

IMPACTO DA MODELAGEM DE PSEUDO-MEDIDAS DE CARGA NA ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

CAMILA A. FANTIN, JULIO A. D. MASSIGNAN, CAMILA S. VIEIRA, LUANA L. AVELINO, JOÃO B. A. LONDON JR

Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo

Av. Trabalhador São Carlense, 400 – Pq. Arnold Schmidt – São Carlos/SP

E-mails: camilafantin@usp.br, julio.massignan@usp.br, svieiracamila@usp.br, luanalocatelli@usp.br, jbalj@sc.usp.br

MARCOS H. M. CAMILLO

COPEL Distribuição S/A

Rua Chile, 10 – Vila Brasil – Londrina/PR

E-mails: marcos.camillo@copel.com

Abstract— This paper presents a study to evaluate the performance of a Three-Phase Weighted Least Squares State Estimator for distribution system using three different methodologies for modelling load pseudo-measurements. The methodologies are simple to implement and require only off-line information that can be found in power distribution companies (load curves and billing information of consumer units connected to each distribution transformer). The Three-Phase Weighted Least Squares State Estimator for distribution system considers SCADA measurements, virtual measurements and pseudo-measurements, assigning different weights to each of these measurements. To illustrate the main theoretical conclusions, simulations were performed considering the three-phase IEEE 4 and 34 node test feeders.

Keywords— Load Pseudo-Measurement, State Estimation, Three-phase Network, Distribution System, Smart Grids.

Resumo— Este trabalho apresenta um estudo para avaliar o desempenho de um Estimador de Estado Trifásico por Mínimos Quadrados Ponderados em sistemas de distribuição usando três metodologias diferentes para modelagem de pseudo-medidas de carga. Essas metodologias são simples de serem implantadas e necessitam apenas de informações off-line facilmente encontradas em companhias de distribuição de energia (curvas de carga e informações de fatura dos consumidores conectados a cada transformador de distribuição). O estimador de estado trifásico, por mínimos quadrados ponderados, utilizado considera medidas SCADA, medidas virtuais e pseudo-medidas, atribuindo diferentes ponderações para cada uma dessas medidas. Para ilustrar as principais conclusões teóricas, simulações foram realizadas com os alimentadores testes trifásicos IEEE 4 e 34 barras.

Palavras-chave— Pseudo-Medidas de Carga, Estimação de Estado, Rede trifásica, Sistemas de Distribuição, Redes Inteligentes.

1 Introdução

O crescente interesse em redes elétricas inteligentes e geração distribuída tem aumentado a demanda por ferramentas computacionais para avaliação do estado operativo dos Sistemas de Distribuição (SDs) (Nanchian et al. 2015; Alimardani et al. 2014). Como consequência, muitos SDs foram recentemente equipados com sistemas SCADA e Infraestrutura Avançada de Medição, motivando também o desenvolvimento de Estimadores de Estado em Sistemas de Distribuição (EESDs) (Feng et al. 2012; Manitsas et al. 2012; Fantin et al. 2014; Nanchian et al. 2015).

Ainda assim não é viável equipar os SDs com medições em tempo real suficientes para estimação de estado, isto é, para tornar os SDs observáveis e possibilitar o processamento de erros grosseiros (Baran & Kelley 1994; Massignan et al. 2015; Nanchian et al. 2015; Fantin et al. 2014). Neste cenário, a fim de realizar a estimação de estado em SDs, sem medidas em tempo real suficientes, utilizam-se pseudo-medidas de carga e medidas virtuais em barras de injeções nulas (Fantin et al. 2014).

Além da falta de medidas de tempo real, os SDs trazem complexidades adicionais que devem ser consideradas para o desenvolvimento de um EESD, dentre as quais se destacam: alta relação r/x , a natureza desequilibrada das cargas, redes assimétricas e a presença de circuitos com uma, duas ou três fases (Baran & Kelley 1994; Feng et al. 2012; Fantin et al. 2014).

Entre os estimadores de estado desenvolvidos, o de Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) e suas variantes são os mais consolidados em sistemas de potência, pois apresentam precisão na solução, eficiência e facilidade de implantação computacional. Vale ressaltar também que vários estudos têm relatado boas experiências com o desenvolvimento de EESD por MQP trifásico (Alimardani et al. 2014; Feng et al. 2012; Fantin et al. 2014).

