

ESTIMADOR DE ESTADO APLICADO A SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

LÍVIA M. R. RAGGI, VINICIUS C. CUNHA, FERNANDA C. L. TRINDADE, WALMIR FREITAS

Departamento de Sistemas e Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) Caixa Postal 6101, 13083-970, Campinas-SP, Brasil

E-mails: liviaraggi@gmail.com, vcunha@dsee.fee.unicamp.br, fernanda@dsee.fee.unicamp.br, walmir@dsee.fee.unicamp.br

Abstract— Voltage unbalance may negatively impact customers and distribution utilities, deteriorating equipment performance and rising losses along distribution systems. In this context, this work proposes an application to state estimation, which samples input data through power events supplied by customers smart meters, to detect and locate voltage unbalance that may jeopardize the operation of distribution utilities. The accuracy of the proposed method is compared with traditional data acquisition in state estimation, i.e. sampling in fixed periods, related to volume of transmitted data and precision of state estimated. This comparison is conducted in a real feeder (containing both LV and MV networks). Three important results were obtained. First, the proposed method reduced significantly the volume of data transmitted. Second, the state estimated were more suitable to preserve equipment life expectancy, because the proposed method could estimate extreme variations of voltage unbalance. Lastly, the proposed method obtained the minimal error among the traditional approaches to locate critical loads, which were responsible to cause voltage unbalance.

Keywords— State Estimation, Distribution Systems, Power Events, Fixed-Period Events, Voltage Unbalance, Smart Meters.

Resumo— O desequilíbrio de tensão pode negativamente impactar tanto consumidores quanto concessionárias de distribuição de energia elétrica, deteriorando o desempenho de equipamentos e aumentando as perdas elétricas presentes no sistema. Tendo em vista esse problema, este trabalho propõe a aplicação de um estimador de estado, utilizando a amostragem de eventos de potência para coleta de dados de entrada fornecidos por medidores inteligentes de faturamento, a fim de detectar e localizar desequilíbrios de tensão que possam ser prejudiciais à operação de sistemas de distribuição. A eficácia do método proposto é confrontada com os métodos tradicionais de amostragem de dados de entrada por eventos de tempo quanto ao volume de dados transmitidos e à precisão do estado estimado. Para tal validação, utiliza-se um alimentador completo real (rede MT e BT). Como resultados, obteve-se que o método de amostragem por eventos de potência apresentou menor volume de dados transmitidos, além de estimar mais adequadamente o estado da rede, detectando variações extremas do desequilíbrio de tensão. Com essas informações, ações podem ser tomadas para a preservação da vida útil dos equipamentos presentes no sistema. Por fim, o método proposto apresentou maior taxa de acerto quanto à localização das cargas causadoras do desequilíbrio de tensão.

Palavras-chave— Estimção de Estado, Sistemas de Distribuição, Eventos de Potência, Eventos de Tempo, Desequilíbrio de Tensão, Medidores Inteligentes.

1 Introdução

O desequilíbrio de tensão prejudica a operação de sistemas de distribuição de energia elétrica, impactando tanto as concessionárias de distribuição quanto os consumidores a elas conectados.

Do ponto de vista da concessionária, o desequilíbrio de tensão aumenta as perdas técnicas operacionais, além de provocar desgastes em equipamentos. Já para os consumidores, o principal impacto acontece em possíveis danos causados em cargas trifásicas, especialmente em motores de indução. Isto ocorre porque o aumento do desequilíbrio de tensão, ou seja, o aumento da parcela da tensão de sequência negativa, eleva excessivamente as correntes dessa sequência, visto que esses equipamentos possuem baixas impedâncias de sequência negativa. Tais correntes causam um conjugado reverso no motor, reduzindo o conjugado líquido e, conseqüentemente, a velocidade do rotor. Com isso, podem surgir oscilações de torque, além de ruídos. Os desequilíbrios verificados nas correntes podem ser de 6 a 10 vezes superiores aos observados nas tensões, levando ao aquecimento dos enrolamentos do motor e causando danos perma-

mentes em seu isolamento (Power Quality World, 2011).

