

Estimação de Estado e Índices de Qualidade em um Sistema de Geração Termelétrica

Wellington S. Mota, *Senior Member, IEEE*, Benemar A. Souza, *Senior Member, IEEE*,
Franklin M. P. Pamplona, *Member, IEEE*, Álvaro J. P. Ramos, *Senior Member, IEEE*,
Luciano S. Barros, Yêndis S. Dantas

Resumo— Uma implementação de estimação de estado baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, aplicado a um sistema de geração termelétrica é apresentado. O método proposto e as características do sistema elétrico e de medição da usina termelétrica de termopernambuco são detalhados. Resultados de simulações com o sistema IEEE 14 barras ilustram a abordagem proposta.

Palavras-Chave— Estimação de estado em sistemas de potência; Identificação paramétrica; Medição em sistemas de potência.

I. INTRODUÇÃO

A demanda por medição, estimação, controle e redução de distúrbios que afetam a qualidade da energia é crescente. Essas ações são estimuladas por pressão governamental e pública. Contudo, os estudos de qualidade de energia se constitui um processo extenso, que envolve etapas de detecção, localização, identificação e classificação dos distúrbios.

Ao longo das últimas décadas uma variedade expressiva de métodos de diagnósticos foram se formando. Entretanto, esses métodos tradicionais são ineficientes, visto que se baseiam na inspeção visual das formas de onda provenientes de instrumentos de monitoramento. Por conseguinte, os engenheiros devem analisar uma quantidade muito grande de dados. Além disso, a mensuração dos inúmeros distúrbios que afetam a qualidade da energia é bastante onerosa, pois requer a utilização de um sistema de medição suficientemente abrangente, capaz de registrar continuamente os inúmeros parâmetros elétricos nos diversos pontos do sistema elétrico sob estudo. Outra dificuldade encontrada é a presença de ruídos nos sinais registrados, que podem comprometer a análise dos distúrbios.

Algumas vezes são indispensáveis estudos de simulação

que, por sua vez, também necessitam de um conhecimento preciso de cada componente do sistema. Em geral, é comum agregar os resultados de estudos de simulação aos dados de medição disponíveis em apenas alguns pontos do sistema. Nesse caso, torna-se necessário estimar as informações em pontos remotos, fazendo uso de ferramentas de estimação de estado. Uma alternativa que vem se mostrando adequada é a da sistematização da análise mediante o uso de ferramentas de inteligência artificial. Na área de sistemas de potência se vem conseguindo avanços importantes na solução de muitos problemas, mediante o emprego dessas técnicas.

O estado de um sistema pode ser entendido como um resumo completo da condição em que este se encontra em determinado momento [1]. Nesse contexto, estado é o conjunto de valores das grandezas físicas de um sistema, necessário e suficiente para caracterizar univocamente sua situação física. O comportamento de um sistema elétrico, a cada intervalo de tempo, pode ser descrito por meio dos valores de carga e geração nas barras, fluxos de potência em linhas e transformadores, e tensões nodais, entre outras grandezas, para uma determinada configuração da rede elétrica. Tais grandezas se inter-relacionam e formam um conjunto redundante, do qual se extraem elementos denominados variáveis de estado ou simplesmente estado do sistema.

A identificação do estado de um sistema requer a utilização de um sistema de medição suficientemente abrangente, capaz de registrar continuamente diversas grandezas elétricas em vários pontos do sistema elétrico. Contudo, nem sempre se dispõe de um número suficiente de registradores, de forma a garantir a observabilidade completa do sistema. Isto resulta que algumas barras do sistema não serão observáveis, ou seja, apenas uma porção do sistema pode ser analisada.

Uma forma de garantir a observabilidade do sistema é estimar as informações nos pontos onde não há medição. Nesse caso, a estimação de estado pode ser definida como o processo de obtenção do estado de um sistema a partir de um conjunto de medidas simultâneas, conhecidos seus parâmetros e sua topologia [2]. Além disso, o estimador de estado é capaz de detectar e processar medidas com erros grosseiros, identificando-as e eliminando seus efeitos no processo de estimação por um processo de filtragem, desde que haja medidas redundantes em quantidade suficiente. O tamanho do menor conjunto de medidas não redundantes a partir das quais o estado do sistema pode ser estimado determina a observabilidade desse sistema.