Os resultados de várias simulações computacionais apresentados em Fantin et al. (2014) mostram a necessidade de utilizar pseudo-medidas de carga de boa qualidade para executar a estimação de estado através do EESD MQP trifásico. O que demonstra a grande influência da qualidade destas pseudo-medidas na estimação das variáveis de estado. Face ao exposto, várias pesquisas estão sendo desenvolvidas para geração de pseudo-medidas de carga de boa

qualidade (Ghosh et al. 1997; Miranda et al. 2000; Massignan et al. 2015).

Este trabalho propõe avaliar o desempenho do EESD MQP trifásico apresentado em Fantin et al. (2014) usando três metodologias diferentes para a modelagem de pseudo-medidas de carga. Estas metodologias são baseadas em curvas de carga típicas e no processo de agregação de carga (Jardini et al. 2000).

2 Formulação do Estimador de Estado Trifásico para Sistemas de Distribuição

A formulação geral do processo de estimação de estado, em sistemas elétricos de potência, baseia-se na relação entre as medidas analógicas e as variáveis de estado através do seguinte modelo de medição:

$$z = h(x_e) + w, \quad (1)$$

Sendo z o vetor de medidas ($m \times 1$); x_e o vetor de variáveis de estado ($N_{3\theta} \times 1$); $h(x_e)$ o vetor de funções não lineares que relaciona as medidas com as variáveis de estado ($m \times 1$); w é o vetor de erro das medidas ($m \times 1$), que são considerados como variáveis aleatórias independentes, com distribuição Gaussiana de média zero e matriz de covariância conhecida R ; “ m ” e “ $N_{3\theta}$ ” são o número de medidas e de variáveis de estado, respectivamente.

A partir do EESD por MQP, a estimativa do vetor de variáveis de estado x_e , designado por $\hat{x}_e$, é obtida de forma recursiva, através do cálculo da matriz jacobiana $H(x_e) = \partial h(x_e) / \partial x_e$, e da solução do algoritmo iterativo de Gauss-Newton:

$$G(x_e^k) \cdot (x_e^{k+1} - x_e^k) = H^T(x_e^k) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x_e^k)] \quad (2)$$

Onde, x_e^k é o valor de x_e na iteração k , e

$$G(x_e^k) = H^T(x_e^k) \cdot R^{-1} \cdot H(x_e^k) \quad (3)$$

É a matriz Ganho.

É importante mencionar que, para o modelo trifásico, o número de variáveis de estados ($N_{3\theta}$) é dado pela equação (4):

$$N_{3\theta} = 2 \cdot n_{1\phi} + 4 \cdot n_{2\phi} + 6 \cdot n_{3\phi}, \quad (4)$$

Sendo $n_{1\phi}$ o número de barras monofásicas, $n_{2\phi}$ o número de barras bifásicas e $n_{3\phi}$ o número de barras trifásicas.

Em cada barra do alimentador existem duas variáveis de estado por fase a serem estimadas, a magnitude e o ângulo de fase da tensão para cada fase de uma barra. O EESD por MQP utilizado neste estudo (Fantin et al. 2014) foi desenvolvido para ser executado por alimentador e pode ser utilizado considerando ou não a barra da subestação (SE) como equilibrada. Se considerar, a barra trifásica da SE será considerada como referência angular, reduzindo três variáveis de estado a serem estimadas. Caso contrário, reduzirá apenas uma dessas variáveis. Neste artigo a barra da SE será considerada equilibrada.

2.1 Algoritmo do Estimador de Estados trifásico por MQP

(i) A partir da solução inicial definida na equação (5), execute uma varredura a partir da subestação para os nós terminais na rede de distribuição, para compensar os reguladores de tensão com taps fora do nominal¹.

Salve as tensões complexas obtidas no vetor x_e^0 .

$$V_i^a = V_i^b = V_i^c = 1 \quad (5)$$

$$\theta_i^a = 0^\circ; \theta_i^b = -120^\circ; \theta_i^c = +120^\circ,$$

Com $i = 1, \dots, n$, sendo n o número de barras do alimentador em análise.