Por conseguinte, agências regulatórias e associações de fabricantes de equipamentos restringem (no caso dos primeiros) ou aconselham (no caso dos segundos) limites máximos de desequilíbrios de tensão. Nos Estados Unidos, a maioria das concessionárias estabelece um valor limite de 2,5% para o desvio em relação ao valor médio das tensões nas três fases, enquanto a norma ANSI C84.1 sugere um valor máximo de 3% (Power Quality World, 2011). Já no Brasil, a versão atualmente em vigor do Módulo 8 do PRODIST estabelece limites de 2% para o circuito primário e 3% para redes secundárias (ANEEL, 2018). Do ponto de vista dos equipamentos, a associação norte-americana dos fabricantes de equipamentos elétricos (NEMA, do inglês *National Electrical Manufacturers Association*) estabelece, por segurança, que os motores elétricos operem em sua potência nominal para fatores de desequilíbrio de tensão de até 1%, sendo que a operação com desequilíbrio acima de 5% não é recomendada (NEMA, 2016).

Tendo em vista os impactos negativos ocasionados pelo desequilíbrio de tensão, bem como a existência de limites regulatórios, as concessionárias de-

sejam operar a maior parte do tempo com o menor nível de desequilíbrio possível. Contudo, por se tratar de eventos que tipicamente não acionam os equipamentos de proteção, as fontes de desequilíbrio podem permanecer continuamente nos sistemas de distribuição (Liu, 2015), sendo essas fontes de difícil detecção e localização. Além disso, como o desequilíbrio pode ser proveniente de assimetrias topológicas, desbalanço no carregamento de fases ou até mesmo defeitos em equipamentos da rede (Valois, 2001), outro desafio consiste na determinação da participação de cada fonte causadora de desequilíbrio (Jayatunga, 2012) e (Jayatunga, 2013).

Frente a esse cenário, uma potencial solução para detecção e localização de desequilíbrios de tensão em sistemas de distribuição consiste na análise de informações provenientes de medidores inteligentes localizados nos consumidores. Esta abordagem é interessante para as concessionárias principalmente por aproveitar a infraestrutura já (ou futuramente) existente, visto que a substituição de antigos medidores pelos novos modelos é praticamente inevitável em um futuro próximo. Contudo, o elevado tempo de integralização da informação, podendo variar tipicamente entre 15 min até poucas horas, fornecida pelos medidores localizados nos consumidores representa uma dificuldade na caracterização de desequilíbrios de tensão.

Deste modo, este trabalho propõe a utilização de um estimador de estado destinado a sistemas de distribuição (EESD), baseado em um método de amostragem de dados de entrada por eventos de potência fornecidos por medidores inteligentes de faturamento, para quantificação de desequilíbrios de tensão em todas as barras do sistema, além da localização de possíveis cargas que contribuem para esses desequilíbrios. Enfatiza-se que a detecção de desequilíbrio de tensão e localização de suas fontes causadoras são o foco deste trabalho. Para o estimador proposto, adota-se a solução clássica de mínimos quadrados ponderados (WLS, do inglês *Weighted Least Squares*).

Divide-se a continuação deste trabalho da seguinte forma. A Seção 2 apresenta o cálculo do desequilíbrio de tensão, bem como a métrica utilizada para localização de cargas que contribuem com esse desequilíbrio. A Seção 3 formula matematicamente o método de solução adotado para o estimador de estado utilizado, enquanto a Seção 4 apresenta o método de amostragem de dados de entrada para o estimador. A Seção 5 apresenta as principais informações do sistema teste utilizado, sendo os resultados obtidos discutidos na Seção 6. Por fim, a Seção 7 mostra as conclusões obtidas neste trabalho.

2 Desequilíbrio de Tensão

O fator de desequilíbrio de tensão, %FD, em determinado ponto do sistema é definido pela relação

entre os valores RMS da tensão de sequência negativa, V^2 , e da tensão de sequência positiva, V^1 , conforme (1) (ANEEL, 2018).

$$\%FD = \frac{V^2}{V^1} \times 100\% \quad (1)$$

A métrica adotada para localização de cargas potencialmente causadoras do desequilíbrio de tensão é baseada em (Woolley, 2012), em que se adota a potência de sequência negativa, calculada conforme (2).

$$S_k^2 = \left| \hat{V}_k^2 \times \hat{I}_k^{2*} \right| \quad (2)$$

Desse modo, as barras de carga (consumidores) com maiores valores de potência aparente de sequência negativa são classificadas como críticas, uma vez que elas apresentam as maiores contribuições para o desequilíbrio presente na rede.