Este trabalho foi desenvolvido com recursos do programa de P&D da Termopernambuco, ciclo 2003/2004.

Wellington S. Mota e Benemar A. Souza são professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, Bodocongó – Campina Grande, PB, 58109-970 (e-mail: wsmota@dee.ufcg.edu.br, benemar@dee.ufcg.edu.br).

Franklin M. P. Pamplona leciona no Centro Federal de Educação Tecnológica de Alagoas – CEFET-AL, Av. Barão de Atalaia, S/N, Maceió, AL, 57051-810, Brasil. (e-mail: franklin@cefet-al.br).

Luciano S. Barros, é recém doutor pela UFCG (e-mail: lsales@dee.ufcg.edu.br).

Álvaro J. P. Ramos e Yêndis S. Dantas são Engenheiros e consultores da ANDESA (e-mail: sidney@andesa.com.br e alvaro@andesa.com.br)

O método clássico empregado na estimação de estado em sistemas de potência é o *Método dos Mínimos Quadrados Ponderados* desenvolvido por Schweppe e Wildes [3]. A grande maioria dos algoritmos já desenvolvidos, com base no modelo de Schweppe [3], destina-se às aplicações na operação e planejamento de sistemas elétricos de geração e transmissão, como uma ferramenta fundamental para automatização da operação e controle de sistemas de potência. Contudo, uma alternativa que vem se mostrando adequada para o processo de estimação de estado é a sistematização da análise mediante o uso de metaheurísticas. Em [1], por exemplo, apresenta-se um panorama sobre a utilização de previsões no processo de estimação de estado, focalizando seus principais benefícios e dificuldades de implementação. Nesse trabalho, as previsões obtidas com base em um modelo que descreve o comportamento do sistema supervisionado no tempo permitem superar situações adversas como, por exemplo, aquelas em que se perde a observabilidade, ou quando a redundância dos dados atinge níveis críticos, impedindo o tratamento adequado para erros grosseiros de telemedição.

Uma metodologia para o planejamento ótimo de sistemas de medição para a estimação de estado em sistemas de potência é apresentada por [4]. A técnica dos algoritmos genéticos é empregada para obter uma relação de compromisso entre o custo do plano de medição e a confiabilidade do processo de estimação de estado. Isto é obtido através da formulação de uma função de aptidão onde se busca minimizar o custo do sistema de medição e garantir a ausência de medidas e conjuntos críticos na solução ótima. Um método eficiente e confiável para a identificação de medidas e conjuntos críticos é empregado durante a avaliação da função de aptidão. Na abordagem proposta não é necessário executar o processo de estimação de estado para a avaliação de cada plano de medição.

Em [5] apresenta-se um método para identificação de componentes harmônicas em sistemas elétricos de potência baseado em estimação de estado com Algoritmos Genéticos (AG). Nesse trabalho, foi levada em conta a variação do número de indivíduos da população inicial, tipo de codificação do AG, tipos de cruzamento e mutação, as taxas de cruzamento e mutação, diferentes tipos de métodos de seleção e número de indivíduos elitistas. Para tal, foi utilizado um programa desenvolvido sob o paradigma da programação orientada ao objeto (POO), denominado GOOAL. Concluiu-se que o uso dos AG se mostra bastante preciso e eficaz, sendo uma ótima alternativa para superar alguns dos problemas de estimação de parâmetros em sistemas elétricos de potência.

Neste trabalho propõe-se desenvolver um método para a estimação de estado e índices de qualidade de energia em um sistema de potência, utilizando dados medidos numa planta de geração termoelétrica – Usina Termoelétrica de Termopernambuco – em pontos estratégicos do sistema elétrico e aplicando técnicas metaheurísticas baseadas em Algoritmos Genéticos.

O método proposto compõe-se de duas etapas. Na primeira,

um estimador clássico é utilizado para estabelecer o estado do sistema na forma tradicional, com o intuito de obter-se as tensões (módulos e ângulos) em todas as barras do sistema e corrigir possíveis inconsistências e erros nos dados. Na segunda etapa, um estimador de harmônicas é aplicado para determinar os índices de qualidade de energia, relacionados ao sistema em estudo. O enfoque deste artigo concentra-se fundamentalmente na primeira etapa.