(ii) Fazer $v = 0$ e escolher como solução inicial $x_e^v = x_e^0$, e vá para o próximo passo;

(iii) Calcular $H(x_e^v)$ e $G(x_e^v)$:

(iv) Obter a correção das variáveis de estado:

$$\begin{cases} \Delta x_e^v = [G(x_e^v)]^{-1} \cdot H^T(x_e^v) \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x_e^v)] \\ x_e^{v+1} = x_e^v + \Delta x_e^v \end{cases} \quad (6)$$

(v) Testar a convergência: se $|\Delta x_i^v|_{Max} \leq \varepsilon$, sendo ε uma tolerância pré-especificada, o processo convergiu e $\hat{x}_e = x_e^{v+1}$. Caso contrário, fazer $v = v + 1$ e retornar para o passo (ii).

3 Modelagem das Pseudo-Medidas de Carga

Para suprir a falta medidas, em estimação de estado para sistemas elétricos de potência faz-se o uso de pseudo-medidas ou recorre-se à estimação somente nas ilhas observáveis. Tratando-se de SDs, geralmente utilizam-se pseudo-medidas modeladas por meio de metodologias baseadas em dados históricos e dados típicos contidos nos centros de operação.

Nesta seção serão apresentadas três metodologias para modelagem de pseudo-medidas. Essas metodologias foram utilizadas, pois requerem apenas informações *off-line* geralmente disponíveis nas empresas de distribuição de energia, facilitando sua aplicação prática.

As metodologias alocam pseudo-medidas de carga, nas barras da rede primária dos alimentadores que representam os transformadores de distribuição, e são determinadas pelo processo de agregação de carga (Jardini et al. 2000).

O processo de agregação de carga é a soma do perfil estatístico de cada classe de consumidor, dado em *p.u.* Este perfil é obtido por meio de uma curva média, com um desvio padrão associado que utiliza curvas de carga típicas por classe de consumidor ao longo de um dia. Os valores dos perfis de carga em *p.u.* são transformados em kW pela potência de base de cada consumidor (P_{base_cons}), definido por seu con-

¹ Se os reguladores de tensão apresentam taps fora do valor nominal, as barras à jusante do secundário devem ter suas magnitudes de tensão corrigidas utilizando a relação de transformação do regulador de tensão na solução inicial.

sumo mensal de energia (kWh_{cons}) através da equação (7):

$$P_{base_cons} = \frac{1}{24} \cdot \int p(t) dt = \frac{kWh_{cons}}{24 \cdot 30} \quad (7)$$

A curva de carga agregada de cada transformador j é a soma estatística dos perfis de carga de todos os consumidores ligados ao seu circuito secundário, conforme equações (8) e (9). Este procedimento é realizado para as três fases ϕ da rede de baixa tensão. Assim, para a fase “a” são agregadas as cargas dos consumidores conectados a ela, utilizando o respectivo consumo da fase em kWh. Para consumidores bifásicos ou trifásicos, divide-se igualmente o consumo de energia elétrica entre as fases, pois geralmente são disponíveis informações do consumo total de cada consumidor. Desta forma, obtêm-se as demandas trifásicas dos transformadores de distribuição.

$$m_j^\phi = \sum_{cons \in j} m_{class_cons} \cdot P_{base_cons} \quad (8)$$

$$\sigma_j^\phi = \sqrt{\sum_{cons \in j} (\sigma_{class_cons} \cdot P_{base_cons})^2} \quad (9)$$

Onde m_j^ϕ e σ_j^ϕ são, respectivamente, o valor médio da potência ativa e o desvio padrão da curva agregada na barra j , fase ϕ , e m_{class_cons} e σ_{class_cons} são, respectivamente, o valor médio da potência ativa e o desvio padrão da curva de carga dos consumidores conectados na barra j .

A equação (8) fornece a estimativa de demanda de potência ativa para cada fase de uma barra sem medição em tempo real. A estimativa da potência reativa pode ser calculada da mesma forma se existir informação análoga disponível ou fatores de potência típicos podem ser adotados para cada transformador. Na Figura 1 é apresentado o processo de agregação de cargas, onde os consumidores são agrupados de acordo com a sua classificação.

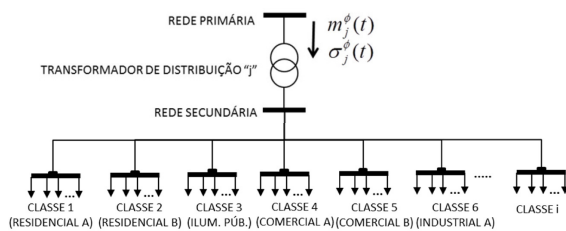


Fig. 1. Agregação de cargas em sistemas de Distribuição.