3 Estimador de Estado Baseado na Solução de Mínimos Quadrados Ponderados

O estimador de estado desenvolvido utiliza a solução clássica de WLS para lidar com o problema potencialmente sobredeterminado de equações não-lineares presentes em sistemas de distribuição com medidores inteligentes. O equacionamento deste problema é apresentado como em (3):

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (3)$$

em que \mathbf{z} é o vetor de medidas, \mathbf{x} é o vetor das variáveis de estado, \mathbf{h} é o vetor de funções não-lineares que relacionam as variáveis de estado às grandezas medidas, e \mathbf{e} é o vetor de erros das medições, que possuem média zero e matriz de covariância diagonal $\mathbf{R} = \mathbf{W}^{-1} = \text{cov}(\mathbf{e})$. A notação em **negrito** representa matrizes ou vetores. A função objetivo do método WLS visa minimizar a função $J(\mathbf{x})$, sendo apresentada em (4):

$$\min J(\mathbf{x}) = (\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \mathbf{W}(\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})) \quad (4)$$

A solução dessa função não-linear pode ser encontrada por meio do método iterativo de Gauss-Newton, em que as variáveis de estado são atualizadas de acordo com (5):

$$\Delta \hat{\mathbf{x}}^{k+1} = [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^k)]^{-1} \mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}^k) \mathbf{W} \Delta \mathbf{z}^k \quad (5)$$

sendo a matriz $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) = [\partial \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}^k) / \partial \hat{\mathbf{x}}]$ correspondente à matriz jacobiana e a matriz $\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^k) = \mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}^k) \mathbf{W} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k)$ correspondente à matriz ganho. Ambas as matrizes, bem como o vetor $\Delta \mathbf{z}^k$, são atualizadas para cada processo iterativo k ,

até que a variação $\Delta \hat{\mathbf{x}}^{k+1}$ seja pequena o suficiente para atender ao critério de convergência proposto.

Ressalta-se que a escolha da solução WLS para o estimador de estado foi feita por simplicidade, visto que o foco deste trabalho é discutir a eficácia da estimação de estado utilizando a amostragem de medidores presentes nos consumidores por eventos de potência (detalhada na Seção 4) comparada com a abordagem tradicional por eventos de tempo no problema de detecção e localização de desequilíbrios de tensão em sistemas de distribuição. Dessa forma, a utilização da estimação de estado voltada à eventos de potência pode ser estendida para outros métodos de solução para (3).

4 Amostragem por Eventos de Potência

Descrevem-se, nesta seção, o método proposto de amostragem por eventos de potência (Subseção 4.1), a definição das variações de potência limite que caracterizam os eventos de potência, ΔP_{lim} e ΔQ_{lim} (Subseção 4.2), bem como o indicador utilizado para quantificar o volume de dados transmitidos, a depender do método de amostragem adotado (Subseção 4.3).

4.1 Descrição do Método Proposto

Um dos principais desafios para aplicação de estimadores de estado baseados em aquisição de dados por eventos de tempo na detecção e localização de fontes de desequilíbrio no sistema consiste em conciliar a adequada granularidade dos dados de medição (intervalo de integralização das medidas) com os custos e as limitações da infraestrutura de comunicação, sobretudo em redes de distribuição.

Por um lado, a integralização das medições em períodos relativamente longos (*e.g.*, 30 min ou 1 h) reduz o custo de aquisição de dados, mas tende a mascarar o efeito de cargas nocivas à operação da rede. Isso se deve porque medições amostradas em períodos de uma hora, por exemplo, apresentam menos informação do que as mesmas medições amostradas em intervalos de segundos. Por outro lado, utilizar intervalos curtos de integralização (*e.g.*, o intervalo elementar de 0,2 segundo (IEC, 2008)) torna o custo do processo extremamente elevado, o que inviabiliza a aplicação prática pelas concessionárias de distribuição.

Para contornar essa limitação, o método de amostragem proposto neste trabalho adiciona instantes de aquisição de dados conforme ocorrem eventos de potência registrados pelos medidores. Esses eventos de potência se caracterizam quando a potência ativa e/ou reativa consumida pela carga sofrem variação superior a limites predefinidos.

Para tanto, definem-se dois eventos de potência, a saber:

- **Evento PQ1:** caracteriza-se o evento PQ1 quando a diferença entre as potências ativas ΔP_k (e/ou reativas ΔQ_k) registradas por um determinado medidor k em dois intervalos elementares consecutivos exceder ΔP_k^{lim} (ou ΔQ_k^{lim}), sendo representado matematicamente por (6):

$$|\Delta P_k(t_n)| > \Delta P_k^{lim} \quad \text{ou} \quad |\Delta Q_k(t_n)| > \Delta Q_k^{lim} \quad (6)$$

O intervalo elementar é o menor intervalo de tempo em que o medidor calcula internamente as medidas, aqui considerado como sendo de 1 segundo.

