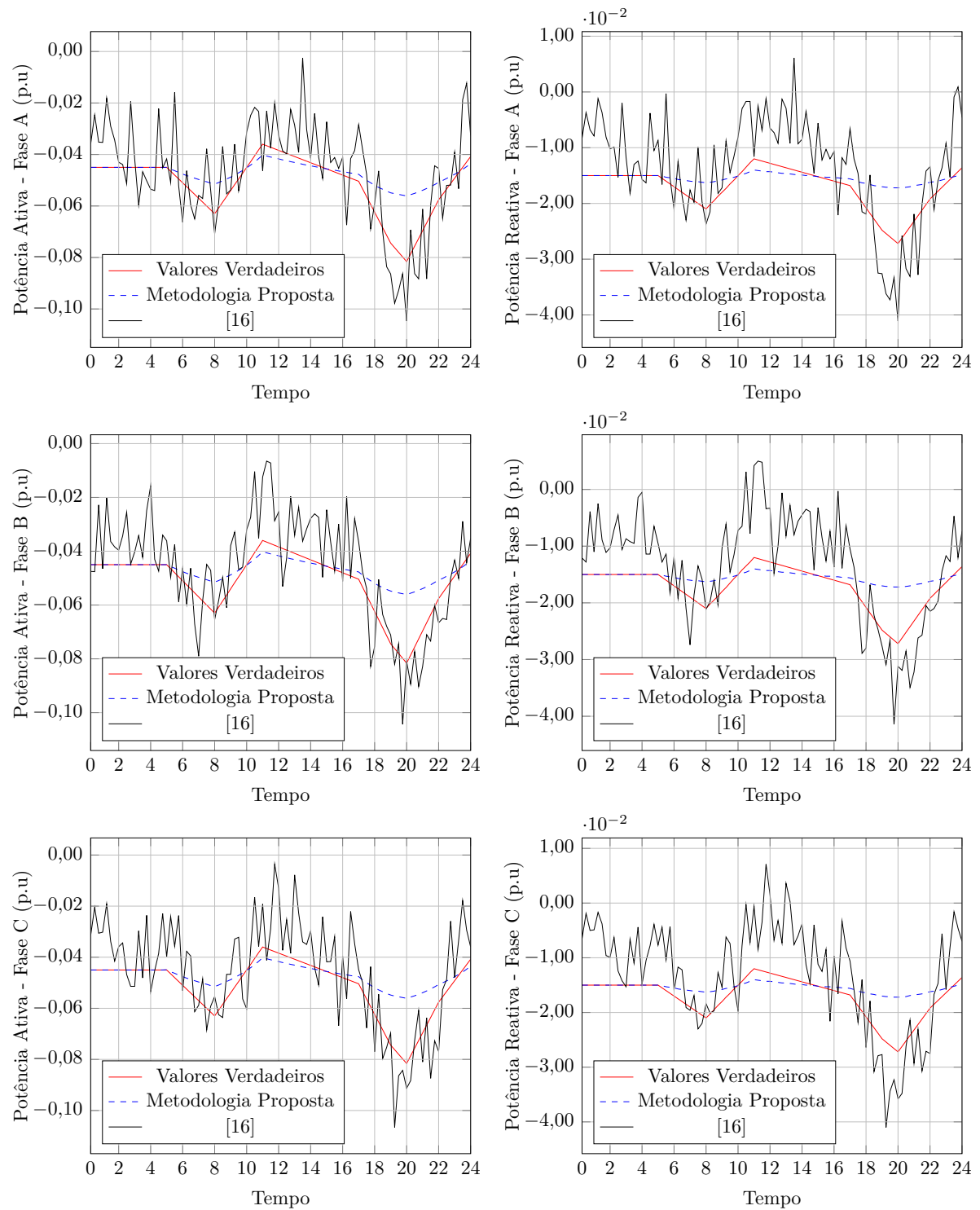


Figura 131 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 10 do sistema de 33 barras

D.5.8 Barra 11

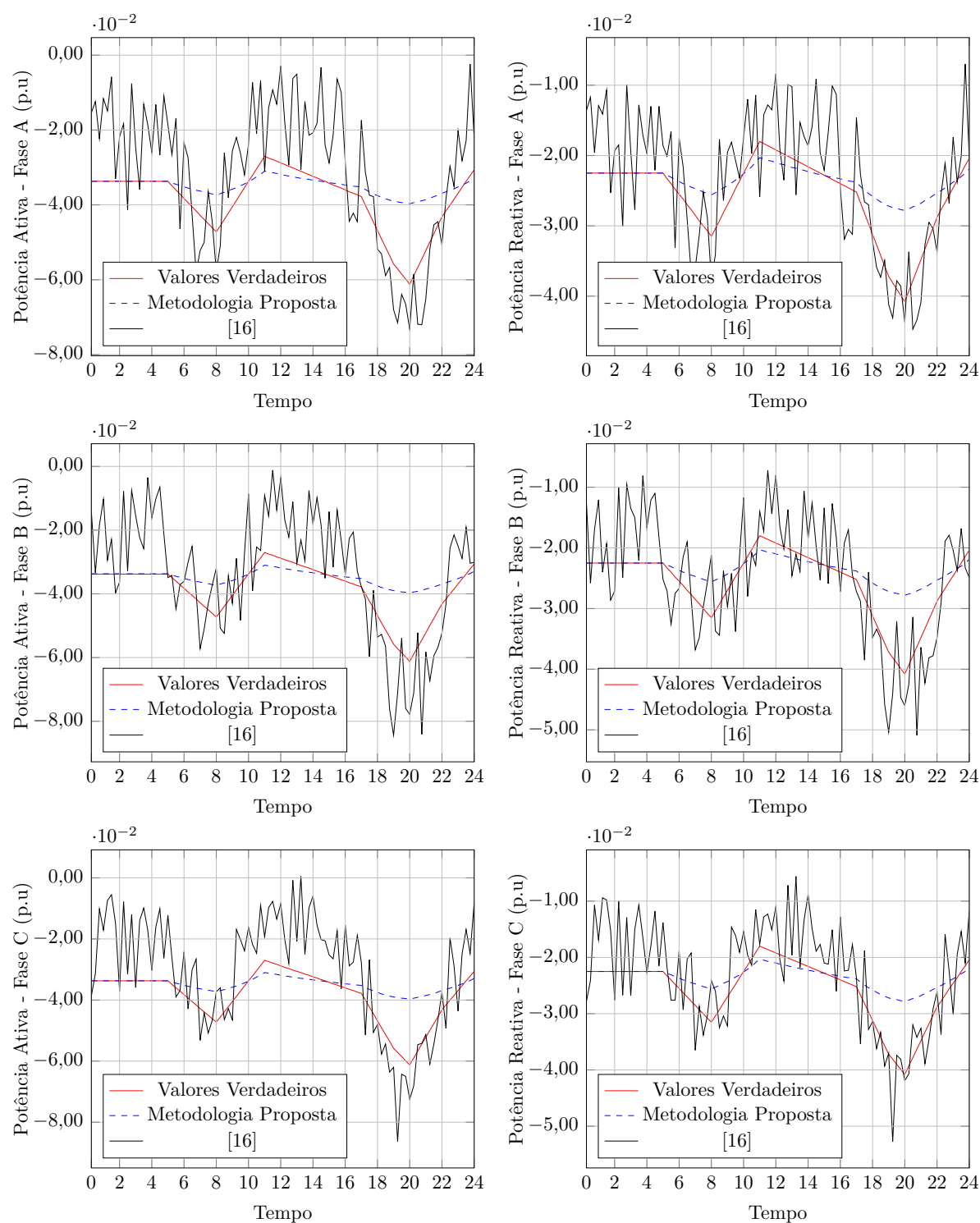


Figura 132 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 11 do sistema de 33 barras