3.1 Metodologia 1: Agregação de Carga

A Metodologia 1 para geração de pseudo-medidas é baseada apenas no processo de agregação de cargas para cada transformador. Os valores das pseudo-medidas são obtidos pelo cálculo do valor médio da demanda agregada, equação (8) com uma incerteza dado pelo desvio padrão agregado, equação (9), como proposto em Massignan et al. (2015). Destaca-se que nesta metodologia as perdas do circuito secundário do SD são desprezadas.

3.2 Metodologia 2: Intervalo de Confiança

A Metodologia 2 também considera que a carga tem uma distribuição de probabilidade normal, com média e desvio padrão calculados, respectivamente, pelas equações (8) e (9). No entanto, a fim de considerar as perdas nas linhas secundária de distribuição, o valor da pseudo-medida de potência ativa de cada transformador é estimada utilizando o majorante do intervalo de confiança dado por k^2 , como apresentado na equação (10) (Jardini et al. 2000).

$$P_{trafo} = m_j^\phi + k \cdot \sigma_j^\phi \quad (10)$$

3.3 Metodologia 3: Fator de perda

A fim de considerar as perdas que foram desprezadas no processo de agregação de cargas, esta metodologia leva em consideração um fator de perdas para cálculo da demanda de potência ativa do transformador de distribuição. De acordo com Oliveira et al. (2001), as perdas no circuito secundário de distribuição variam de 9% a 20%. Neste trabalho, utiliza-se f_{perdas} igual a 1,15. Sendo assim, o valor da pseudo-medida de carga calculada e seu respectivo desvio padrão são fornecidos pelas equações (11) e (12).

$$P_{Trafo}^\phi = m_j^\phi \cdot f_{perdas} \quad (11)$$

$$\sigma_{Trafo}^\phi = \sigma_j^\phi \cdot f_{perdas} \quad (12)$$

4 Resultados

Para realizar o estudo proposto neste trabalho utilizou-se os alimentadores de distribuição teste trifásicos de 4 e 34 barras do IEEE. Os dados de carga apresentados em IEEE (2016) foram modificados para representar um horizonte de tempo de um dia, considerando consumidores classificados em residencial, comercial, industrial e iluminação pública.

Primeiro, avaliou-se o desempenho de cada metodologia comparando a curva de carga obtida a partir dos valores de pseudo-medidas gerados por cada metodologia com curvas de carga de referência. A fim de executar cada metodologia, adicionou-se erros aleatórios nos consumos de energia mensais de referência de cada consumidor. Depois, analisou-se o impacto destas pseudo-medidas no EESD MQP trifásico proposto em Fantin et al. (2014). Para isto, as pseudo-medidas foram ponderadas de acordo com os desvios-padrão calculados por cada metodologia (como apresentado na seção 3). Para obter os valores das medições SCADA utilizados nos testes, foram adicionados ruídos aleatórios com média zero e desvio padrão “ σ ” aos valores exatos oriundos de um programa de fluxo de carga (z^{FC}). O desvio padrão “ σ ” foi calculado através da equação (13):

$$\sigma = \frac{pr \cdot |z^{FC}|}{3}, \quad (13)$$

² k é dado pela tabela da distribuição normal padronizada para um grau específico de confiança, por exemplo, para 95% k é igual a 2.

Sendo pr a precisão do medidor (neste trabalho $pr = 2\%$). Para cada sistema teste foram geradas nove amostras de medição SCADA, incluindo diferentes ruídos nas medições, para cada intervalo de quinze minutos (horizonte de tempo de um dia).

Considerando como referência as variáveis de estado calculadas a partir de uma análise de fluxo de carga (V^{ref} e θ^{ref}), os estudos propostos serão realizados utilizando os indicadores estatísticos de média e desvio padrão dos erros de estimação definidos por Fantin et al. (2014):

$$\bar{E}_{vip} = \frac{\sum_{j=1}^{n_A} |V_{(ip)j}^{est} - V_{(ip)}^{ref}|}{n_A} \quad (14)$$

$$\sigma_{vip} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n_A} |V_{(ip)j}^{est} - V_{(ip)}^{ref}| - \bar{E}_{vip}}{n_A - 1}} \quad (15)$$

$$\bar{E}_{\theta ip} = \frac{\sum_{j=1}^{n_A} |\theta_{(ip)j}^{est} - \theta_{(ip)}^{ref}|}{n_A} \quad (16)$$

$$\sigma_{\theta ip} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n_A} |\theta_{(ip)j}^{est} - \theta_{(ip)}^{ref}| - \bar{E}_{\theta ip}}{n_A - 1}} \quad (17)$$