- **Evento PQ2:** este evento ocorre quando o acúmulo das variações de potência registradas pelo medidor k , desde a última aquisição de dados no instante m , exceder ΔP_k^{lim} (ou ΔQ_k^{lim}), sendo representado matematicamente por (7):

$$\left| \sum_{t=t_m}^{t=t_i} \Delta P_k(t) \right| > \Delta P_k^{lim} \quad \text{ou} \quad \left| \sum_{t=t_m}^{t=t_i} \Delta Q_k(t) \right| > \Delta Q_k^{lim} \quad (7)$$

Desse modo, o processo de aquisição de dados de potência e tensão (P, Q e V) dos medidores para o estimador ocorre individualmente para cada equipamento caso ocorram os eventos PQ1 ou PQ2. Cada envio de dados requer que um novo estado da rede seja estimado, sendo que o medidor que realizou o envio da informação tem suas medições atualizadas, enquanto para os demais medidores são utilizadas informações da última amostragem, acionada por evento de potência anterior. A Figura 1 ilustra o procedimento completo de estimação de estado baseada na amostragem por eventos de potência, para um sistema hipotético composto por 3 medidores.

4.2 Definição das Variações de Potência Limites (ΔP_k^{lim} e ΔQ_k^{lim})

Após definir o critério de amostragem para aquisição de dados pelo EESD, faz-se necessário estabelecer ΔP_k^{lim} e ΔQ_k^{lim} para cada medidor k . Para tal, requer-se inicialmente a definição do limite máximo de variação de tensão, ΔV^{lim} , em qualquer ponto da rede, a partir da qual a variação de carga que a causou deve ser reportada pelo respectivo medidor. O valor adotado para esse parâmetro impacta no volume de dados transmitidos e na precisão da estimação de estado. Logo, cabe às concessionárias de distribuição a determinação desse parâmetro de acordo com o conhecimento que têm de sua rede e a estratégia que desejam adotar.

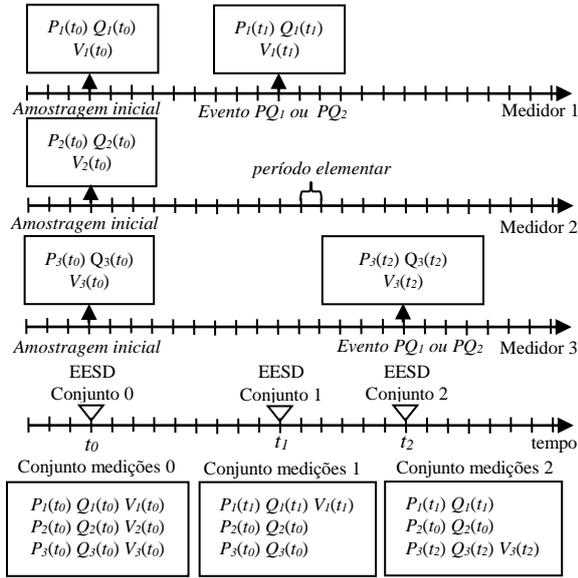


Figura 1 - Diagrama da amostragem de dados coletados pelo EESD para a identificação de problemas de desequilíbrio de tensão.

Determinado ΔV^{lim} , obtêm-se as variações de potência limites ΔP_k^{lim} e ΔQ_k^{lim} por meio de procedimento similar ao realizado em (Ayres, 2010), os quais são calculados utilizando-se (8) e (9), respectivamente:

$$\Delta \mathbf{P}^{lim} = (\mathbf{J}_{PV} - \mathbf{J}_{P0} \times \mathbf{J}_{Q0}^{-1} \times \mathbf{J}_{QV}) \Delta \mathbf{V}^{lim} \quad (8)$$

$$\Delta \mathbf{Q}^{lim} = (\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q0} \times \mathbf{J}_{P0}^{-1} \times \mathbf{J}_{PV}) \Delta \mathbf{V}^{lim} \quad (9)$$

sendo ΔV^{lim} uma matriz diagonal, com os elementos da diagonal iguais a ΔV^{lim} . As linhas das matrizes $\Delta \mathbf{P}^{lim}$ e $\Delta \mathbf{Q}^{lim}$ referem-se a cada barra de carga da rede (ou seja, a cada medidor k), e as matrizes \mathbf{J}_{P0} , \mathbf{J}_{PV} , \mathbf{J}_{Q0} , e \mathbf{J}_{QV} são obtidas da matriz jacobiana, representada por (10):

