

ESTIMAÇÃO DE HARMÔNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

IGOR DELGADO DE MELO*, JOSÉ LUIZ REZENDE PEREIRA*, PAULO A.N. GARCIA*, ABÍLIO MANUEL VARIZ*, FILIPE M. NIQUINI*, GUILHERME DE OLIVEIRA ALVES*, BRAULIO C. OLIVEIRA*

**Departamento de Energia Elétrica - UFJF
Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil*

Emails: igor.delgado2008@engenharia.ufjf.br, jluiz@ieee.org, paulo@ieee.org, avariz@ieee.org, fmagno@ieee.org, galves@ieee.org, braulio.oliveira@engenharia.ufjf.br

Abstract— This work presents a harmonic state estimation technique for electric power distribution networks, using PMUs (Phasor Measurement Units). In the proposed approach, the PMUs measure voltages and currents signals with harmonic distortion in those buses which are monitored by these meters. For the non-monitored ones, load historical data are considered as pseudomeasurements and they are treated as bounded inequality constraints with predefined upper and lower limits in a proposed optimization problem. Recursive updates for the pseudomeasurements are also considered in the proposed method. A modified IEEE 33-bus test system is used to validate the methodology.

Keywords— Harmonic State Estimation, Smart Grid, Power Quality, PMUs.

Resumo— Este trabalho apresenta uma técnica para a estimação de estados harmônicos em redes de distribuição de energia elétrica, valendo-se do uso de PMUs (Phasor Measurement Units). Na abordagem proposta, as PMUs medem sinais de correntes e tensões com distorção harmônica nas barras monitoradas por esses medidores. Para as barras não monitoradas, dados históricos de carga são considerados como pseudomedidas e tratados como restrições de desigualdade excursionando entre valores máximos e mínimos preestabelecidos em um problema de otimização proposto. Atualizações recursivas dos valores das pseudomedidas também são consideradas no método proposto. Um sistema teste do IEEE de 33 barras modificado é usado para validar a metodologia.

Palavras-chave— Estimação de Estado Harmônico, Redes Inteligentes, Qualidade de Energia, PMUs.

1 Introdução

A estimação de componentes harmônicas causadas pela crescente inserção de cargas não lineares nos sistemas elétricos de potência representa um grande desafio ao gerenciamento da qualidade de energia das redes elétricas, pelos diversos problemas causados pela poluição harmônica conhecidos e citados na literatura (Kagan et al., 2009).

Devido à escassez de medidores em redes de distribuição e à falta de monitoramento desses sistemas, o uso de PMUs (*Phasor Measurement Units*) tem se tornando promissor por serem capazes de medir fasores elétricos e sincronizar as leituras de múltiplos medidores distantes entre si através do uso do GPS (*Global Positioning System*) (Phadke and Thorp, 2008). Além disso, as PMUs medem sinais elétricos tipicamente em uma alta taxa de amostragem por ciclos. Considerando a frequência fundamental do sistema como 60Hz, são 2880 amostras por segundo, possibilitando uma análise precisa do sinal. A aplicação de técnicas de processamento de sinal baseadas na Análise de Fourier nas formas de onda supervisionadas pelas PMUs possibilita a avaliação de cada componente harmônica individualmente no domínio da frequência (Zelinger et al., 2006).

O desafio em estimar harmônicas em redes de distribuição reside no uso de poucos medidores e identificar fontes harmônicas nessas redes, uma vez que as harmônicas podem existir e se espalhar por barramentos sem monitoramento contínuo.

Entre os estudos que visam a estimação de harmônicas em redes de distribuição, pode-se citar (Bahabadi and Moallem, 2011), em que um algoritmo genético modificado é usado para estimar correntes harmônicas no sistema. Todavia, o uso de uma grande quantidade de PMUs tornaria o projeto inviável economicamente. A referência (Arefi et al., 2011) usa um algoritmo baseado em enxame de partículas para a estimação de estado harmônico usando PMUs, porém o algoritmo exige um desvantajoso tempo computacional.