Nas equações (14)-(17) $\bar{E}_{vip}$ e $\bar{E}_{\theta ip}$ são, respectivamente, a média dos erros estimados de magnitude e do ângulo de fase da tensão nodal na fase p da barra i , considerando n_A amostras de medidas geradas para os noventa e seis tempos, num intervalo de quinze minutos (no horizonte de um dia). Sendo σ_{vip} e $\sigma_{\theta ip}$ os desvios padrão correspondentes.

Destaca-se que não se considera a existência de qualquer medida com erro grosseiro para os testes, o que garante que os ruídos adicionados aos valores de fluxo de carga, para simular as medidas, estejam dentro do intervalo de três vezes o desvio padrão das medidas.

4.1 Alimentador de 4 barras do IEEE

Na Figura 2 é apresentado o alimentador trifásico de 4 barras do IEEE associado com um conjunto de medidas SCADA.

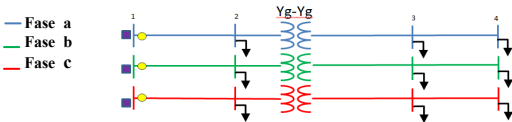


Fig. 2. Sistema trifásico de 4 barras do IEEE.

Como ilustrado na Figura 2, a barra 1 representa a subestação. Na Tabela 1 apresentam-se: o total de consumidores de baixa tensão por barra de carga, o consumo total de kWh mensais (valores de referência), o tipo de consumidor e o seu respectivo fator de potência, adotados para o sistema teste de 4 barras do IEEE. Vale ressaltar, que estes consumidores podem ser monofásicos, bifásicos e trifásicos.

Tabela 1. Dados do consumidor para o Sistema de IEEE4 barras.

Barra	Residencial (FP=0,98)		Comercial (FP=0,95)		Industrial (FP=0,85)	
	N	kWh	N	kWh	N	kWh
2	0	0,00	13	39,00	10	150,00
3	141	105,75	0	0,00	0	0,00
4	59	44,25	37	111,00	0	0,00

Foram geradas pseudo-medidas de carga de potência ativa para cada metodologia apresentada ao longo do horizonte de um dia para as barras 2, 3 e 4. O pior resultado obtido para cada metodologia foi na fase “a” da barra 4. Assim, os resultados obtidos nesta fase e barra serão analisados na sequência.

Na Figura 3 é apresentada a curva de carga de referência (curva em azul), além das curvas de carga obtidas através de pseudo-medidas geradas por cada metodologia e seus respectivos desvios padrão.

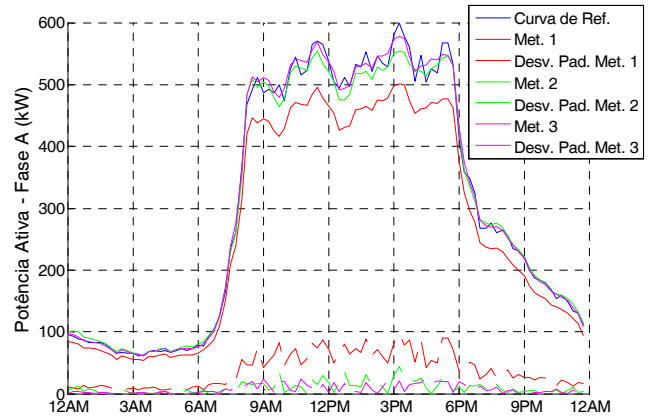


Fig.3: Pseudo-medida de potência ativa na fase “a” (barra 4)

Como apresentado na Figura 3, a curva obtida através das pseudo-medidas de carga geradas pela Metodologia 3 obteve a melhor representação para o caso de referência, tanto em relação ao perfil de carga quanto a sua forma. Isto já era esperado, uma vez que a Metodologia 1 despreza as perdas no circuito secundário do SD e a Metodologia 2 estima essas perdas baseada no majorante do intervalo de confiança da agregação de cargas.