D.5.9 Barra 12

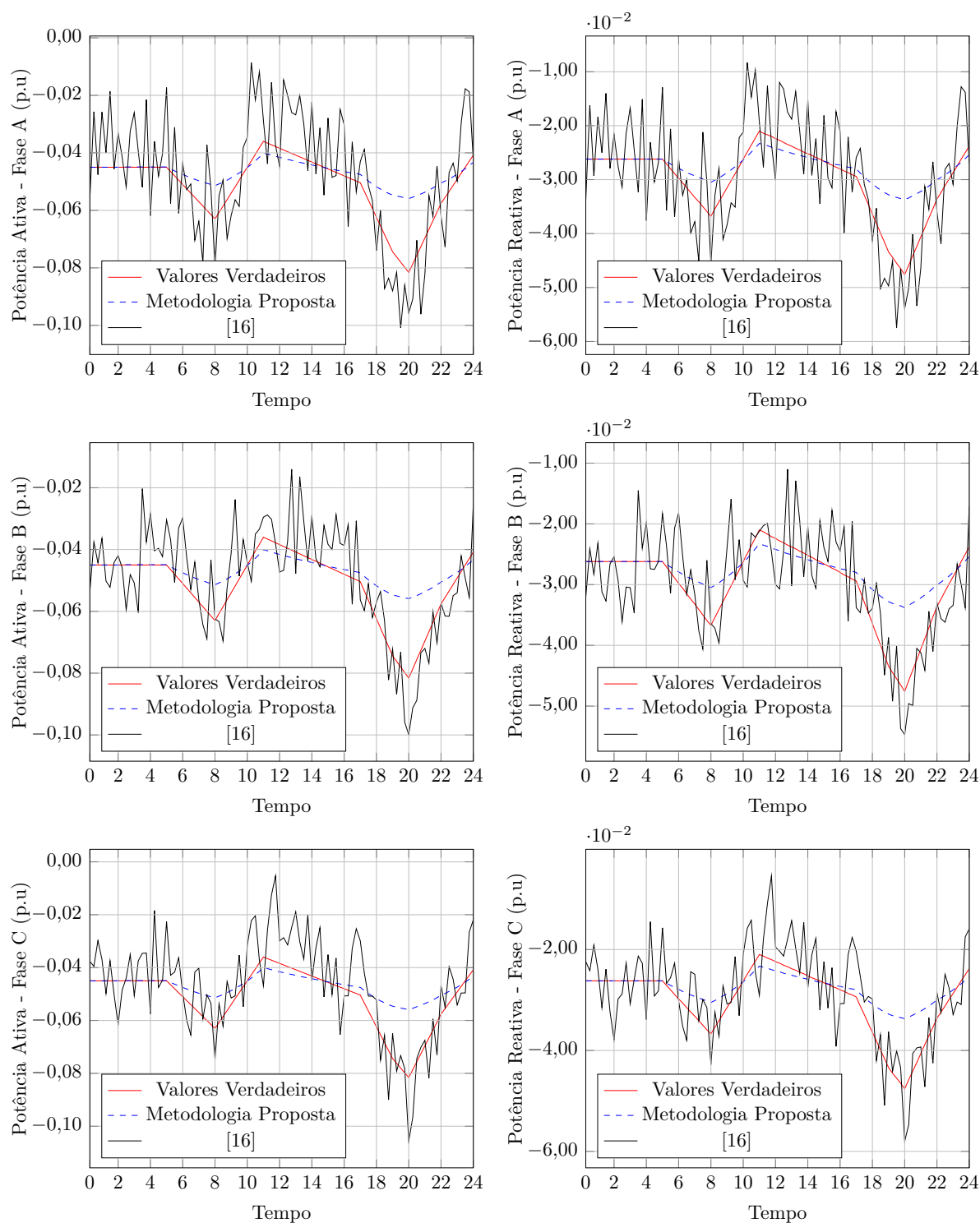


Figura 133 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 12 do sistema de 33 barras

D.5.10 Barra 13

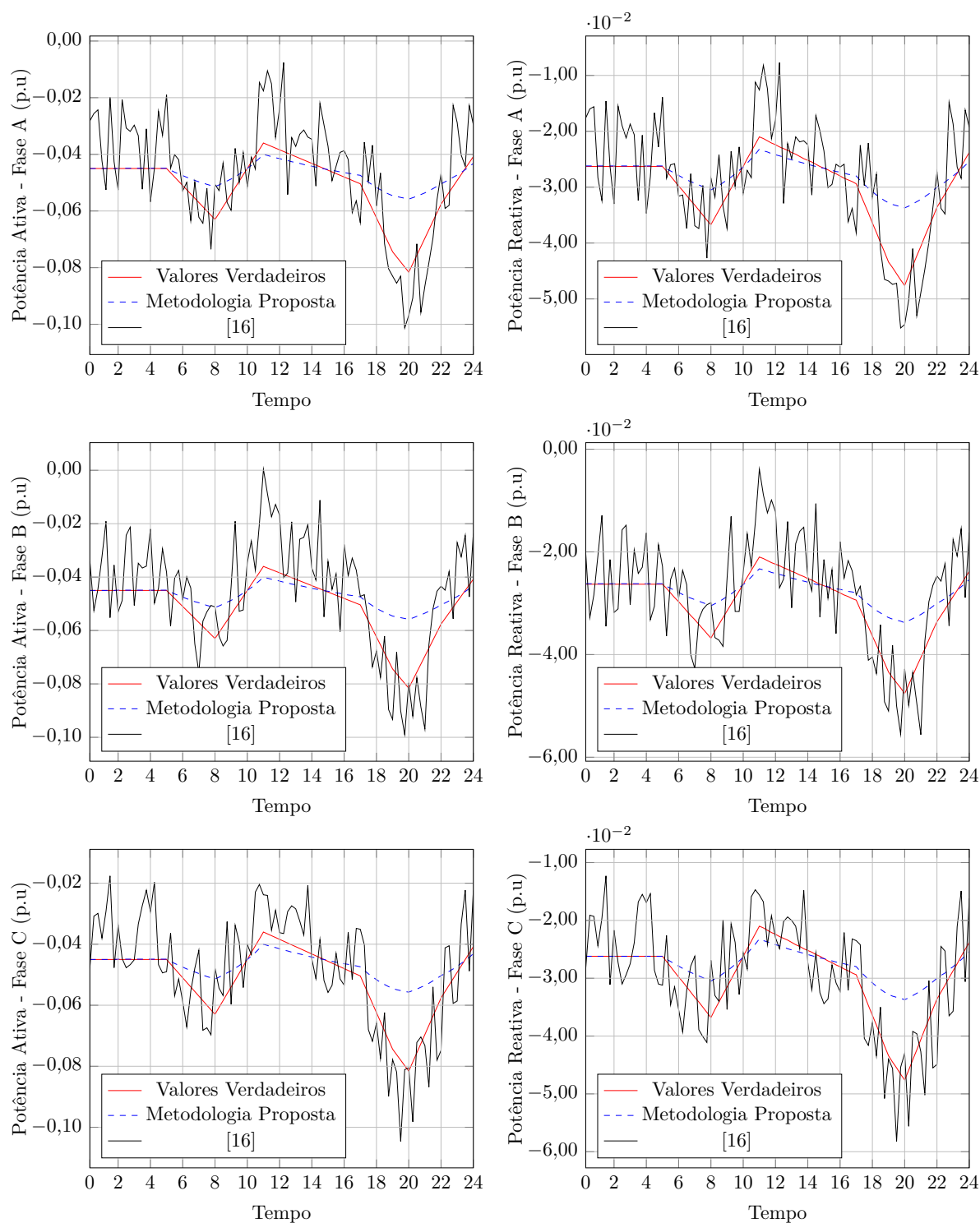


Figura 134 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 13 do sistema de 33 barras