A metodologia proposta permite a estimação de harmônicas em redes de distribuição valendo-se de medições realizadas por PMUs. Para as barras não monitoradas por PMUs, são usados dados de carregamento histórico baseados em dados de faturamento dos consumidores conectados a essas barras. Tais informações são fornecidas mensalmente por concessionárias de energia elétrica e são dados de potência demandada média. A literatura aborda esses dados como pseudomedidas: informações que não são obtidas em tempo real, portanto possuem mais incerteza do que aquelas obtidas por medidores (Baran, 2012).

Para cada ordem harmônica, forma-se uma base de dados de medição fasorial. Define-se então, pra cada ordem harmônica, uma função objetivo que almeja minimizar a diferença quadrática entre os valores medidos e os estimados pela metodologia, seguindo o método de mínimos quadrados ponderados. Os dados de carregamento histórico

são utilizados como restrições de desigualdades excursionando entre valores máximos/mínimos preestabelecidos. Tem-se, então um problema de otimização não-linear com restrições a ser resolvido.

2 Metodologia Proposta

A Análise de Fourier possibilita a avaliação do espectro harmônico de um sinal medido ao longo do tempo t (da 1ª até uma máxima ordem harmônica, H_{max} a ser considerada em um estudo) e o monitoramento de cada componente harmônica individualmente, uma vez que o sinal pode ser representado pela soma de várias senoides com frequências diferentes (Phadke and Thorp, 2008). A equação (1) representa uma medição fasorial $y(t)$, em que Y_m^h é a amplitude do sinal para uma ordem harmônica h , w^h é a frequência em radianos por segundo, e θ^h é o ângulo fasorial em radianos:

$$y(t) = \sum_{h=1}^{H_{max}} Y_m^h \cos(w^h t + \theta^h) = Y_m^h e^{j\theta^h} \quad (1)$$

A frequência w^h está relacionada com as ordens harmônicas h pela equação (2), em que f_1 representa o valor da frequência fundamental do sistema em Hertz (Hz):

$$w^h = 2\pi h f_1 \quad (2)$$

A metodologia proposta neste artigo considera o fasor elétrico medido, em coordenadas retangulares, ou seja, dividido em partes real e imaginária (z_{real}^h and z_{imag}^h , respectivamente) como na equação (3), para uma dada ordem harmônica h :

$$\begin{aligned} z_{real}^h &= \text{Real}\{Y_m^h e^{j\theta^h}\} \\ z_{imag}^h &= \text{Imag}\{Y_m^h e^{j\theta^h}\} \end{aligned} \quad (3)$$

As medições realizadas pelas PMUs compõem um vetor de valores medidos. O vetor de medidas, Z^h para uma ordem harmônica h sob análise, tem dimensão $(2 \times N_m)$, em que N_m é o número total de sinais medidos, considerando partes real e imaginária da grandeza medida (corrente ou tensão).

2.1 Valores Estimados

Considera-se as partes real e imaginária de correntes passantes em todos os ramos (linhas) do sistema como variáveis de estado, $\hat{x}^h$ assim como nas referências (Baran, 2012) e (Peres et al., 2014). Então, o número de estados a serem estimados pela metodologia é $(2 \times N_b)$ para uma dada ordem harmônica h sob análise, sendo N_b o número total de ramos do sistema.

Uma vez estimadas as correntes harmônicas, $I_{km,r}^h$ e $I_{km,m}^h$ (partes real e imaginária, respectivamente) para cada ordem harmônica h , calcula-se outras grandezas usando leis de Kirchhoff, como os fasores de tensão, $\hat{V}_k^h$ e os de corrente injetada $\hat{I}_k^h$ em uma barra k para cada harmônica h , considerando a modelagem das linhas e rede de distribuição de energia elétrica segundo a referência

(Variz et al., 2008), que modela as redes elétricas para análises harmônicas e testes computacionais.