$$\mathbf{Jac} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P0} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q0} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Por meio de (8) e (9), os limites ΔP_k^{lim} e ΔQ_k^{lim} são calculados para todas as barras com medidores, tomando-se os elementos mínimos de cada linha das matrizes $\Delta \mathbf{P}^{lim}$ e $\Delta \mathbf{Q}^{lim}$, respectivamente. Eventualmente, ΔP_k^{lim} e ΔQ_k^{lim} podem apresentar valores elevados para algumas barras (em geral barras próximas à subestação), o que resultaria em perda de informação do estimador sobre o fluxo de potência na rede. Para evitar esse problema, estabelecem-se limites máximos de variação de potência para medidores localizados no circuito primário (δ_{PMT} e δ_{QMT}) e secundário (δ_{PBT} e δ_{QBT}). Desse modo, caso algum limite de variação de potência calculado em um determinado consumidor seja maior do que o limite máximo

imposto, substituem-se os valores de ΔP_k^{lim} e/ou ΔQ_k^{lim} pelos valores limites impostos.

Similarmente à ΔV^{lim} , a definição de δ_{PMT} , δ_{QMT} , δ_{PBT} e δ_{QBT} afeta o volume de dados transmitidos pelos medidores e a precisão do estimador, ficando a cargo das concessionárias de distribuição ajustá-las de acordo com a sua estratégia.

4.3 Volume de Dados Transmitidos

A métrica para avaliação do volume de dados transmitidos consiste no valor porcentual da razão entre o número de pacotes enviados em um determinado período de análise pelo número de pacotes enviados caso a amostragem adotada fosse de 1 segundo (caso base). Define-se como um pacote de dados o conjunto de medidas de P, Q e V enviado por um medidor inteligente de tarifação após um evento de potência, PQ1 ou PQ2, ou após um evento de tempo. Por exemplo, se o tráfego de pacotes devido aos eventos de potência corresponder a 0,06%, significa que esse modo de amostragem requer 0,06% do número total de pacotes demandados caso a amostragem nesse período se desse a cada 1 segundo (caso base). Apresenta-se em (11) o equacionamento descrito acima.

$$\% \text{NPd}_{\Delta T} = \frac{\text{NPd}_{\Delta T}}{\text{NPd}_{\Delta T}^{\text{base}}} \times 100\% \quad (11)$$

5 Estudo de Caso em um Alimentador Real

O sistema teste utilizado nas simulações é um alimentador de 13,8 kV, com nível de curto-circuito de 500 MVA e relação X/R de 4,0. Esse alimentador totaliza 1.682 barras e 1.826 consumidores, possuindo 55 circuitos secundários (0,22 kV). Oito dessas redes de baixa tensão (BT) apresentam 100% de consumidores comerciais enquanto os outros transformadores de serviço apresentam cerca de 80% de consumidores residenciais e 20% comerciais. Os dados desse alimentador estão disponíveis em (Trindade, 2018).

A representação de cargas no alimentador é feita por meio de perfis com resolução de 1 segundo cujas medições são provenientes de outros projetos desenvolvidos no grupo de pesquisa dos autores. Esses perfis consistem em valores medidos de potência ativa e reativa para consumidores comerciais (conectados em MT ou BT) e para consumidores residenciais com diferentes hábitos de consumo.

Desse modo, para cada consumidor é atribuído um perfil de carga de acordo com a categoria a qual se encontra. Um programa de fluxo de carga trifásico emula as medidas de entrada do estimador e o comportamento das grandezas da rede com resolução de 1 segundo. Às grandezas obtidas pelo fluxo de carga são adicionados erros aleatórios Gaussianos, conforme o tipo de medição considerada. Para medições de

tensão foi assumida a incerteza (erro máximo esperado) de $\pm 0,2\%$, e para medições de potência (P e Q) a incerteza de $\pm 1\%$.

As medições consideradas como informações de entrada para o estimador de estado foram medidas de tensão e potência (P e Q) presente na subestação além das medidas de tensão e potência (P e Q) em todos os consumidores presentes no sistema teste estudado. Nenhum medidor adicional a estes foi considerado, visto que o propósito deste trabalho é aproveitar a infraestrutura existente em sistemas de distribuição a medida que os antigos medidores forem substituídos pelos medidores inteligentes.