D.5.11 Barra 14

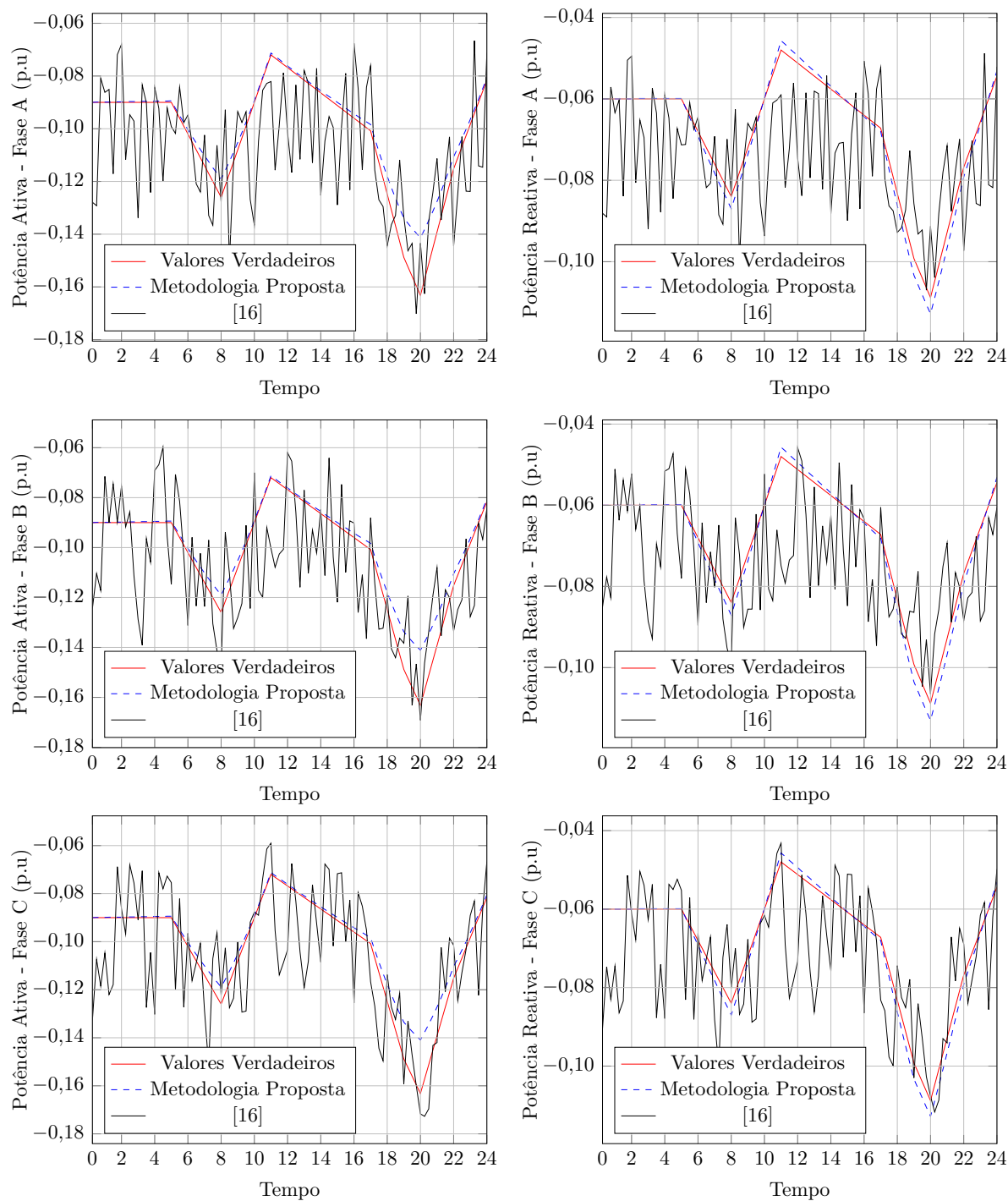


Figura 135 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 14 do sistema de 33 barras

D.5.12 Barra 15

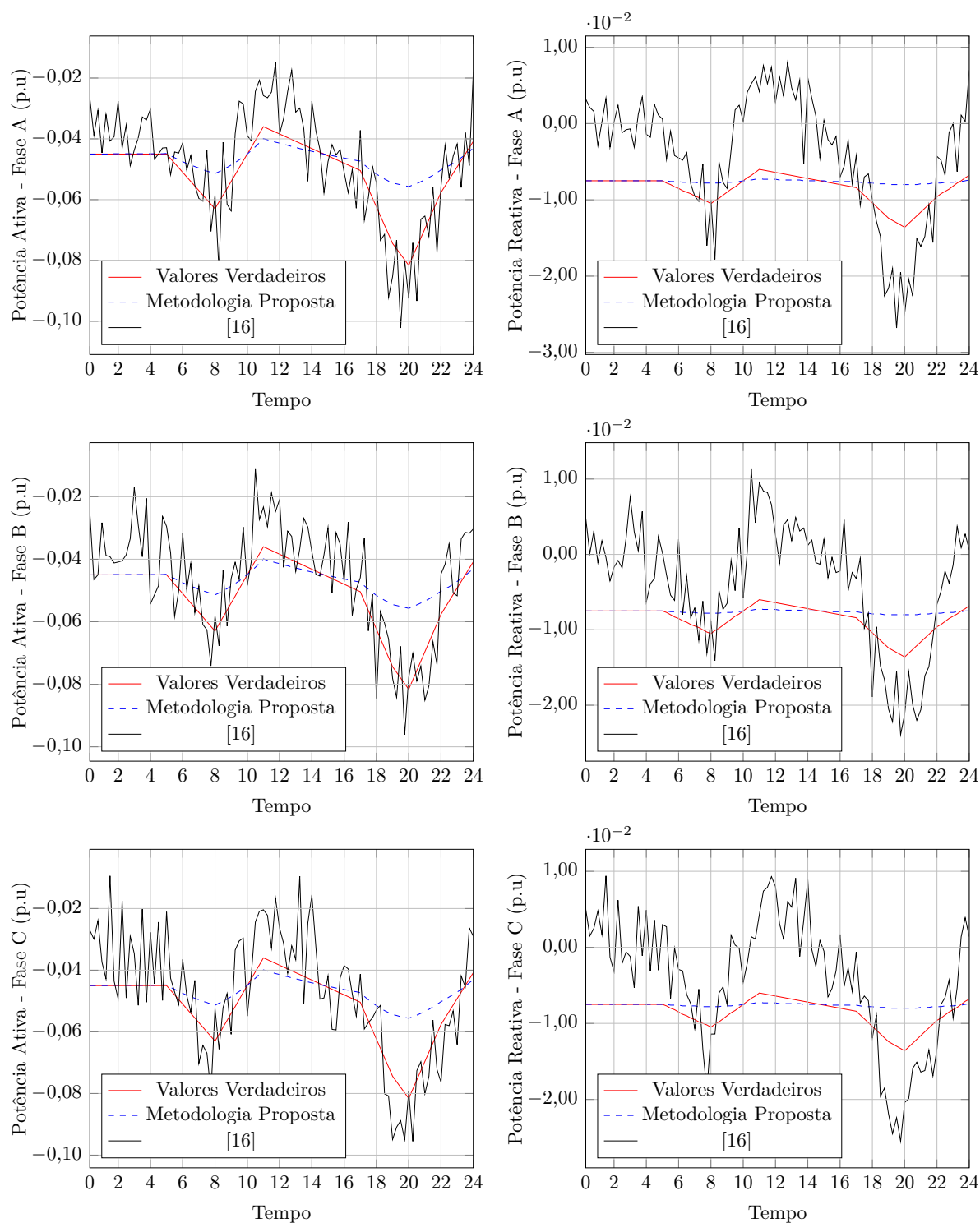


Figura 136 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 15 do sistema de 33 barras

D.5.13 Barra 17

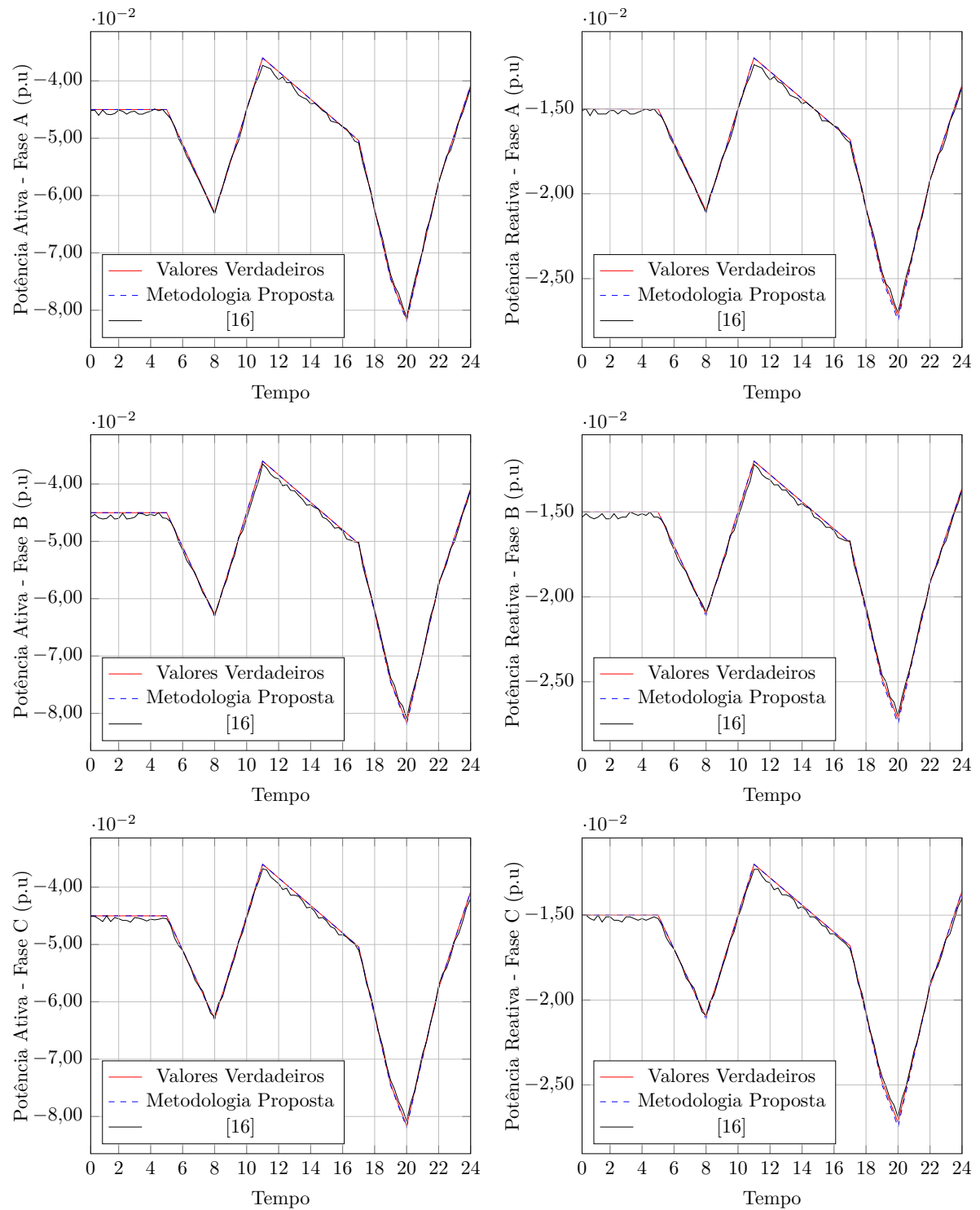


Figura 137 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 17 do sistema de 33 barras