Calcula-se as potências ativa e reativa, P_k^h e Q_k^h , respectivamente pela equação (4):

$$P_k^h + j Q_k^h = \hat{V}_k^h \cdot (\hat{I}_k^h)^* \quad (4)$$

2.2 A Função Objetivo

Define-se uma função objetivo para cada ordem harmônica h a ser analisada. A diferença entre cada valor medido z^h (cada elemento do vetor de medidas, Z^h) e seu valor correspondente estimado em função dos estados, $f(\hat{x}^h)$ para a ordem harmônica h sob análise é minimizada seguindo o método dos mínimos quadrados ponderados (5):

$$\min J(\hat{x}^h) = \sum_{j=1}^{2 \times N_m} \frac{1}{2} \left(\frac{z_j^h - f_j(\hat{x}^h)}{\sigma_j} \right)^2 \quad (5)$$

O somatório compreende as duas partes (partes real e imaginária) de todos os sinais medidos, N_m . A ponderação de cada parcela é dada pelo desvio padrão, σ_j associado ao erro aleatório de uma medição. Pela própria precisão dos medidores como as PMUs e transdutores associados a elas, erros adicionados às medições são tratados comumente na literatura como ruído randômico, com Distribuição Gaussiana de média zero. Neste trabalho, adota-se valores de σ para medidas de tensão padronizados como 0,4% e para as de corrente como 0,8%. Tais valores são adotados em referências como (Phadke and Thorp, 2008).

2.3 Restrições de Desigualdade

A fim de se obter um sistema totalmente observável, o uso de um grande número de PMUs seria necessário. Para evitar esse problema, dados históricos do sistema são modelados como restrições de desigualdade no processo de estimação. Esses dados históricos são valores médios de potência demandada em cada barra k do sistema que não é monitorada por PMU. São dados fornecidos mensalmente por concessionárias de energia elétrica.

As potências ativa/reativa (P_k^1 e Q_k^1 , respectivamente) para a frequência fundamental (1ª harmônica, $h = 1$) calculadas pela metodologia para um certo ponto operativo estão delimitadas entre valores máximos e mínimos determinados a partir de seus correspondentes dados históricos de carregamento ($P_{hist,k}^1$ e $Q_{hist,k}^1$). Assim, a potência demandada em cada barra k não monitorada pode variar ao longo do tempo de acordo com limites máximos e mínimos preestabelecidos. Esses limites são determinados por um fator percentual p , que permite que os valores de dados históricos médios variem até seus correspondentes limites, de acordo com as inequações (6):

$$\begin{aligned} (1-p) P_{hist,k}^1 &\leq P_k^1 \leq (1+p) P_{hist,k}^1 \\ (1-p) Q_{hist,k}^1 &\leq Q_k^1 \leq (1+p) Q_{hist,k}^1 \end{aligned} \quad (6)$$

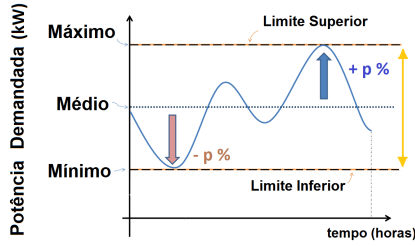


Figura 1: Restrições para Variação da Carga.

Essas restrições são usadas para a estimação de estado na frequência fundamental, como ilustrado na Figura 1, em que a linha azul representa uma típica curva de carga variante no tempo. A fim de estimar uma demanda de potência para certo ponto operativo que ocorra durante a operação do sistema, a metodologia considera que tal valor de potência esteja entre os limites propostos.

Considera-se, a princípio, que o valor histórico para as outras ordens harmônicas h é uma parcela do valor de carregamento histórico fornecido pelas concessionárias. Sabe-se que a potência harmônica é uma fração muito pequena da potência ativa fundamental (Emanuel, 2004). É uma **pequena porcentagem**, γ do valor do dado histórico fornecido pelas concessionárias, assim como nas equações (7). :

$$\begin{aligned} P_{hist,k}^h &= \gamma P_{hist,k}^1 \\ Q_{hist,k}^h &= \gamma Q_{hist,k}^1 \end{aligned} \quad (7)$$