Considerando o cenário de medição formado pelas medidas SCADA indicadas na Figura 2, e as curvas de carga obtidas a partir dos valores de pseudo-medidas gerados por cada metodologia (Figura 3), o EESD proposto em Fantin et al. (2014) foi executado. Para cada curva de carga o EESD executa-se oitocentas e sessenta e quatro vezes, sendo nove vezes para cada intervalo de quinze minutos (horizonte de um dia). Aplicando as métricas definidas nas equações (14)-(17), a partir dos valores de referência e estimados das variáveis de estado, os dados apresentados na Tabela 2 e os gráficos ilustrados nas Figuras 4 e 5 foram construídos.

A análise estatística apresentada na Tabela 2 considera os valores estimados de todas as fases de todas as barras do alimentador de 4 barras do IEEE. Como na análise das curvas de carga, o pior resultado

obtido (aquele com o maior erro estimado), por cada metodologia, foi na fase "a" da barra 4.

Tabela 2. Análise estática dos resultados do EESD em porcentagem (Alimentador IEEE 4 barras - barra 4 - fase "a")

		Erro Mínimo	Erro Médio	Erro Máximo	Des. Pad. do Erro
Met 1	Magnitude	0,1202	0,2901	0,6474	0,1715
	Angulo	0,0001	9,6807	26,8662	0,5063
Met 2	Magnitude	0,1207	0,2095	0,4111	0,1338
	Angulo	0,0001	3,9862	27,5127	0,5627
Met 3	Magnitude	0,1206	0,1888	0,3305	0,1318
	Angulo	0,0001	2,5646	7,3958	0,5248

Nas Figuras 4 e 5 apresentam-se a média dos valores estimados das nove amostras geradas e o erro médio absoluto percentual das estimativas da magnitude e do ângulo de fase da tensão nodal da fase "a" da barra 4, respectivamente, considerando as pseudo-medidas geradas por cada metodologia, num horizonte de tempo de um dia.

Como esperado, de acordo com os resultados apresentados na Tabela 2, e também nas Figuras 4 e 5, os resultados obtidos pelo EESD proposto em Fantin et al. (2014) foram melhores ao utilizar as pseudo-medidas geradas através da Metodologia 3. Esta conclusão da análise estatística corrobora com a análise anterior apresentada na Figura 3.

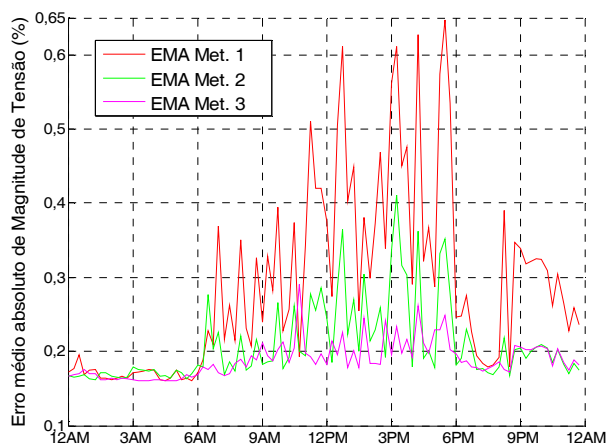


Fig. 4: Erro Médio Absoluto da Magnitude da Tensão em porcentagem - Fase "a" - Barra 4

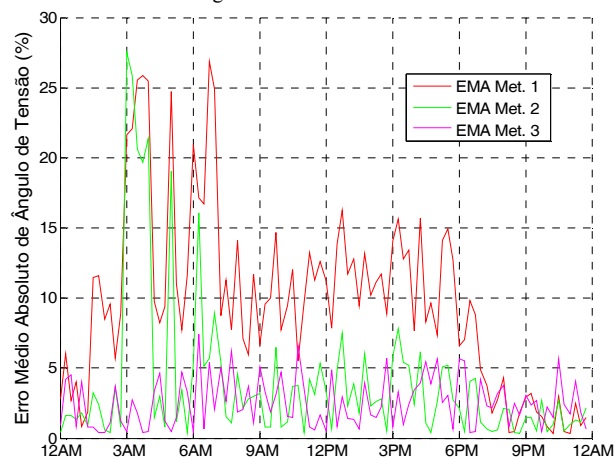


Fig. 5: Erro Médio Absoluto do ângulo de fase da Tensão em porcentagem - Fase "a" - Barra 4

4.2 Alimentador de 34 barras do IEEE

Na figura 6 ilustra-se o alimentador unifilar de 34 barras do IEEE associado com um sistema de medição SCADA. Considera-se um total de quatrocentos e vinte e oito consumidores divididos em residencial, comercial, industrial e iluminação pública.