Os parâmetros em que se necessita conhecimento inicial das condições de operação do sistema e estratégias da concessionária são definidos como $\Delta V^{lim} = 0,5\%$ referente à tensão nominal de cada medidor, $\delta_{PMT} = 10 \text{ kW}$, $\delta_{QMT} = 10 \text{ kvar}$, $\delta_{PBT} = 0,6 \text{ kW}$ e $\delta_{QBT} = 0,6 \text{ kvar}$.

6 Resultados e Análises

Os resultados obtidos para o estimador baseado em eventos de potência são confrontados com os resultados dos estimadores baseados em eventos de tempo, amostrados em intervalos de 1 min, 5 min, 15 min, 30 min e 60 min. Os resultados são divididos em subseções de acordo com o estudo realizado.

6.1 Perda de Informação e Volume de Dados

A perda de informação associada à estimação de estado é quantificada pelos erros percentuais das grandezas estimadas, calculados comparando-se os valores estimados com os valores reais (que nos estudos realizados são os valores fornecidos pelo fluxo de carga executado a cada 1 segundo, emulando a rede real). Sendo assim, a Tabela 1 apresenta os erros ($\% \epsilon_{Vmin}$) referentes às tensões mínimas observadas no sistema (V_{min}), as quais refletem situações de maior carregamento e, potencialmente, de maior desequilíbrio.

Nota-se que o desempenho da amostragem por eventos de potência é consideravelmente superior ao da amostragem realizada por eventos de tempo para valores máximos de erro (**max**), além de apresentar redução nos erros médios (**med**) próxima ao patamar obtido para a amostragem em 5 min.

Tabela 1. Erros percentuais da variável estimada.

Método de envio dos dados	$\% \epsilon_{Vmin}$ (%)		
	max	med	
Eventos de potência	1,28	0,23	
Eventos de tempo	1 min	6,83	0,13
	5 min	6,97	0,24
	15 min	6,94	0,32
	30 min	6,98	0,38
	60 min	6,77	0,49

A principal vantagem da amostragem por eventos de potência consiste na notável redução dos pacotes de dados requeridos, mantendo a qualidade das grandezas amostradas. Por exemplo, como mencionado, os erros médios de tensão mínima obtidos pelo estimador baseado em eventos de potência se assemelham aos erros obtidos pelo estimador baseado em eventos de tempo no período de 5 minutos, sendo esse período de amostragem ao menos três vezes maior do que o tipicamente utilizado em medidores de tarifação (*i.e.*, 15 min até poucas horas). Contudo, conforme apresentado na Tabela 2, o primeiro requer cerca de um terço dos pacotes demandados pelo segundo, o que permite que as concessionárias economizem em investimentos para aquisição de dados ou até mesmo restrinjam os parâmetros do estimador para reduzir os erros do estado estimado.

Tabela 2. Número de pacotes de dados enviados no período analisado $\Delta T = 24\text{h}$.

Método de envio dos dados		$Npd_{\Delta T(\%)}$
Eventos de potência		0,09
Eventos de tempo	1 min	1,67
	5 min	0,33
	15 min	0,11
	30 min	0,06
	60 min	0,03

6.2 Desempenho do Método frente à Detecção e Localização de Desequilíbrios de Tensão

Similarmente ao apresentado na Subseção 6.1, o cálculo do desequilíbrio de tensão para o estimador baseado em eventos de potência apresenta desempenho superior ao dos baseados em eventos de tempo quanto aos erros máximos encontrados, conforme apresentado na Tabela 3 – em que $\%FD_{max}$ é o fator de desequilíbrio máximo verificado na rede e $\epsilon\%FD_{max}$ representa o erro de estimação associado a essa grandeza. Isso significa que a amostragem por eventos de potência tende a detectar variações extremas de tensão que, tipicamente, a integralização das medições oculta na amostragem por eventos de tempo.

Tabela 3. Erros nos valores estimados de $\%FD_{max}$.

Método de envio dos dados	$\epsilon\%FD_{max}$ (%)		
	max	med	
Eventos de potência	0,53	0,08	
Eventos de tempo	1 min	1,52	0,04
	5 min	1,46	0,07
	15 min	1,38	0,11
	30 min	1,43	0,13
	60 min	1,50	0,17

Já quanto aos erros médios, a amostragem por eventos de potência apresenta desempenho próximo ao obtido para a amostragem de tempo com período de 5 minutos. A perda de informação do estimador que utiliza a amostragem por eventos de potência é ocasionada pelas variações de carga que não se caracterizam em eventos de potência (e que, portanto, não resultam em envio de dados pelo medidor), mas

que causam pequenas variações de tensão na rede não identificadas pelo estimador.