II. O ESTIMADOR DE ESTADOS

A implementação de um estimador de estado clássico compreende a elaboração e implementação de diversos módulos que se inter-relacionam, permitindo filtrar, adaptar e determinar o conjunto de medidas necessárias para o processo de cálculo matemático da estimação de estado do sistema. Em linhas gerais, os módulos que compõem o estimador são [2]: filtro, analisador de topologia da rede, analisador de observabilidade, estimador das variáveis de estado, identificador de erros, e seletor de pseudo-medidas.

Uma representação esquemática dos módulos de um estimador de estado clássico é apresentada na Fig. 1. O módulo principal do estimador das variáveis de estado tem o objetivo de determinar as variáveis de estado do sistema que tornam mínimo o erro quadrático ponderado do conjunto de medidas.

A utilização do estimador das variáveis de estado proposto será fundamentalmente para monitoramento em regime de operação normal da rede, onde se pode considerar um estado quase-permanente e equilibrado. Então, o modelo aqui empregado para formular o problema da estimação de estado realiza-se sobre o circuito monofásico equivalente da rede.

O vetor de estados será formado pelas tensões complexas nos nós, onde em geral se estabelecem as equações com variáveis reais, seja por meio de seus módulos e argumentos, como é mais habitual, seja como coordenadas cartesianas. No caso das medidas, também se empregam os termos reais, separando as potências ativas das reativas, que é o que se obtém na prática com os equipamentos de medição convencionais.

A. Medidas e Erros

O cálculo do vetor de estado exigirá o conhecimento de medidas, por exemplo, de [6]: potências ativas e reativas líquidas injetadas nos barramentos; fluxos de potências ativas

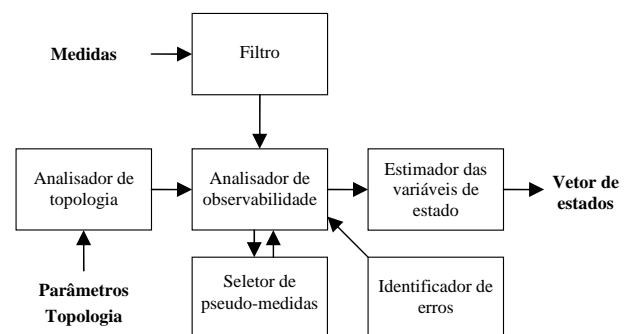


Fig. 1. Representação esquemática dos módulos que compõem um estimador de estado.

e reativas nas linhas; módulos das tensões nos barramentos; módulos de intensidades de correntes nas linhas. São as medidas mais usuais em sistemas elétricos.

Em geral, estas medidas são registradas pelos medidores – terminais remotos – e transmitidas para o sistema computacional instalado no centro de controle. Por esta razão, os locais a selecionar para efetuar as medidas têm de ser tais que sejam verificadas as seguintes condições: assegurem resultados suficientemente exatos na estimação de estado; aumente a confiabilidade da estimação de estado no caso de falhas no sistema de leitura das medidas, no sistema de transmissão, entre outros; e, reduza os custos de investimento.

Deve-se observar que qualquer medida possui um valor de erro associado, proveniente, por exemplo, dos medidores, dos transformadores de medida, dos transdutores, do processo de conversão analógico/digital, do canal de comunicação, da codificação, entre outros. Assim, as medidas apresentam um ambiente de incerteza ao conhecimento do estado da rede. Esta incerteza se ajusta a leis probabilísticas normais, o que, geralmente, permite fazer as seguintes considerações: (i) Os erros existentes nas medidas seguem uma distribuição normal, (ii) O valor esperado dos erros é nulo; e (iii) Os erros das diferentes medidas são independentes (descorrelacionados).

Além das medidas provenientes dos medidores, existem outras variáveis não provenientes dos medidores, que podem ser consideradas e utilizadas como medidas, tais como: Medidas virtuais, Pseudo-medidas, e Medidas lógicas.

Ao analisar os erros existentes nas medidas se pode conhecer a melhor estimação, neste instante, de uma determinada variável do sistema a partir do conjunto de medidas obtidas de vários medidores que realizam simultaneamente uma medida.