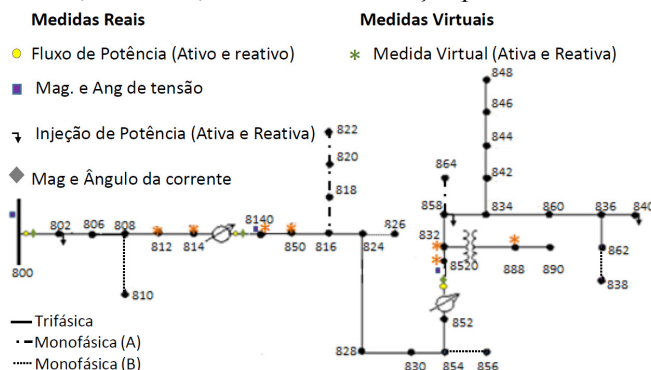


Fig. 6: Alimentador de 34 Barras do IEEE

Para esse sistema analisa-se somente o impacto de pseudo-medidas geradas pela Metodologia 3 no EESD trifásico por MQP proposto em Fantin et al. (2014). Para isto, as pseudo-medidas foram ponderadas de acordo com o desvio padrão calculado pela Metodologia 3. As pseudo-medidas foram consideradas em todas as barras que não possuem medidas SCADA (conforme Figura 6). Os valores das medidas SCADA usadas neste teste foram gerados como apresentado anteriormente.

Nas Figuras 7 e 8 apresentam-se os valores de referência e a média dos nove valores das magnitudes de tensões nodais estimadas para fase "a" da barra 890 e dos ângulos de fase da tensão nodal estimados por fase "c" da barra 890, respectivamente, obtidas para cada intervalo de tempo de quinze minutos.

Aplicando as métricas definidas nas equações (14)-(17) para os resultados estimados (considerando os valores estimados para todas as fases e barras do alimentador de 34 barras do IEEE), geraram-se os dados da Tabela 3 que apresentam a melhor e a pior estimativa obtida por fase. Note que de uma forma geral a pior estimativa de magnitude de tensão foi para a fase "a" da barra 890. Por outro lado, a pior estimativa para o ângulo de fase de tensão foi para a fase "c" da barra 890.

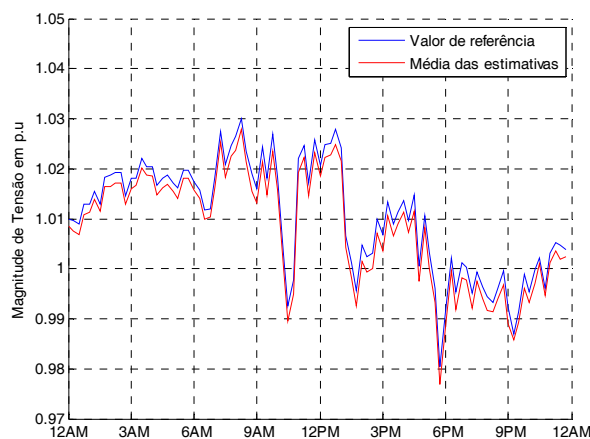


Fig. 7: Pior estimativa de magnitude de tensão (fase "c" barra 890)

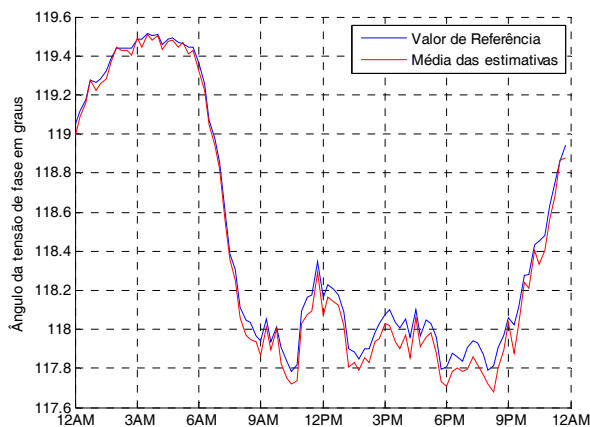


Fig. 8: Pior estimativa de ângulo de tensão (fase "c" barra 890)

Considerando as magnitudes das estimativas dos erros apresentados na Tabela 3 pode-se concluir que as pseudo-medidas geradas pela Metodologia 3 são de boa qualidade, vide a precisão das estimativas obtidas pelo EESD proposto em Fantin et al. (2014).