A fim de ilustrar a análise previamente apresentada, a Figura 2 compara os resultados do $\%FD_{max}$ obtido pelo fluxo de carga (valores considerados reais) com os obtidos pelos estimadores que adotam a amostragem por eventos de tempo com resolução de 5 min (a) e por eventos de potência (b) ao longo de 24 horas.

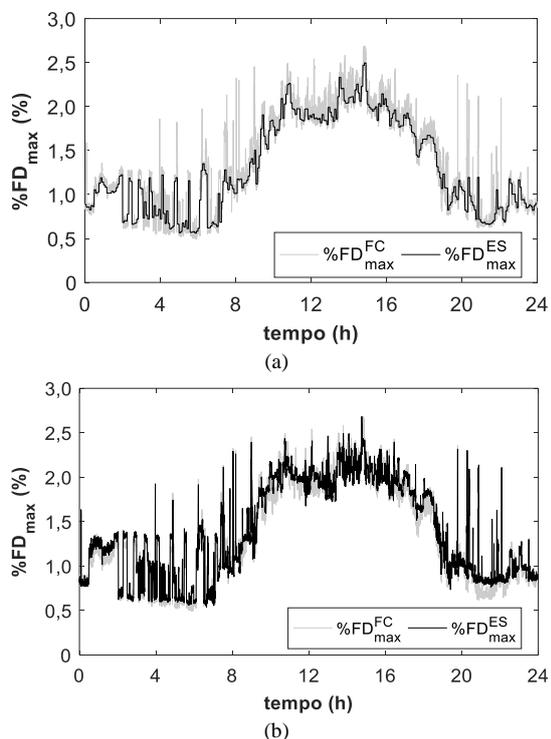


Figura 2 – Comparação entre os resultados de $\%FD_{max}$ obtidos através do Fluxo de Carga com os obtidos por (a) estimador utilizando amostragem por evento de tempo com período de 5 min e (b) estimador utilizando amostragem por evento de potência.

De modo geral, a Figura 3 mostra que a amostragem por eventos de tempo apresenta maior número de erros discrepantes (*outliers*) do que a amostragem por eventos de potência (EP). Esse comportamento consolida a vantagem do método baseado na amostragem por eventos de potência na detecção de variações de tensão e/ou potência mais acentuadas frente aos métodos baseados em amostragem por eventos de tempo.

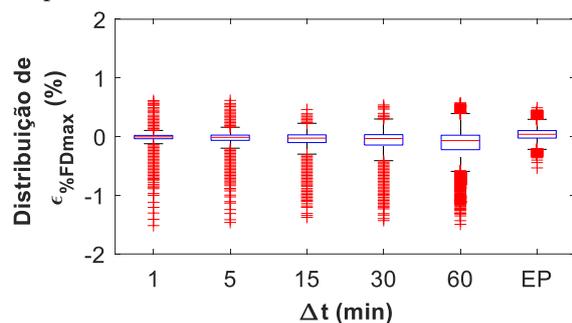


Figura 3 - Distribuição dos erros absolutos de $\%FD_{max}$ para amostragem por eventos de tempo e por eventos de potência (EP).

Quanto à localização das barras (cargas) críticas, $k_S^2_{max}$, que apresentam os valores máximos de S^2 (S^2_{max}) e que, portanto, contribuem de forma significativa para o desequilíbrio de tensão, compararam-se os resultados obtidos pelo fluxo de carga com os resultados obtidos pelo estimador, para cada intervalo de tempo elementar, ao longo de 24 horas.

Na Tabela 4 é apresentado o percentual do tempo em que as barras críticas são corretamente identificadas, a depender do método de envio dos dados. Pelo fato de o método de localização das fontes de desequilíbrio se basear na potência aparente de sequência negativa, a amostragem por eventos de potência apresenta maior índice de acerto das barras críticas para a execução ao longo de 24 horas do que os métodos de amostragem por eventos de tempo.

Tabela 4. Percentuais de acerto de $k_S^2_{max}$.

Método de envio dos dados	Acerto $k_S^2_{max}$ (%)	
Eventos de potência	93,4	
Eventos de tempo	1 min	93,0
	5 min	85,1
	15 min	78,9
	30 min	74,0
	60 min	69,5

6.3 Caso de Estudo – Redução da Potência de Operação de um Motor Trifásico

Em (NEMA, 2016), levanta-se a curva recomendada de redução da potência de saída de um motor trifásico, normalizada pela potência nominal do equipamento, pelo desequilíbrio verificado no ponto de acoplamento, conforme mostrado na Figura 4.