De uma forma geral, as medidas das grandezas de um sistema elétrico podem ser representadas como

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}, \quad (1)$$

em que o vetor \mathbf{z} representa o conjunto de medidas desse sistema, $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ são as medidas verdadeiras em função das variáveis de estado, \mathbf{x} . \mathbf{h} é uma função vetorial e $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ um vetor de mesmo comprimento que \mathbf{x} . O vetor \mathbf{e} representa os erros de medição e pode ser interpretado como uma variável aleatória com distribuição normal, valor médio zero e matriz de covariância dada por

$$\mathbf{R} = E(\mathbf{e} \cdot \mathbf{e}^T),$$

sendo, E o valor médio e \mathbf{R} a matriz das covariâncias do vetor erro ($m \times n$), considerando um sistema com m medidas e n variáveis de estado.

Admitindo que as medidas são todas independentes, isto é, a correlação entre as medidas é desprezável, \mathbf{R} será uma matriz diagonal cujos termos são dados por

$$R_{ii} = \sigma_i^2,$$

em que σ_i é o desvio padrão do erro da i -ésima medida. Os valores de σ_i podem ser calculados a partir do conhecimento do vetor dos erros das medidas. Conhecendo-se a matriz \mathbf{R} é possível definir a matriz de ponderação:

$$\mathbf{W} = \mathbf{R}^{-1}.$$

Os termos de \mathbf{W} representam os pesos dados a cada medida ($\alpha_i = 1/\sigma_i$). Como o grau de precisão de todas as medidas não é igual – devido, por exemplo, à classe de precisão dos diferentes aparelhos de medida não ser o mesmo – não é correto adotar peso único para todas as medidas. Assim, quanto menores as variâncias, maiores serão os pesos das medidas correspondentes sobre os resultados da estimação de estado. Conseqüentemente, medidas com incertezas maiores terão pesos menores.

Para que seja possível estimar as medidas, é necessário que o número delas, m , seja superior ao número de variáveis de estado do sistema, n , ou seja, deve haver redundância no sistema de medidas ($m > n$). Como é óbvio, quanto maior for a redundância melhor será a estimação. Um dos maiores objetivos dos estudos da estimação de estado é exatamente compatibilizar a economia do sistema de medição com a precisão dos resultados.

B. Função Objetivo

A função objetivo pode ser estabelecida através do método dos mínimos quadrados ponderados:

$$\phi(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m [z_i - h_i(\mathbf{x})]^2 \cdot \alpha_i, \quad (2)$$

que, matricialmente, pode ser reescrito como:

$$\phi(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]. \quad (3)$$

O problema consiste em determinar um vetor de estados $\hat{\mathbf{x}}$ (valores estimados) que minimize a função objetivo $\phi(\hat{\mathbf{x}})$. A resolução deste problema de otimização se denomina estimador de mínimos quadrados ponderados. Para minimizar a função objetivo $\phi(\mathbf{x})$, deve-se ter em mente que as funções $\mathbf{h}_i(\mathbf{x})$ são não-lineares e uma solução explícita não pode ser encontrada. Portanto, é necessário recorrer a um processo iterativo. O mínimo da função $\phi(\mathbf{x})$ se obtém quando as derivadas parciais em relação às variáveis de estado são nulas:

$$\frac{\partial \phi(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = 0. \quad (4)$$

Então,

$$\frac{\partial \phi(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = 0, \quad (5)$$

em que $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ é a matriz jacobiana do vetor de funções não lineares $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, de dimensão $m \times n$:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}. \quad (6)$$

Para encontrar o estado estimado $\hat{\mathbf{x}}$ que resolva (5), é comum empregar-se o método iterativo de Newton-Raphson. Considerando a linearização das funções $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ em torno de um ponto \mathbf{x} e desprezando os termos nos quais aparecem as derivadas segundas de $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ (matriz hessiana) e de ordem superior, se obtém um sistema linear de equações,

denominadas equações normais. Trabalha-se assim com um Jacobiano aproximado, mas tal aproximação não influencia a solução final, apenas a velocidade de convergência do processo. No processo iterativo estabelecido, devem ser resolvidas, a cada iteração, as equações lineares do tipo:

$$G(\mathbf{x}^k)\Delta\mathbf{x}^k = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)], \quad (7)$$

sendo \mathbf{x}^k representa o valor de \mathbf{x} na k-ésima iteração, e

$$G(\mathbf{x}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}) \quad (8)$$

é conhecida como matriz de ganho.