Uma vez que não há informação precisa sobre geração/absorção de harmônicos, considera-se que para as barras k não monitoradas por PMUs, os valores de potência podem assumir valores positivos ou negativos assim como nas inequações (8) em que P_k^h e Q_k^h representam a potência ativa/reactiva para dada ordem harmônica h a ser determinada. Os valores históricos de potência ativa e reativa para harmônicas calculados nas equações (7) : $P_{hist,k}^h$ e $Q_{hist,k}^h$, respectivamente, podem expandir até valores mínimos e máximos dado por um fator percentual p^h . Os limites máximos e mínimos para as potências ativa/reactiva para a estimação harmônica são ilustrados na Figura 2 e representados pelas inequações (8):

$$\begin{aligned} -(1+p^h)P_{hist,k}^h &\leq P_k^h \leq (1+p^h)P_{hist,k}^h \\ -(1+p^h)Q_{hist,k}^h &\leq Q_k^h \leq (1+p^h)Q_{hist,k}^h \end{aligned} \quad (8)$$

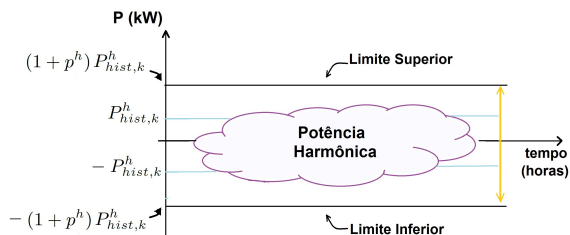


Figura 2: Restrições para Estimação Harmônica.

2.4 Atualizações Recursivas

O processo de estimação de estados harmônicos segue o fluxograma apresentado na Figura 3. Inicializa-se o problema ($t=0$) e define-se qual ordem harmônica deverá ser analisada. Depois, a função objetivo expressa na equação (5) é minimizada sujeita às restrições de desigualdade (6) caso a ordem harmônica sob análise seja a 1ª harmônica (frequência fundamental, $h = 1$) ou sujeita às restrições (8) no caso da análise de outras harmônicas ($h > 1$).

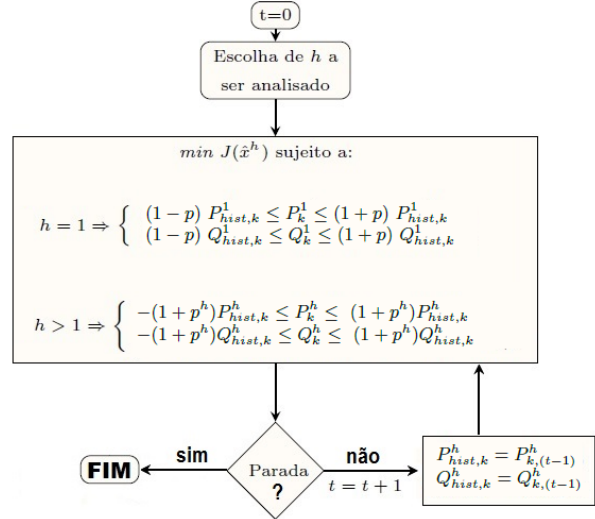


Figura 3: Fluxograma da metodologia.

Como resposta ao problema de otimização, tem-se os estados estimados, $\hat{x}^h$ para a ordem harmônica sob análise e também as estimativas de valores de potência ativa/reactiva.

Para a próxima iteração do algoritmo proposto pelo fluxograma (próxima estimação, $t = t + 1$), os dados históricos de carga são então atualizados de acordo com a estimação prévia de potência ativa/reactiva para as barras não monitoradas, ($P_{k,(t-1)}^h$ e $Q_{k,(t-1)}^h$) como nas equações (9). Esse processo é repetido enquanto um critério de parada não for atingido: quando a mudança nas variáveis de estado entre as iterações for inferior a 10^{-7} . Quando essa tolerância for atingida, relatórios podem ser emitidos com o parecer do estado da rede para a frequência analisada. Tal processo, se realizado continuamente, pode estimar dinamicamente o sistema, considerando as variações das cargas ao longo do tempo.

$$\begin{aligned} P_{hist,k}^h &= P_{k,(t-1)}^h \\ Q_{hist,k}^h &= Q_{k,(t-1)}^h \end{aligned} \quad (9)$$

3 Simulações Computacionais

A função objetivo (5) é minimizada sujeita às restrições (6) para estimar os estados para a frequência fundamental, considerada como 60Hz. O fator percentual p permite uma margem de excursão do valor médio definindo limites superiores/inferiores para cada barra não monitorada. O

valor de p é de 40% para as simulações computacionais. Esse valor inferido para a variação da carga ao longo do dia em redes de distribuição é normalmente considerado pelas incertezas associados às pseudomedidas (dados históricos de carga) e a variabilidade da carga ao longo do dia que raramente excede valores limites de 40% durante a sua operação (Baran, 2012).