D.5.14 Barra 18

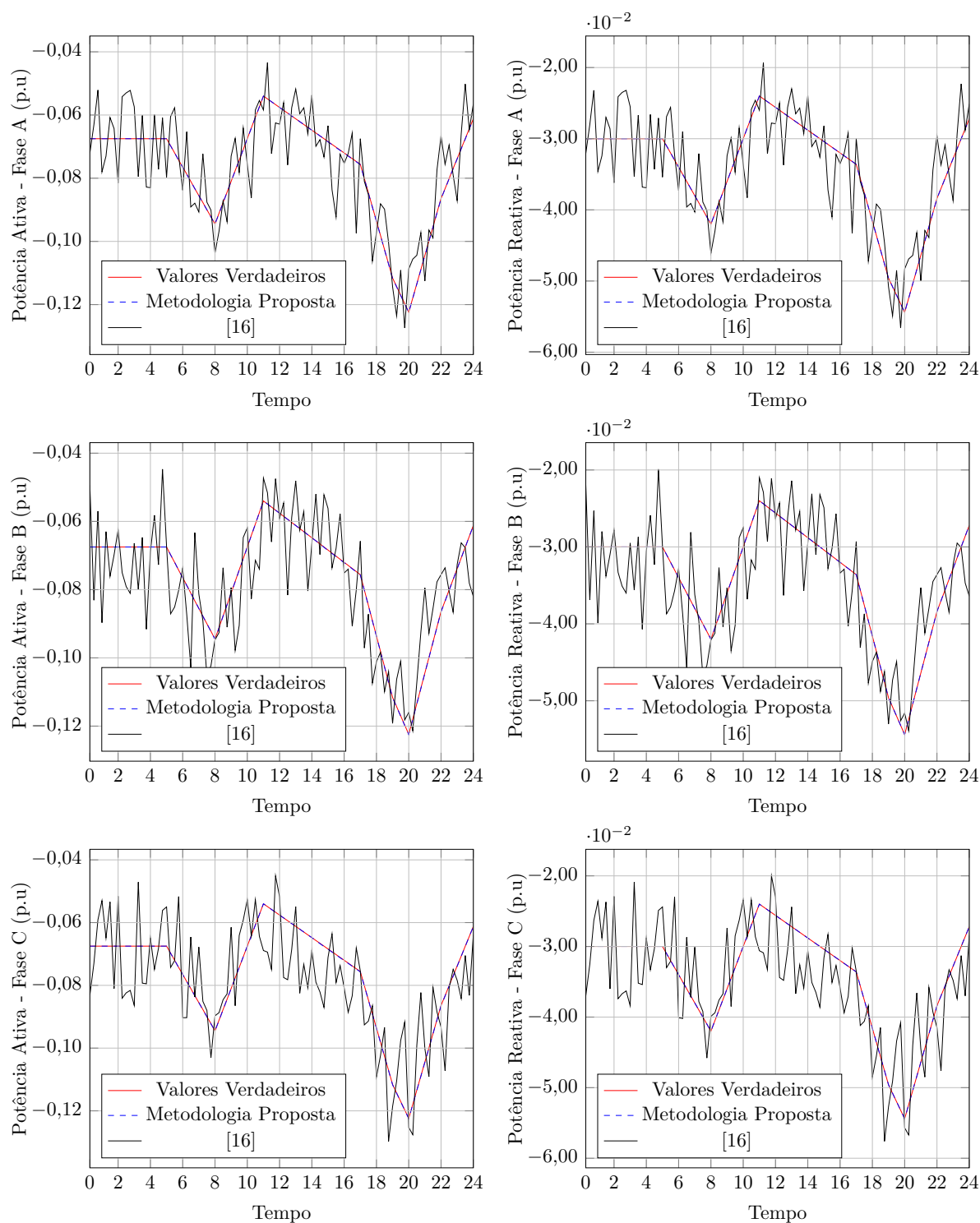


Figura 138 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 18 do sistema de 33 barras

D.5.15 Barra 21

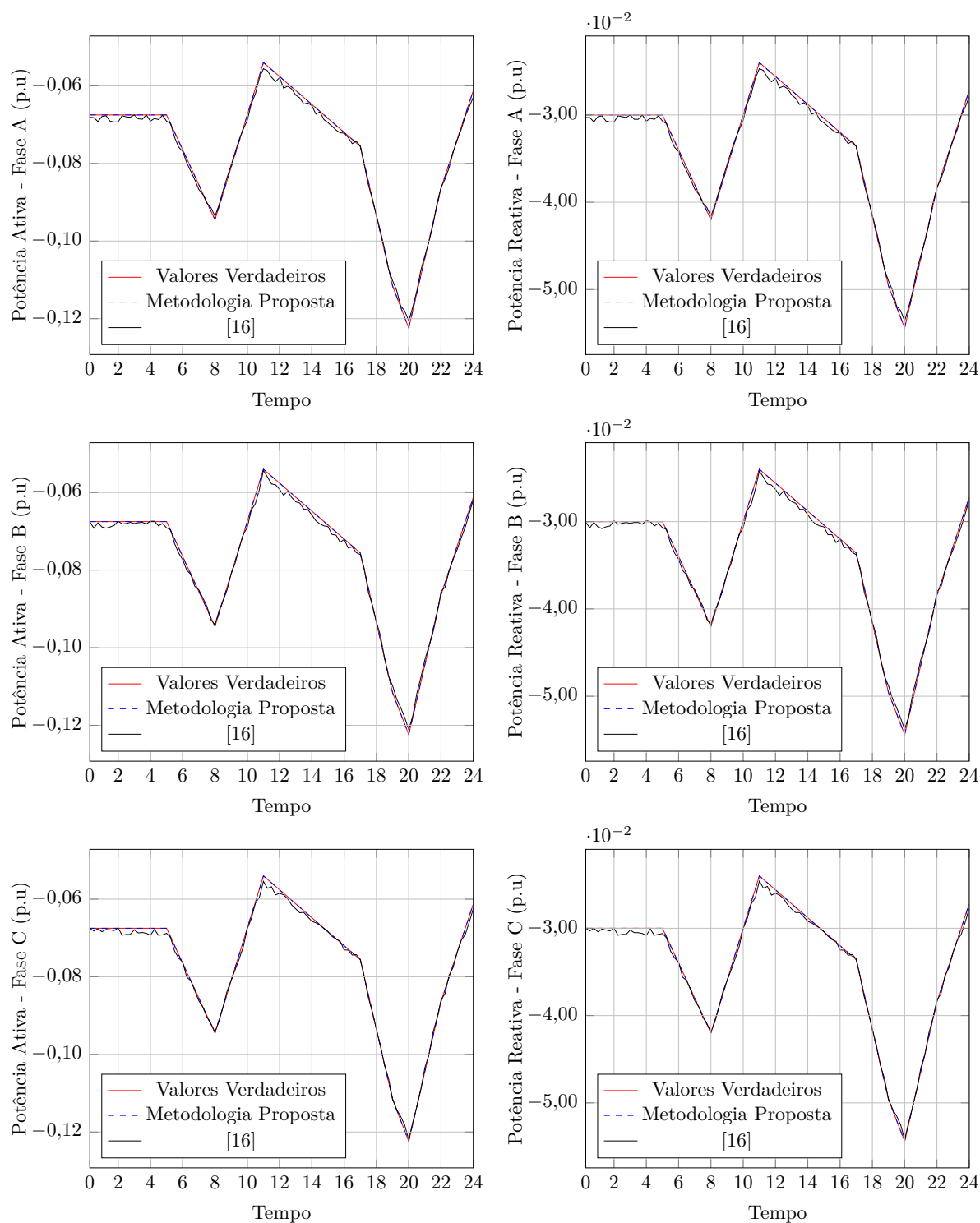


Figura 139 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 21 do sistema de 33 barras