C. Estabelecimento do Modelo de Medição

O modelo de medição é construído a partir das equações de circuito do sistema elétrico, aplicando-se as leis clássicas de *Kirchhoff* e *Ohm*, [7], por exemplo. De acordo com [8], a montagem do modelo de medição segue os seguintes passos:

- Inicialmente constrói-se o modelo de circuito, estabelecendo as equações do circuito elétrico que se deseja observar;
- Em seguida, definem-se as variáveis de estado, escolhidas nas equações do modelo de circuito;
- Identificam-se as variáveis dependentes – desde que se definam as variáveis de estado, as demais passam a ser dependentes;
- Monta-se o modelo de medição, que é formado pelas funções $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, que relacionam as grandezas medidas com as variáveis de estado. Quando uma variável de estado é medida ou pseudomedida ela dá origem a uma função que relaciona o valor medido com ela própria. Se uma variável dependente também é medida ou pseudomedida, ela é expressa em termos das variáveis de estado, e também resulta em uma função.

O número de funções, requerido pelo modelo de medição, deve ser igual ao número total de variáveis medidas e/ou pseudomedidas. Ou seja, é igual ao número de elementos do conjunto de medição, formado pelas medidas e/ou pseudomedidas, que originam o vetor de medição, \mathbf{z} . Derivando a função vetorial \mathbf{h} em relação às variáveis de estado, chega-se à matriz Jacobiana $\mathbf{H}(\mathbf{x})$.

III. IMPLEMENTAÇÃO

A metodologia proposta foi implementada através de um programa computacional desenvolvido em FORTRAN e os resultados foram obtidos utilizando-se um microcomputador Athlon 1,8 GHz.

Um fluxograma que descreve o algoritmo implementado é apresentado na Fig. 2.

As características da usina termelétrica de Termopernambuco, os modelos empregados no estabelecimento das equações e as minúcias do sistema de medição são descritos nas seções que se seguem.

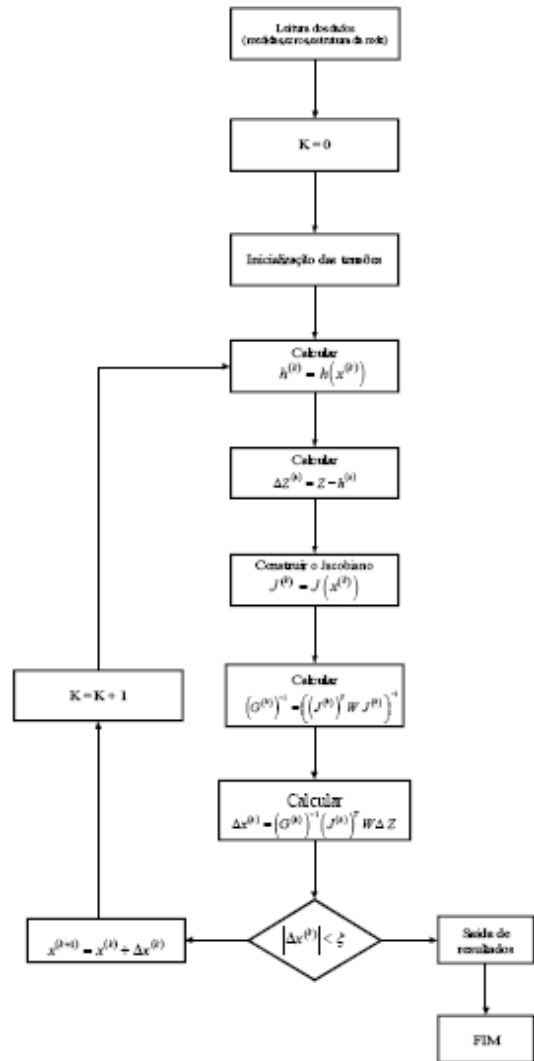


Fig. 2. Fluxograma do algoritmo de estimação de estado implementado.

A. O Sistema Elétrico e os Modelos Empregados

A usina termelétrica de Termopernambuco opera com ciclo combinado, a qual se constitui de um projeto termoelétrico com duas turbinas a gás, de potência instalada de 160 MW cada, e uma turbina a vapor, com potência instalada de 212 MW. Considerando a queima suplementar das caldeiras a usina tem uma potência instalada de 532 MW.