Tabela 3. Erros do EESD para o alimentador de 34 barras do IEEE

	Fase	Barra	E_v (p.u.)	Barra	E_θ (graus)
Melhor Estimativa	A	800	0,0012	802	0,0002
	B	800	0,0019	802	0,0003
	C	800	0,0007	802	0,0003
Pior Estimativa	A	890	0,0043	890	0,0573
	B	890	0,0062	890	0,0622
	C	890	0,0065	890	0,0835

5 Conclusões

Esse trabalho apresentou um estudo para avaliar o desempenho do EESD trifásico WLS proposto em Fantin et al. (2014) usando três metodologias diferentes para a modelagem de pseudo-medidas de carga. Todas muito simples de serem implantadas, exigindo apenas informações *off-line* de fácil obtenção nas companhias de distribuição de energia. A diferença entre elas são as seguintes: a Metodologia 1 não considera as perdas no secundário das linhas de distribuição; a Metodologia 2 foca em obter uma estimativa aproximada da carga ativa de forma a considerar essas perdas; e a Metodologia 3 inclui um fator de perda (baseado no típico percentual de perdas no secundária das linhas de distribuição). O estudo foi realizado através dos alimentadores trifásicos de distribuição do IEEE de 4 e 34 barras.

A avaliação do desempenho de cada metodologia se deu de duas formas: (i) comparando as curvas de carga obtidas a partir dos valores das pseudo-medidas geradas por cada metodologia, com a curva de referência (período de um dia); e (ii) analisando o impacto dessas pseudo-medidas no EESD por MQP proposto em Fantin et al. (2014). De acordo com os resultados obtidos: (i) as pseudo-medidas geradas pela Metodologia 3 possuem uma representação melhor do caso de referência, levando em conta tanto o formato do perfil como também a escala; e (ii) os resultados obtidos pelo EESD proposto em Fantin et al. (2014) foram melhores utilizando as pseudo-medidas geradas pela Metodologia 3.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq, Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP - processo nº 2012/22624-3), FIPAI e COPEL pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- Alimardani, A. et al., 2014. Impact of employing state estimation of distribution networks on state estimation of transmission networks. *IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, pp.1–5.
- Baran, M.E. & Kelley, A.W., 1994. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. *IEEE Tran. on Power Systems*, 9(3), pp.1601–1609.
- Fantin, C.A. et al., 2014. Using pseudo and virtual measurements in distribution system state estimation. In *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)*. IEEE, pp. 1–6.
- Feng, X., Yang, F. & Peterson, W., 2012. A practical multi-phase distribution state estimation solution incorporating smart meter and sensor data. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, pp. 1–6.
- Ghosh, A.K., Lubkeman, D.L. & Jones, R.H., 1997. Load modeling for distribution circuit state estimation. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 12(2), pp.999–1005.
- IEEE, 2016. IEEE Distribution Test Feeders.
- Jardini, J.A. et al., 2000. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 15(1), pp.375–380.
- Manitsas, E. et al., 2012. Distribution System State Estimation Using an Artificial Neural Network Approach for Pseudo Measurement Modeling. *IEEE Trans. on Power Systems*, 27(4), pp.1888–1896.
- Massignan, J.A.D. et al., 2015. Real-time load estimation for distribution feeders. In *IEEE Eindhoven PowerTech*. IEEE, pp. 1–6.
- Miranda, V., Pereira, J. & Saraiva, J.T., 2000. Load allocation in DMS with a fuzzy state estimator. *IEEE Trans. on Power Systems*, 15(2), pp.529–534.
- Nanchian, S., Majumdar, A. & Pal, B.C., 2015. Three-Phase State Estimation Using Hybrid Particle Swarm Optimization. *IEEE Trans. on Smart Grid*, PP(99), pp.1–1.
- Oliveira, C.C.B. et al., 2001. A new method for the computation of technical losses in electrical power distribution systems. In *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2001)*. IEE, pp. v5–25–v5–25.