D.5.16 Barra 22

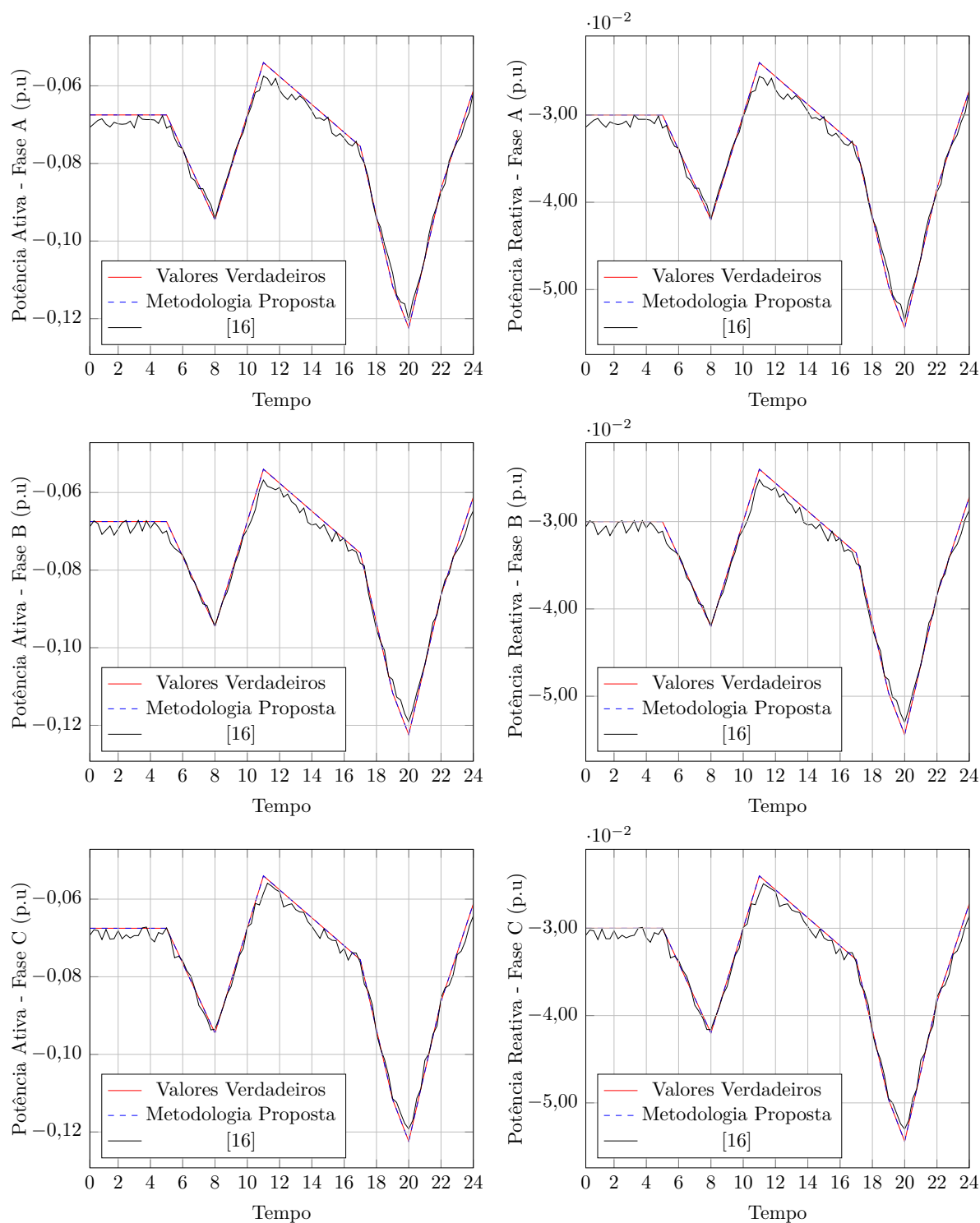


Figura 140 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 22 do sistema de 33 barras

D.5.17 Barra 24

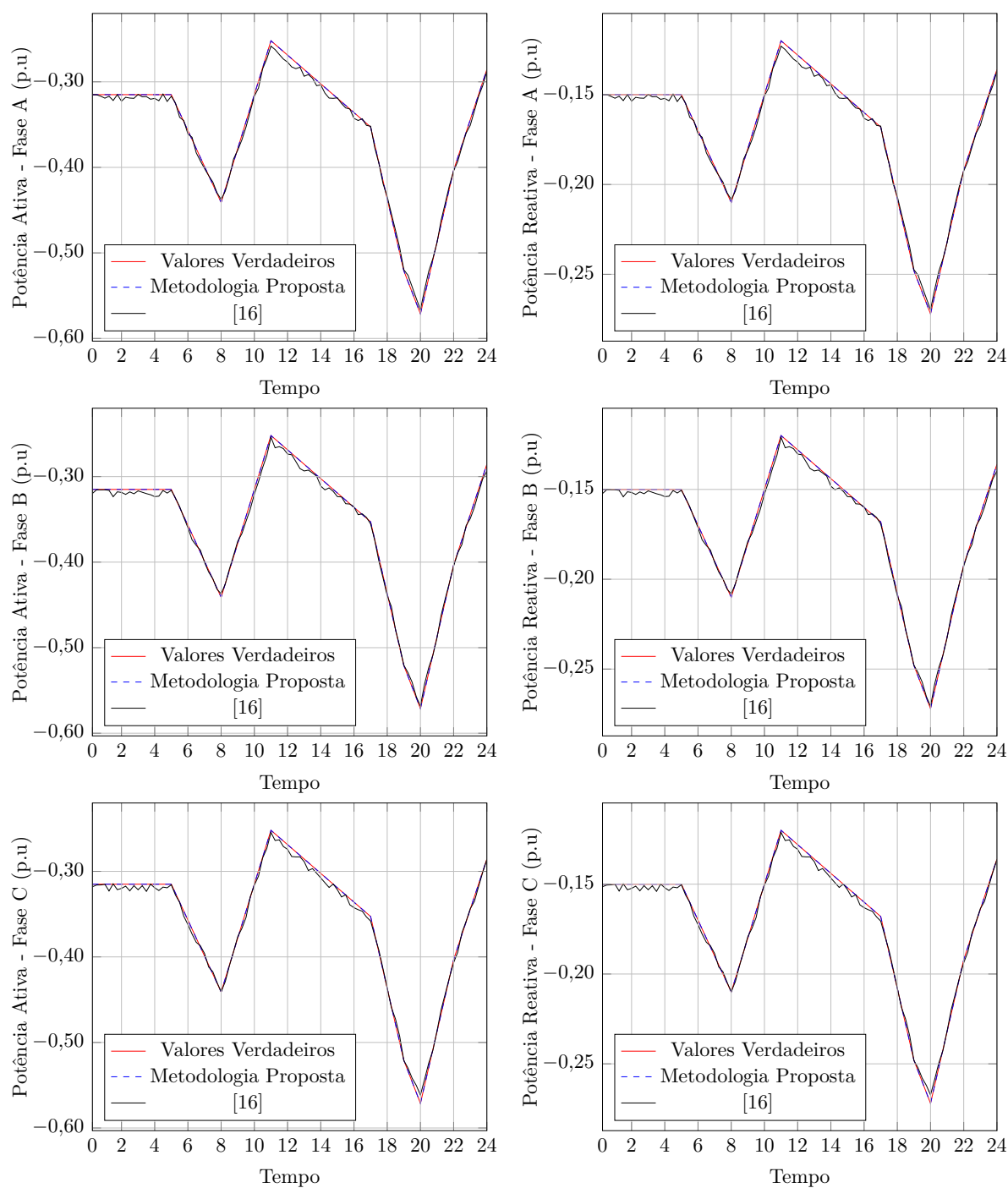


Figura 141 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 24 do sistema de 33 barras