Já para a estimação harmônica, a função objetivo (5) é minimizada para cada ordem harmônica h individualmente sujeita às restrições (8). O valor de excursions percentual p^h do valor histórico de potência ativa/reactiva harmônico também é arbitrado como 40%. A constante γ foi inserida no problema para indicar que uma parte dos dados de carregamento históricos fornecidos pelas concessionárias é justificado por cargas não-lineares. Estes valor de γ é adotado como 1% tendo em vista que a potência harmônica ativa é uma fração muito pequena da potência ativa fundamental nessa ordem de grandeza (Emanuel, 2004). Portanto, observando-se as inequações (8) espera-se que o valor estimado de potência ativa/reactiva harmônica seja um pequeno percentual relativo aos dados históricos de carregamento. Então, admite-se valores de γ a fim de que o dados históricos harmônicos sigam a lógica de manter um valor de potência harmônica esperada para o sistema bem pequena (1% do carregamento histórico). Porém, o algoritmo permite este valor excursionar entre limites máximos e mínimos definidos pelo parâmetro p^h . Apesar dos valores de potência harmônica serem inicialmente arbitrados, a atualização recursiva melhora os resultados de potência ativa/reactiva iterativamente para cada ordem harmônica, permitindo aos valores excursionar entre limites máximos/mínimos ao longo do tempo, levando a resultados satisfatórios e a correta estimação de harmônicas.

A resolução dos problemas de otimização definidos para cada ordem harmônica é via Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança, descrito e desenvolvido na referência (Oliveira et al., 2015). O método quando aplicado no problema de estimação de estado se mostra eficaz, além de reduzir o tempo computacional gasto pelo estimador proposto.

3.1 O sistema teste

O sistema usado para os testes computacionais é apresentado na Figura 4. Os valores de base para tensão e potência são 12.66 kV e 10 MVA, respectivamente. A barra 33 representa a subestação e cargas não-lineares (CNL) são conectadas nas barras 23 e 27. Dados para o sistema encontram-se na Seção 6 e dados para as CNLs na Seção 7.

PMUs foram consideradas nas barras 1, 2, 5, 16, 20, 23, 31, 33. Alocou-se PMUs no início e no fim dos alimentadores laterais. Por exemplo, o alimentador lateral conectando a barra 5 até a

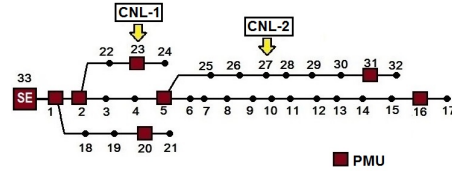


Figura 4: Sistema Teste de 33 barras.

barra 32 tem PMUs em seu início e em seu final a fim de monitorar o comportamento e densidade de carga para este trecho da rede.

Não é o objetivo deste artigo apresentar uma metodologia de alocação ótima de PMUs, mas sim validar o algoritmo de estimação proposto para monitoramento em tempo real da rede. Pretende-se identificar fontes harmônicas em barra monitorada por PMUs (barra 23) e em uma barra não monitorada também (27). Tal situação poderia ocorrer na prática. A metodologia se mostra eficaz mesmo nesses casos em que as fontes harmônicas não são monitoradas por unidades de medição.

Considerando as PMUs alocadas na rede, as medições obtidas em tempo real serão tensões harmônicas nas barras 1, 2, 5, 16, 20, 23, 31, 33 e correntes ramais, I_{k-m}^h fluindo de uma barra genérica k para uma barra adjacente m para as ordens harmônicas h analisadas: $I_{33-1}^h, I_{1-2}^h, I_{1-18}^h, I_{2-3}^h, I_{2-22}^h, I_{4-5}^h, I_{5-6}^h, I_{5-25}^h, I_{15-16}^h, I_{16-17}^h, I_{19-20}^h, I_{20-21}^h, I_{22-23}^h, I_{23-24}^h$. Neste caso, há 22 sinais sendo monitorados pelas PMUs. Portanto, a dimensão do vetor Z^h é (2×22) para dada ordem harmônica sob análise, considerando o fasor medido dividido em partes real e imaginária.