A transmissão da energia gerada pela usina se dá mediante uma linha de 230 kV, com 27,8 km de extensão, composta por dois circuitos de capacidade de transporte para 500 MW, que se interligam à subestação de Pirapama II, de propriedade da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF).

Um diagrama simplificado da usina de Termopernambuco em conexão ao barramento do sistema CHESF na subestação de Pirapama II, juntamente com a identificação dos medidores atualmente instalados, está ilustrado na Fig. 3.

As linhas de transmissão são aqui representadas por um modelo equivalente monofásico com parâmetros concentrados, visto que os estudos de qualidade serão restritos, a princípio, para harmônicas de sétima ordem e o

comprimento das linhas de transmissão é considerado curto. Os transformadores são modelados por um modelo de equivalente monofásico, com 3 enrolamentos e com um tap de tensão a .

B. Medições do Sistema

Na implementação prática do algoritmo desenvolvido utilizam-se as medições obtidas nas barras de alta tensão da subestação de Pirapama II e da usina de TermoPE, nas saídas dos geradores, e em alguns pontos intermediários providos de equipamentos de medição de energia, conforme indicado na Fig. 3.

No sistema da usina termelétrica de termopernambuco, as medições que se utilizarão para a estimação de estado são realizadas por medidores de energia tipo ELO 2180s. No projeto de pesquisa a que se refere este trabalho prevê-se que todas as grandezas medidas poderão ser obtidas de modo on-line por meio de uma rede, utilizando um conversor apropriado, utilizando o protocolo MODBUS/RTU. Essas medições serão concentradas e ficarão acessíveis no sistema supervisor da TermoPE. Também poderão ser obtidas opcionalmente por meio do software de gerenciamento do sistema de medição de energia, e exportadas para uma base de dados do estimador de estado, no formato de arquivos ASCII.

Para os estudos de qualidade dispõe-se de apenas dois qualímetros do tipo NEXUS 1250, que possuem a capacidade de medir registrar as formas de onda de tensões e correntes, afundamentos de tensão, harmônicas e calcular índices de qualidades. A Fig. 3 indica o ponto de instalação desses instrumentos. Os qualímetros não estão ligados ao sistema supervisor do sistema e os dados registrados devem ser coletados manualmente em determinados intervalos de tempo.

Portanto, atualmente, todos os dados de medição ainda não estão disponíveis de modo on-line. Assim, as diversas grandezas elétricas são armazenadas em arquivos de lote, para uma determinada janela de medições que podem ser posteriormente processadas no estimador de estados.

IV. EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Nesta seção apresenta-se um teste com dados simulados, utilizando um sistema de teste do IEEE, para ilustrar a utilização do método implementado e realizar uma

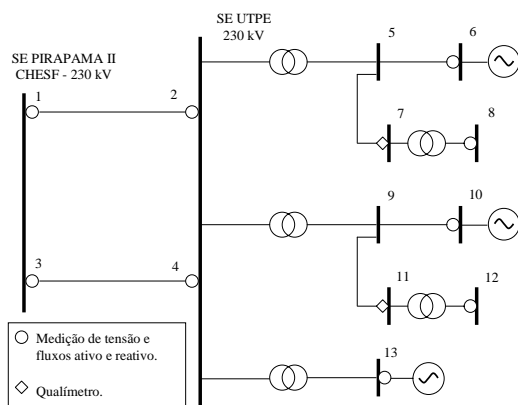


Fig. 3. Diagrama unifilar do sistema CHESF – Usina TermoPE.

comparação com resultados obtidos em outros trabalhos da literatura. Utiliza-se aqui o sistema teste de 14 barras do IEEE [9], ilustrado na Fig. 4. Neste sistema, consideram-se medições de:

- injeção de potência, nas barras 1, 2, 3, 4, 8, 9, 11, 12, 13 e 14;
- fluxo de potência, nos ramos 1-2, 1-5, 2-4, 3-4, 4-5, 4-7, 6-12, 7-8, 9-14, 12-13 e 13-14;
- tensão (amplitude), nas barras 1, 3, 4, 5 e 14.

Aplicaram-se os dados convencionais do sistema teste do IEEE [9] mas também foram incluídas variações uniformemente distribuídas nas cargas conforme apresentado em [10].