D.5.18 Barra 25

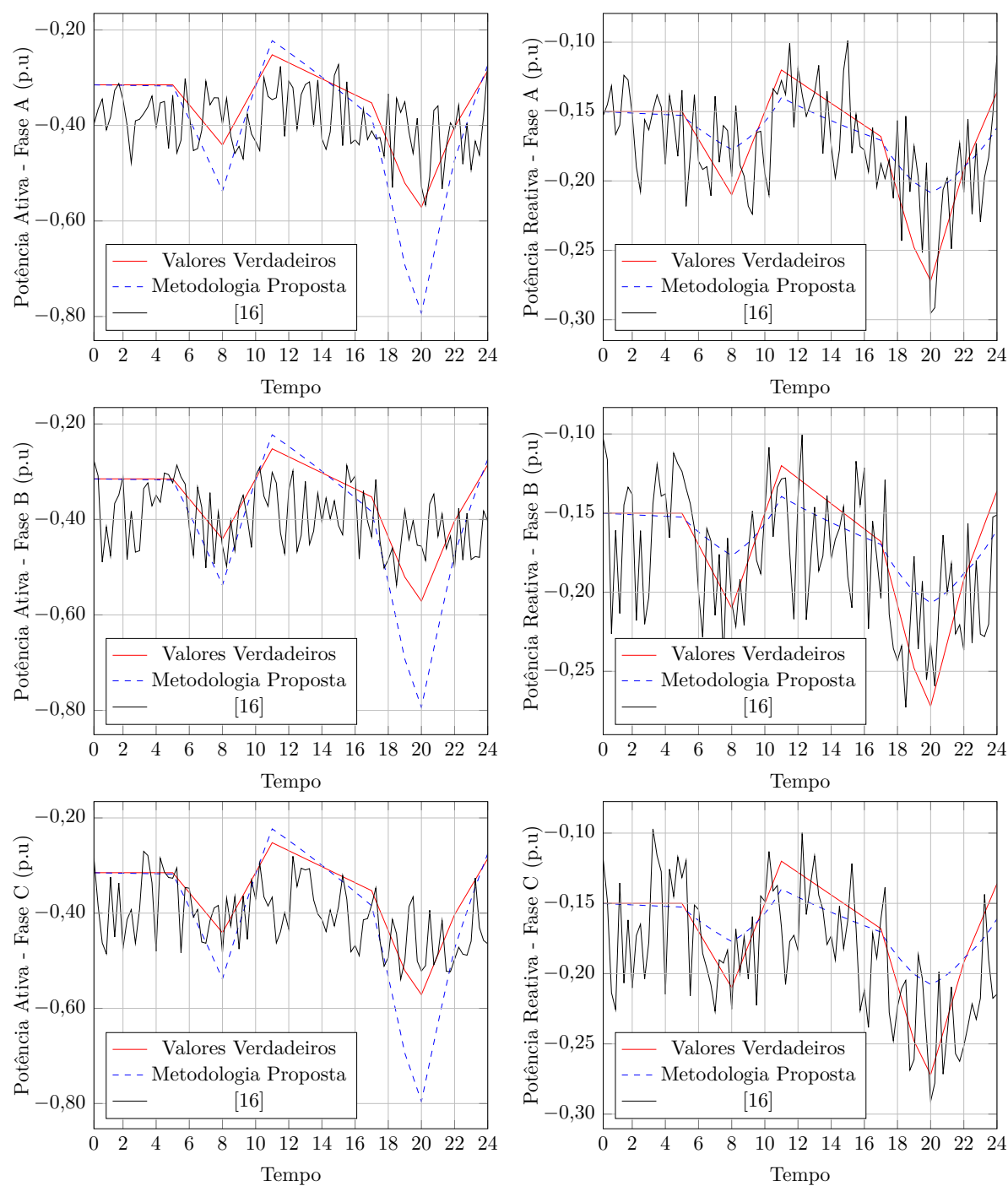


Figura 142 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 25 do sistema de 33 barras

D.5.19 Barra 26

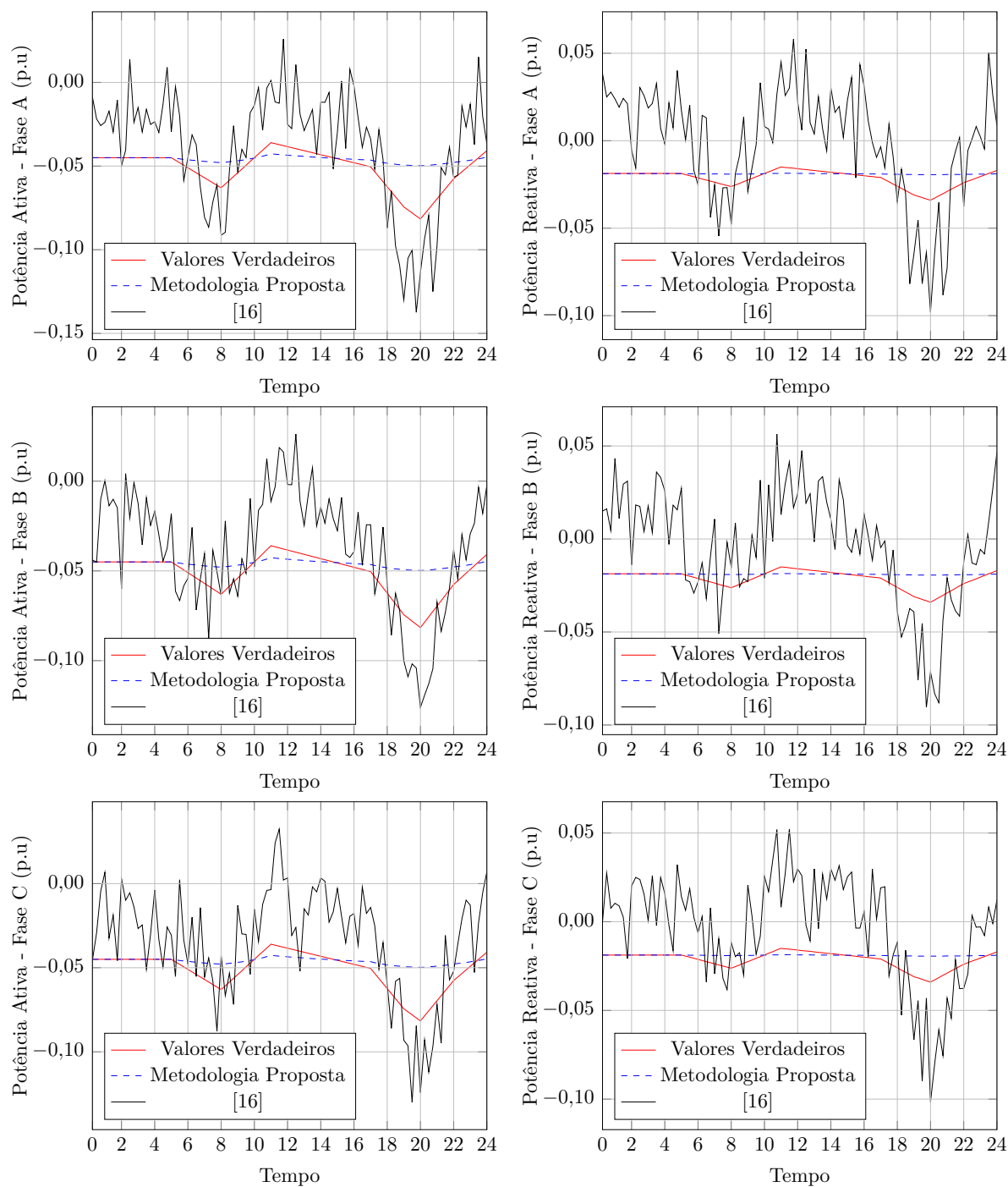


Figura 143 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 26 do sistema de 33 barras