Os testes foram realizados considerando um espectro harmônico variando da frequência fundamental (60Hz) até a 15ª ordem harmônica. Os valores medidos são obtidos a partir de um fluxo de potência harmônico descrito na referência (Variz et al., 2008) a fim de simular computacionalmente os dados telemedidos que seriam providenciados pelas formas de onda supervisionada pelas PMUs.

Os valores médios históricos de demanda de potência ativa/reactiva que seriam fornecidos pelas concessionárias são extraídos diretamente dos dados de carga nominal expressos na Tabela 2 da Seção 6. Para este trabalho, o ponto operativo do sistema é de acordo com os dados nominais de carga mais os valores de carga não linear, representados pelas injeções de correntes harmônicas apresentadas nas Tabelas 4 e 5 da Seção 7. O acréscimo dos valores da carga nominal pela adição de cargas não lineares significa que os estados podem ser estimados considerando variações de carga baseadas nos dados históricos do sistema.

4 Resultados

Com as correntes passantes na linha todas estimadas, pode-se calcular os valores de tensão para

cada barra usando leis de Kirchhoff. Na Figura 5-a, as amplitudes de tensão para 60Hz estimadas para todas as barras da rede em p.u. são contrastadas com os valores obtidos pelo fluxo de potência harmônico ('Valores Reais'). Os erros absolutos de estimação são mostrados para cada barra na Figura 5-b. O maior erro é na barra 27.

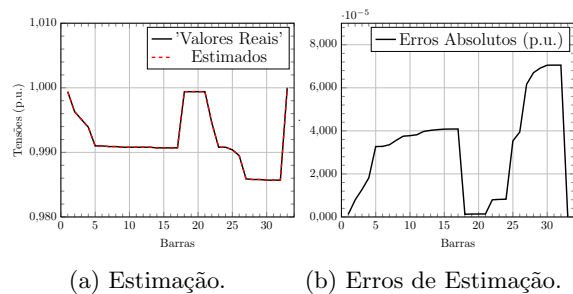


Figura 5: Perfil de Tensão para 60Hz.

A Figura 6-a, mostra o perfil de tensão para 3ª harmônica estimado para o sistema em p.u. comparado com os 'Valores Reais'. A Figura 6-b mostra os erros absolutos.

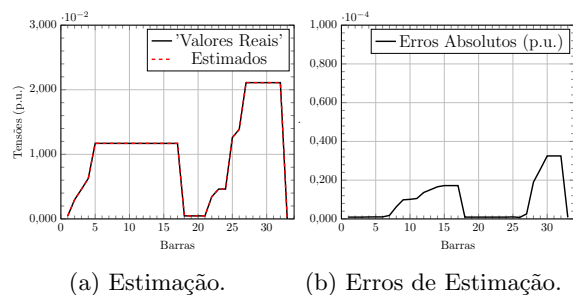


Figura 6: Perfil de Tensão para 180Hz.

Na Figura 7-a, é mostrado amplitudes de tensão da 5ª harmônica do sistema em p.u. contrastados com os 'Valores Reais'. Os erros absolutos de estimação estão na Figura 7-b.

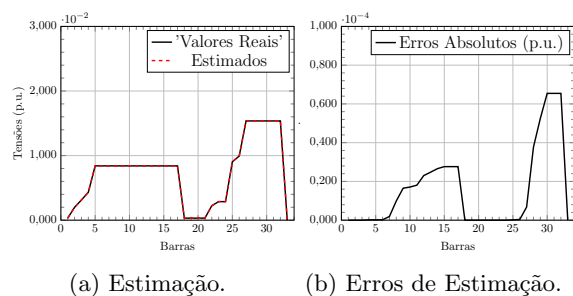
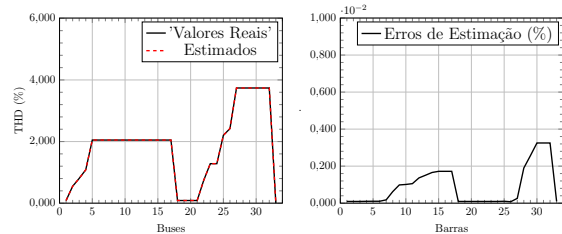


Figura 7: Perfil de Tensão para 300Hz.