As classes de exatidão consideradas para os instrumentos de medição foram de: 2% para os medidores de fluxo de potências ativas e reativas e de 2,5% para os medidores de tensão. Os erros dos transformadores para instrumentos (TC e TP) consideraram-se já incluídos nesses valores.

Estabeleceu-se como critério de parada do processo iterativo a condição em que o maior resíduo em tensão e em ângulo (valor absoluto), é menor do que uma tolerância, definida como 10^{-5} .

Na tabela III apresenta-se uma média dos resultados obtidos, em comparação aos valores considerados reais [9], [10], para diversas simulações considerando diferentes valores de perturbações nos dados de cargas.

Testes adicionais estão sendo realizados com sistemas maiores e os resultados obtidos até agora demonstram que o método é confiável. Os estudos com os dados reais da usina termelétrica de Termopernambuco ainda estão em andamento. Espera-se que os resultados comprovem a adequação do método e dos modelos empregados quando comparadas às estimativas com as medições de campo e serão propósito de futuras publicações.

Uma extensão deste método, aplicado à estimação de índices de qualidade de energia, primordialmente em estudos de análise harmônica, está em desenvolvimento. Também serão analisados os resultados com dados reais de medição de campo no sistema da usina termelétrica da Termopernambuco.

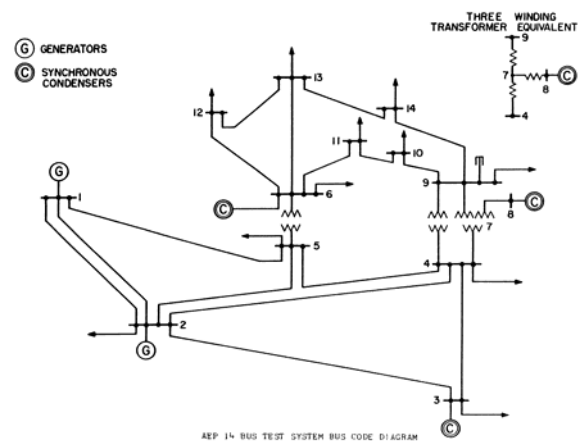


Fig. 4. Diagrama unifilar do sistema teste de 14 barras do IEEE.

TABELA I. RESULTADOS OBTIDOS.

Barra	Método implementado		Valores de referência	
	$ E $ (p.u.)	$\angle E$ (°)	$ E $ (p.u.)	$\angle E$ (°)
1	1,0588	0,00	1,0600	0,00
2	1,0436	-7,01	1,0450	-7,05
3	1,0119	-16,84	1,0100	-17,73
4	1,0138	-14,10	1,0173	-14,04
5	1,0143	-11,91	1,0182	-11,74
6	1,0822	-17,24	1,0700	-17,02
7	1,0722	-16,39	1,0763	-16,26
8	1,0875	-16,26	1,0900	-16,26
9	1,0917	-17,81	1,0873	-17,38
10	1,0731	-18,24	1,0801	-17,49
11	1,0738	-18,22	1,0724	-17,51
12	1,0623	-18,54	1,0535	-18,16
13	1,0623	-18,57	1,0538	-18,22
14	1,0528	-20,60	1,0525	-19,58

V. CONCLUSÕES

Uma implementação de estimação de estado baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, aplicado a um sistema de geração termelétrica foi apresentado. Para tanto, procurou-se modelar um sistema de modo a atender simultaneamente aos critérios de simplicidade e generalidade, assegurando que os resultados sejam significativos.

Embora os resultados apresentados não sejam totalmente conclusivos sobre a aplicabilidade do método proposto à estimação de estado de outros sistemas de geração, é possível concluir que para o sistema apresentado, o estimador é adequado, capaz de obter resultados compatíveis aos de outros trabalhos da literatura.