D.5.20 Barra 27

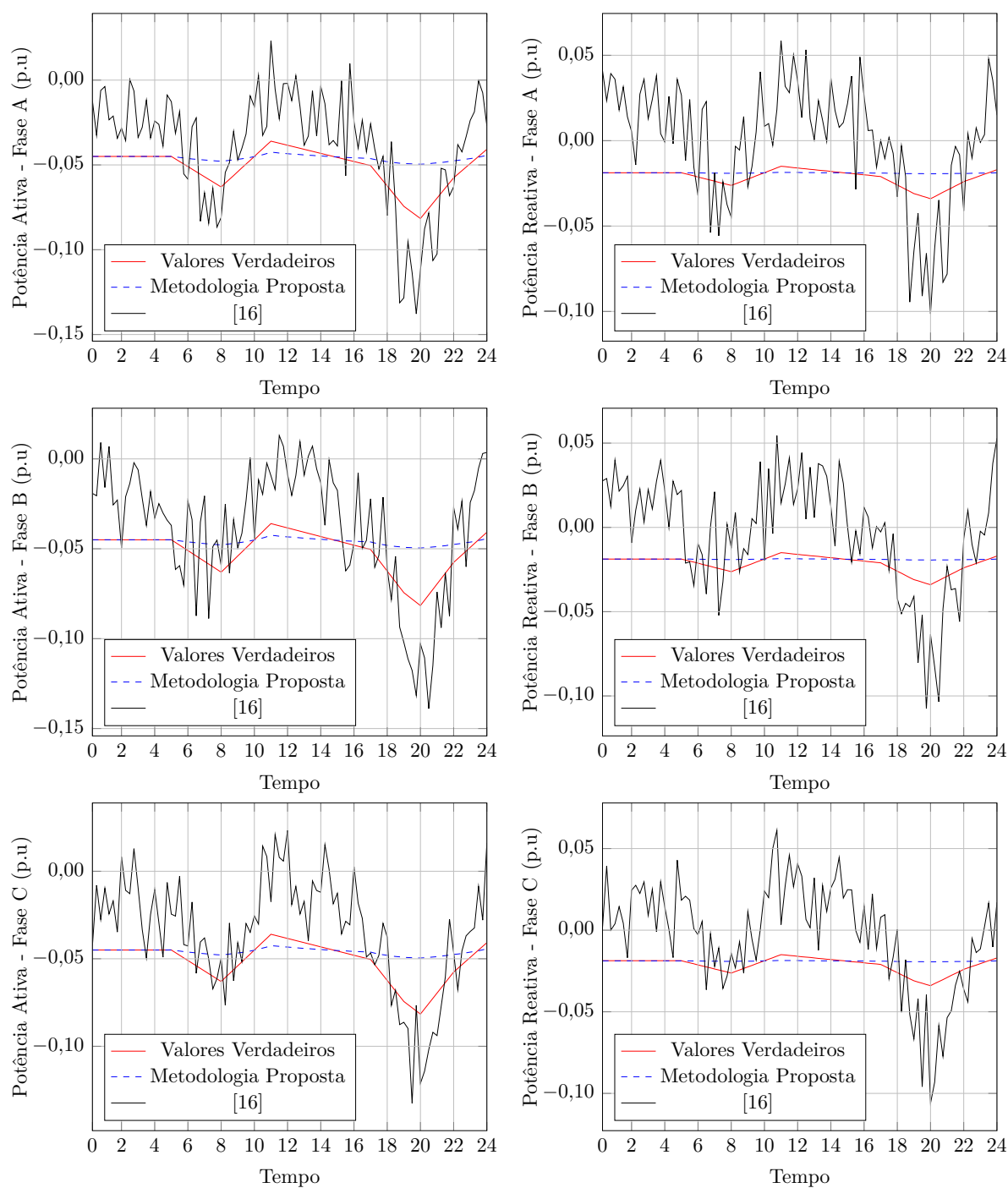


Figura 144 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 27 do sistema de 33 barras

D.5.21 Barra 28

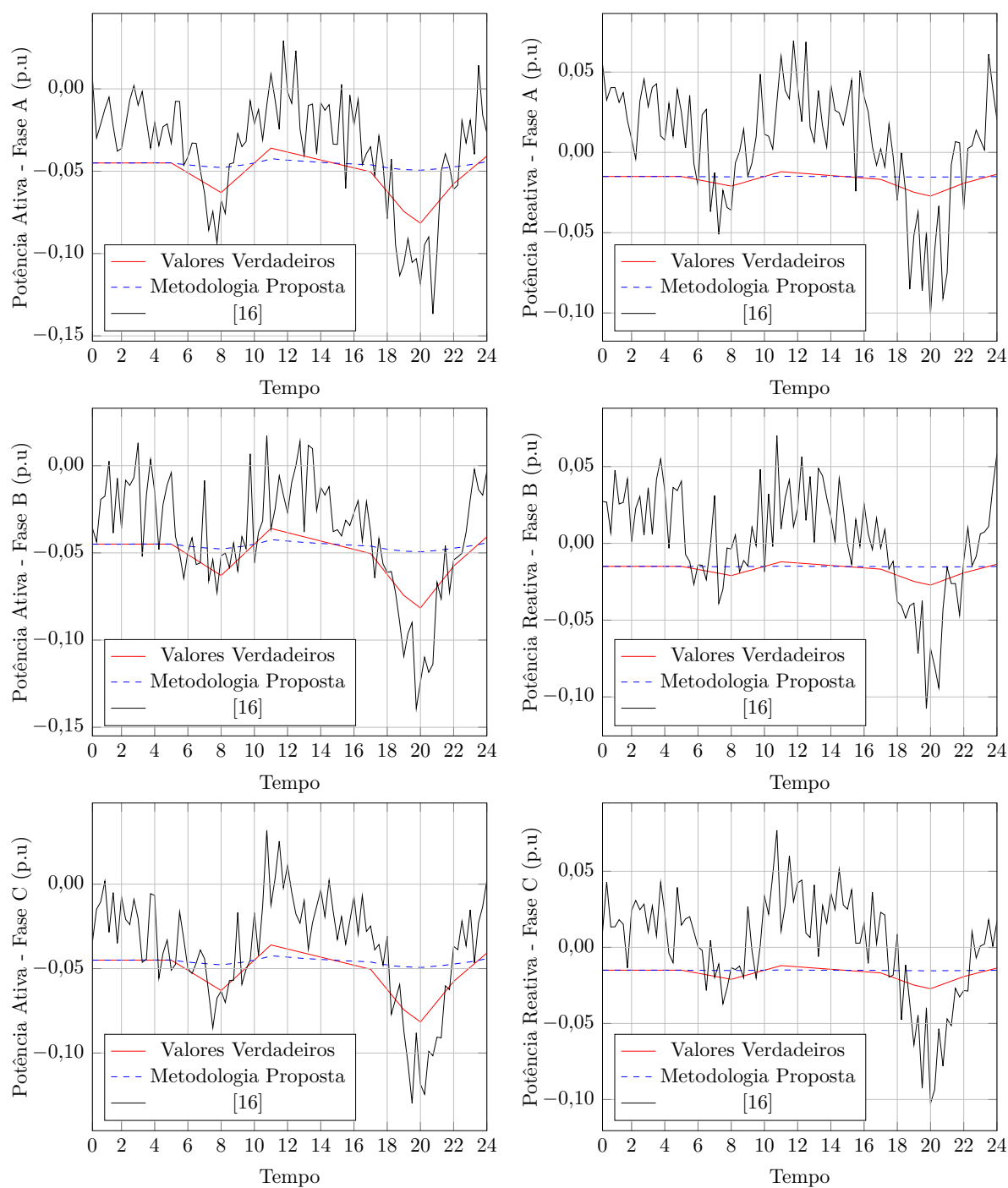


Figura 145 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 28 do sistema de 33 barras

D.5.22 Barra 29

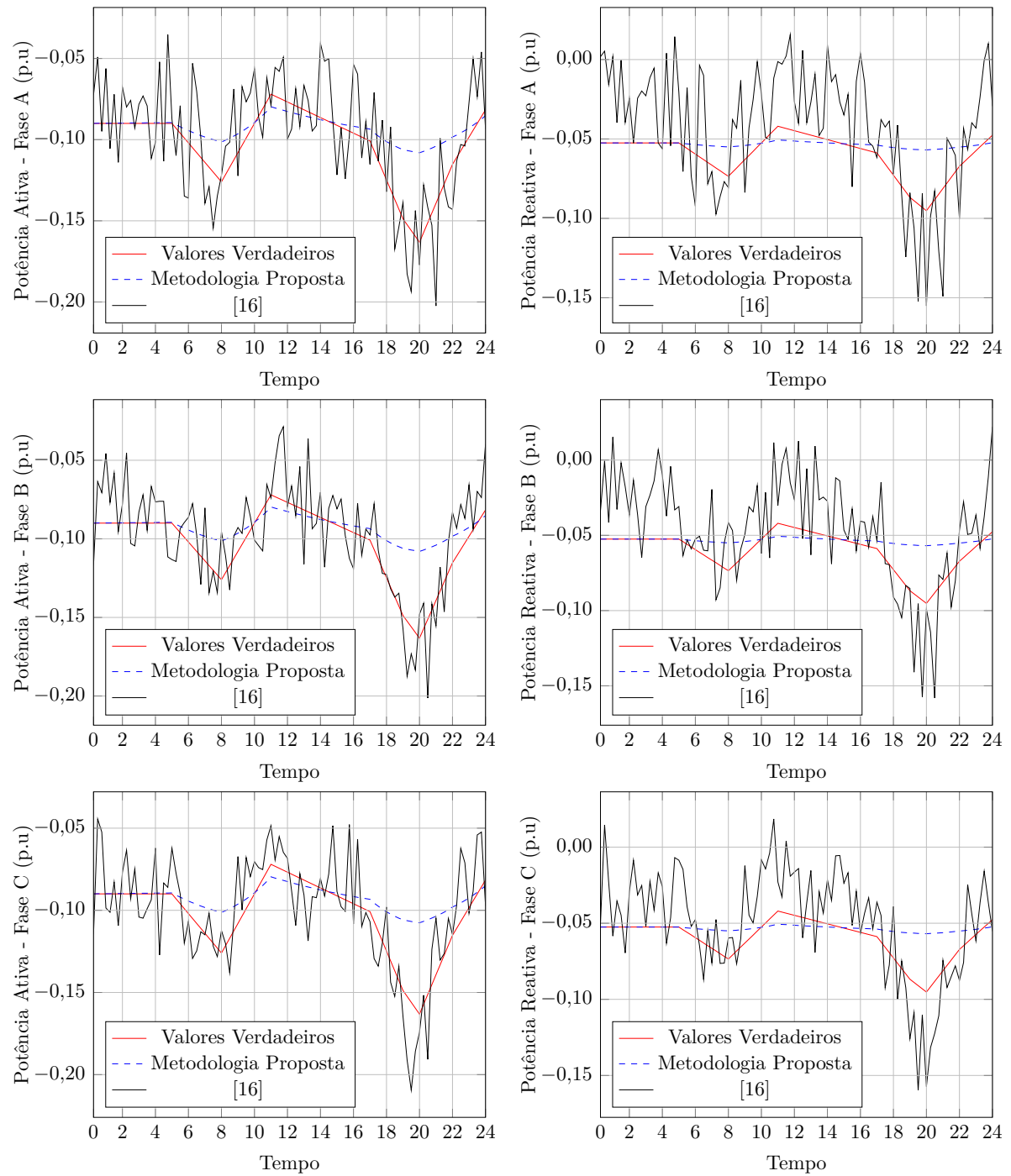


Figura 146 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 29 do sistema de 33 barras