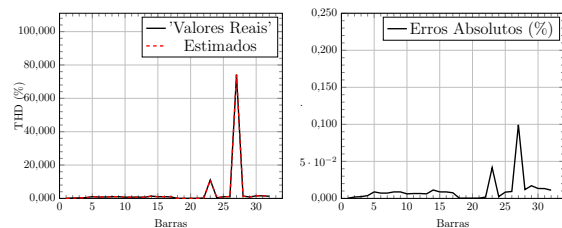
Na Figura 8-a são exibidos os resultados de estimação de THD (distorção harmônica total) para tensão contrastados com os 'Valores Reais'. Os erros de estimação correspondentes, na Figura 8-b.

Na Figura 9-a, os resultados de estimação de THD para corrente em cada barra do sistema são contrastados com os 'Valores Reais'. Os erros de estimação correspondentes estão na Figura 9-b.



(a) Estimação. (b) Erros de Estimação.

Figura 8: Perfil de THD para Tensão.



(a) Estimação. (b) Erros de Estimação.

Figura 9: Perfil de THD para Corrente.

Na Tabela 1, encontram-se resultados para a função objetivo minimizada (FOM) para cada ordem harmônica h e o tempo computacional médio gasto nas simulações (TCM) em segundos:

Tabela 1: Resultados de Cada Ordem Harmônica h .

h	FOM	TCM	h	FOM	TCM
1	$4,22 \times 10^{-2}$	10.23 s	9	$3,01 \times 10^{-2}$	48.22 s
3	$4,56 \times 10^{-1}$	43.11 s	13	$4,16 \times 10^{-1}$	49.20 s
5	$1,05 \times 10^{-2}$	45.32 s	11	$4,11 \times 10^{-2}$	49.20 s
7	$3,20 \times 10^{-2}$	46.13 s	15	$2,06 \times 10^{-2}$	54.39 s

5 Conclusão

O método proposto é capaz de estimar harmônicas em redes de distribuição, considerando a presença de cargas não-lineares. Os perfis de tensões harmônicas são estimados de maneira satisfatória apresentando pequenos erros absolutos de estimação. Também pode-se estimar THD de tensão e corrente, sendo possível identificar fontes harmônicas nas barras com maiores valores de THD de corrente (barras 23 e 27, no caso simulado).

Várias simulações mostram que o algoritmo proposto é eficiente no que se propõe. Entretanto, trabalhos futuros vislumbram melhoramentos nos parâmetros usados no problema de otimização e melhoria da alocação ótima de PMUs na rede.

6 Dados do Sistema de 33 barras IEEE

Os dados de carga do sistema 33 barras da Figura 4 são apresentados na Tabela 2 e seus dados de linha, na Tabela 3. As impedâncias são consideradas em ohms (Ω) e as reatâncias para 60Hz.

Tabela 2: Dados Nominais de Carga.

Barra	P (kW)	Q (kVAr)	Barra	P (kW)	Q (kVAr)
1	100	60	17	90	40
2	90	40	18	90	40
3	120	80	19	90	40
4	60	30	20	90	40
5	60	20	21	90	40
6	200	100	22	90	50
7	200	100	23	420	200
8	60	20	24	420	200
9	60	20	25	60	25
10	45	30	26	60	25
11	60	35	27	60	20
12	60	35	28	120	70
13	120	80	29	200	600
14	60	10	30	150	70
15	60	20	31	210	100
16	60	20	32	60	40

Tabela 3: Impedâncias de linha.