O desenvolvimento de um método aplicado à estimação de índices de qualidade de energia em sistemas de geração, em continuidade a este trabalho, está em andamento.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Termopernambuco pelo suporte técnico e financeiro, tendo em vista que este trabalho é parte integrante do programa de P&D da Empresa.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. F. Wu, "Power system state estimation: a survey", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 12, pp. 80-87, 1990.
- [2] E. D. Dorado, "Estimación de Estado em Sistemas de Energia Eléctrica". Universidad de Vigo. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Grupo de Electrotecnia y Redes Eléctricas. Encontrado em 18/02/2004 no sítio "http://webs.uvigo.es/es/carrillo/publicaciones/", 2001.
- [3] F. C. Schweppe, J. Wildes, "Power System Static State Estimation – Part I". *Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, n. 1, p.120-125, Jan. 1970.
- [4] E. B. M. Meza, L. E. Zelaya, J. C. S. Souza, M. B. Coutto Filho, M. TH. Schilling, "Obtenção de planos de medição ótimos para a estimação de estado em sistemas de potência", *Anais do 14º Congresso Brasileiro de Automática*, 2002.
- [5] R. A. Macêdo, D. Silva Filho, D. V. Coury, "Algoritmos Genéticos Aplicados a Estimação de Componentes Harmônicos em Sistemas Eléctricos de Potência", *Anais do 14º Congresso Brasileiro de Automática*, pp. 1785-1790, 2002.

- [6] J. M. C. Pereira, "Estimação de Estado em Redes de Distribuição de Energia com Medidas Imprecisas". Dissertação de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, Fevereiro 1995.
- [7] M. A. D. Almeida, "Um Algoritmo para Estimação de Estado em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica com Base no Método da Soma de Potências". Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Rio Grande do Norte, Brasil, 2003.
- [8] A. J. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems*. Norwell, Massachusetts-USA: Kluwer Academic Publishers, 1999. 394 p.
- [9] IEEE 14 Bus Test Case. Power Systems Test Case Archive. University of Washington. Encontrado em 05/02/2007 no sítio <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- [10] Shan Zhong, Ali Abur, Combined State Estimation and Measurement Calibration. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, February, 2005, pp. 458 - 465.

VIII. BIOGRAFIAS

Wellington Santos Mota (M'76-SM'02) nasceu em João Pessoa, Brasil, 1946. Recebeu o grau de Engenheiro Eletricista e de Mestre em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba (UFPB) em 1970 e 1972 respectivamente. Obteve o grau de Doutor em Engenharia Elétrica (Ph.D) pela Universidade de Waterloo, Canadá, em 1981. Ingressou na UFCG em 1971 onde é professor titular até o presente. De 1973 a 1977 trabalhou na Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) nas áreas de operação e planejamento de sistemas elétricos. Sua área de interesse inclui estabilidade e controle de sistemas de potência incluindo geração eólica. É membro sênior do IEEE.

Benemar Alencar de Souza (M'02, SM'05) recebeu os títulos de engenheiro, M.Sc. e D.Sc. em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba (UFPB), Brasil, em 1977, 1981 e 1995, respectivamente. Atualmente, é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Brasil. Suas atividades de pesquisa estão concentradas principalmente em métodos de otimização aplicados a sistemas de potência, transitórios eletromagnéticos, e operação e planejamento de sistemas elétricos.

Franklin M. P. Pamplona (M'06) nasceu em Brasília, em 1970. Recebeu os títulos de B.Sc. e M.Sc. em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB), e D.Sc. em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Atualmente é professor do CEFET-AL, Brasil. Suas áreas de interesse são Qualidade de Energia e Análise e Planejamento de Sistemas de Distribuição.

Alvaro J. P. Ramos nasceu no Recife em 1951. Ele graduou-se em engenharia elétrica em 1973 pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Recebeu o grau de Mestre pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1975. Em 1974 ingressou na CHESF na área de estudos elétricos até 1998. Em 1998 fundou uma firma de consultoria (ANDESA) que realiza estudos elétricos para várias concessionárias de energia elétrica do Brasil. Desde 1977 ele é professor em tempo parcial da Escola Politécnica de Pernambuco. É membro sênior do IEEE.

Sydney Y. Dantas nasceu em Caicó em 1949. Recebeu o grau de Engenheiro Eletricista da Universidade Federal da Paraíba (UFPB) em 1973. Fez especialização em Sistemas de Potência na Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1975. Em 1998 fundou uma firma de consultoria (ANDESA) que realiza estudos elétricos para várias concessionárias de energia elétrica do Brasil.

Luciano S. Barros nasceu em Campina Grande em 1975, Brasil. Recebeu os títulos de B.Sc. em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (UFPB), e e M.Sc. e D.Sc. em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Suas áreas de interesse são Qualidade de Energia e Análise e Planejamento de Sistemas de Distribuição.