D.5.23 Barra 30

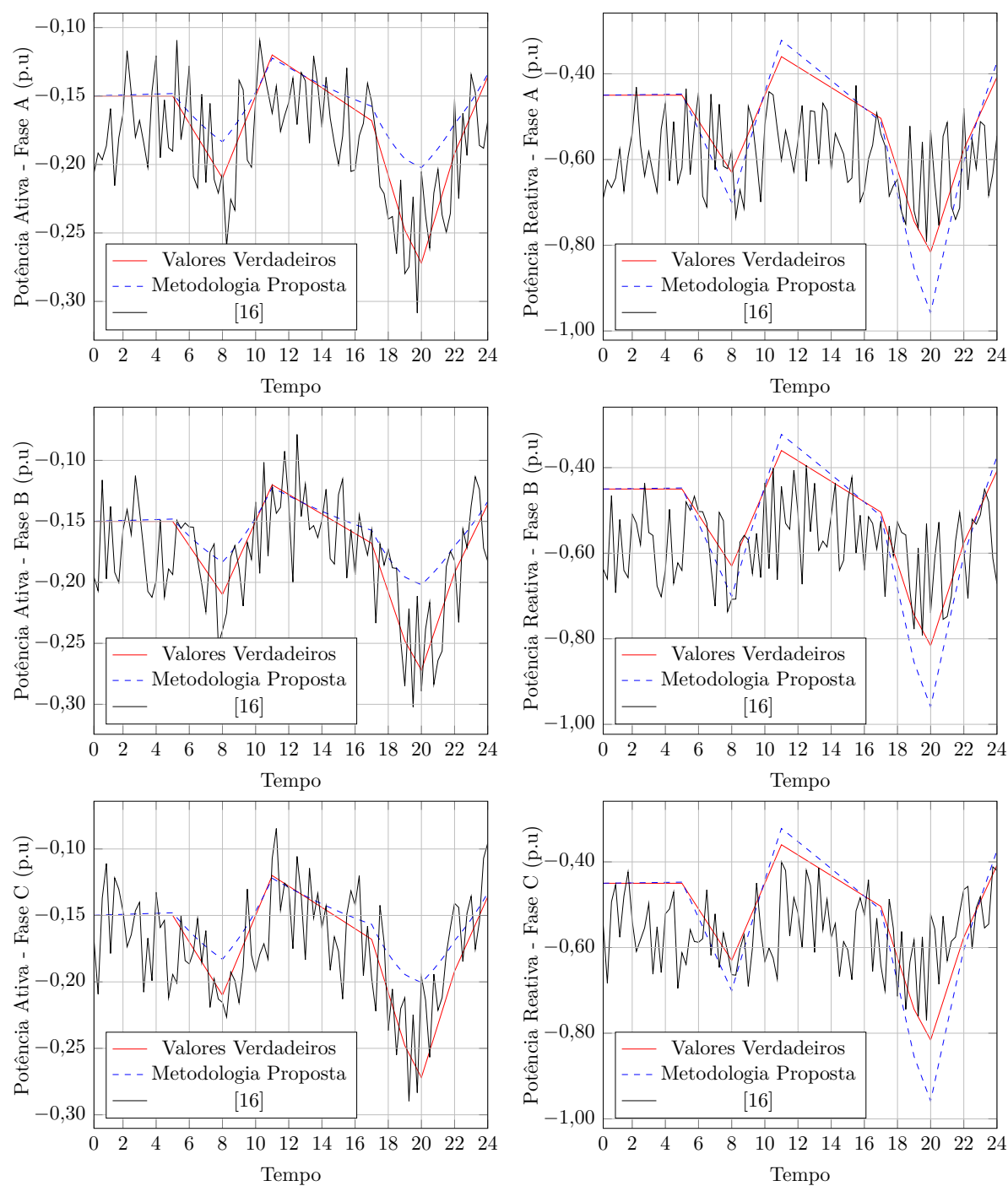


Figura 147 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 30 do sistema de 33 barras

D.5.24 Barra 32

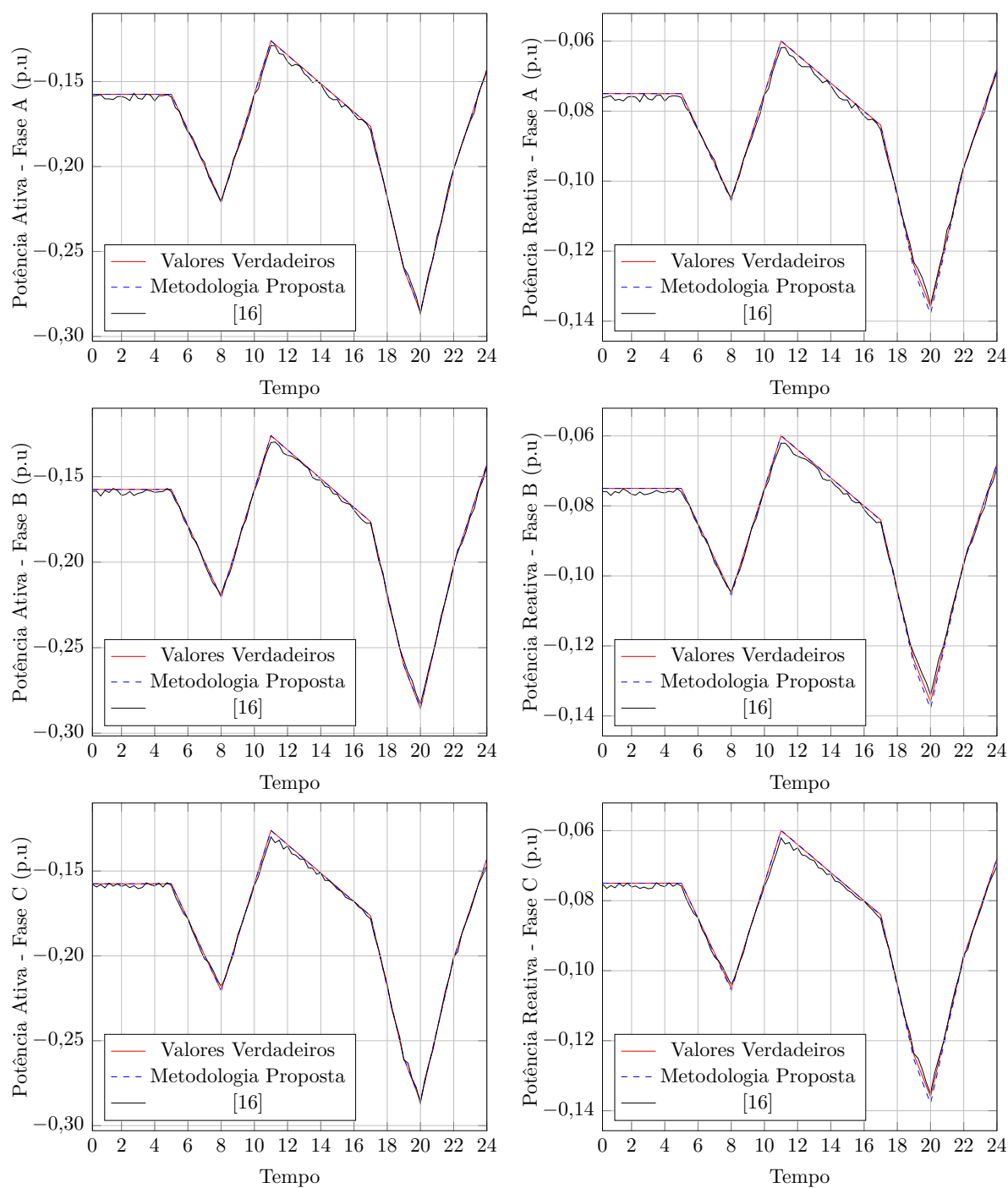


Figura 148 – Curva de carga diária das potência ativa e reativa para a barra 32 do sistema de 33 barras