de	para	R (Ω)	X (Ω)	de	para	R (Ω)	X (Ω)
33	1	0,0922	0,0470	16	17	0,7320	0,5740
1	2	0,4930	0,2511	1	18	0,1640	0,1565
2	3	0,3660	0,1864	18	19	1,5042	1,3554
3	4	0,3811	0,1941	19	20	0,4095	0,4784
4	5	0,8190	0,7070	20	21	0,7089	0,9373
5	6	0,1872	0,6188	2	22	0,4512	0,3083
6	7	0,7114	0,2351	22	23	0,8980	0,7091
7	8	1,0300	0,7400	23	24	0,8960	0,7011
8	9	1,0440	0,7400	5	25	0,2030	0,1034
9	10	0,1966	0,0650	25	26	0,2842	0,1447
10	11	0,3744	0,1238	26	27	1,0590	0,9337
11	12	1,4680	1,1550	27	28	0,8042	0,7006
12	13	0,5416	0,7129	28	29	0,5075	0,2585
13	14	0,5910	0,5260	29	30	0,9744	0,9630
14	15	0,7463	0,5450	30	31	0,3105	0,3619
15	16	1,2990	1,7210	31	32	0,3410	0,5302

7 Dados de Carga Não-Linear

As cargas não-lineares das barras 23 e 27 são detalhadas nas Tabelas 4 e 5, respectivamente quanto às injeções de corrente harmônica para cada ordem harmônica (até a 15ª ordem). Esses valores foram obtidos baseados na operação de Compensadores Estáticos de Reativos, descrita e estudada amplamente na referência (Variz et al., 2008).

Tabela 4: CNL-1 na barra 23

h	I_{inj} (p.u.)	h	I_{inj} (p.u.)
1	7,80/95.75°	9	0,19/-65.51°
3	0,66/-80.16°	11	0,15/-58.06°
5	0,39/-75.41°	13	0,12/-51.45°
7	0,27/-70.35°	15	0,09/-43.74°

Tabela 5: CNL-2 na barra 27

h	I_{inj} (p.u.)	h	I_{inj} (p.u.)
1	5,30/165.36°	9	0,39/12.87°
3	3,18/-20.75°	11	0,33/88.65°
5	2,00/-24.61°	13	0,46/119.20°
7	1,02/-19.09°	15	0,46/134.19°

Referências

- Arefi, A., Haghifam, M. R. and Fathi, S. H. (2011). Distribution harmonic state estimation based on a modified pso considering parameters uncertainty, *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, IEEE, pp. 1–7.
- Bahabadi, H. B. and Moallem, M. (2011). Optimal placement of Phasor measurement units for harmonic state estimation in unbalanced distribution system using genetic algorithms, *2011 International Conference on Systems Engineering (ICSEng)*, IEEE, pp. 100–105.
- Baran, M. E. (2012). Branch current based state estimation for distribution system monitoring, *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES 2012*.
- Emanuel, A. E. (2004). Summary of ieee standard 1459: definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions, *Industry Applications, IEEE Transactions on* **40**(3): 869–876.
- Kagan, N., Robba, E. J. and Schmidt, H. (2009). Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica, *Editora Blucher*.
- Oliveira, E. J., Oliveira, L. W., Pereira, J., Honório, L. M., Silva, I. C. and Marcato, A. (2015). An optimal power flow based on safety barrier interior point method, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **64**: 977–985.
- Peres, W., Oliveira, E., Pereira, J. L. and Alves, G. O. (2014). Branch current based state estimation: Equality-constrained wls and augmented matrix approaches, *Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte*, pp. 3198–3205.
- Phadke, A. G. and Thorp, J. S. (2008). *Synchronized phasor measurements and their applications*, Springer Science & Business Media.
- Variz, A. M., Carneiro Jr, S., Pereira, J. L. R. and Barbosa, P. G. (2008). Cálculo do fluxo de harmônicos em sistemas de potência trifásicos utilizando o método de injeção de correntes com solução iterativa, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automação* **19**(2): 178–198.
- Zelingher, S., Fardanesh, B., Uzunovic, E., Meliopoulos, A. S. and Cokkinides, G. (2006). Harmonic monitoring system via gps-synchronized measurements-update and new developments, *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE, IEEE*, pp. 7–pp.