Com base nessa curva, calcula-se a redução necessária de potência de um motor trifásico alocado em uma determinada barra do circuito BT do sistema teste – barra em que se verifica o máximo $\%FD$ no período de 24 horas. Os resultados reais, obtidos do fluxo de carga, são comparados com os resultados dos estimadores que adotam a amostragem por eventos de potência e de tempo, conforme apresentado na Tabela 5.

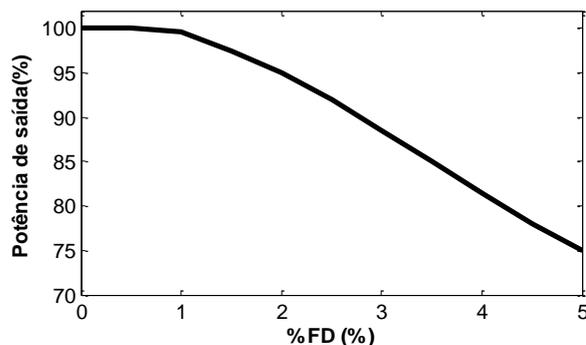


Figura 4 - Redução da potência de saída do motor devido ao desequilíbrio da tensão.

Analisando a Tabela 5, é notável o desempenho superior do estimador baseado na amostragem de

eventos de potência frente aos casos amostrados por eventos de tempo para a estimativa das máximas reduções de potência de saída de motores trifásicos. A detecção desses eventos de máximas reduções de potência de saída é fundamental para preservação da vida útil do equipamento, visto que, para um determinado desequilíbrio de tensão, quanto maior for o erro do ajuste da potência de saída estimada, maior será a corrente de sequência negativa no equipamento. Consequentemente, tanto as perdas nos enrolamentos quanto as perdas no núcleo da máquina crescem de forma relevante, visto que essas perdas variam com o quadrado da corrente, sobreaquecendo o equipamento.

Tabela 5. Redução máxima da potência de saída do motor conectado a uma barra do circuito BT.

Método	Redução máxima da potência de saída (%)	
Fluxo de Carga	8,3	
Eventos de potência	7,5	
Eventos de tempo	1 min	5,9
	5 min	4,8
	15 min	4,4
	30 min	4,3
	60 min	4,2

Outro aspecto positivo da amostragem por eventos de potência é apresentado na Figura 5.

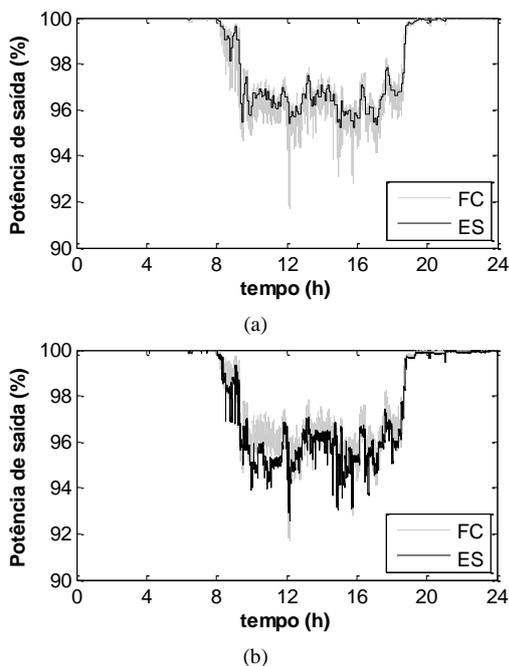


Figura 5 – Comparação entre os resultados de potência de saída obtidos através do Fluxo de Carga com os obtidos por (a) estimador utilizando amostragem por evento de tempo com período de 5 min e (b) estimador utilizando amostragem por evento de potência.

Percebe-se que com a amostragem por eventos de tempo, os valores estimados de potência de saída tendem a ser maiores que os valores reais, enquanto a amostragem por eventos de potência resulta em valores estimados menores que os reais. A vantagem, nesse caso, da amostragem em eventos de potência,

ocorre por ela ser mais conservadora, já que definir potências menores de saída para operação dos motores diminui a probabilidade de sobreaquecimento dos seus enrolamentos, fato que prolonga a vida útil dos equipamentos.

7 Conclusão

Este trabalho propôs um estimador de estado utilizando amostragem dos dados de entrada por eventos de potência para detecção e localização de desequilíbrios de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica. Tipicamente, estimadores utilizam a amostragem dos dados de entrada por períodos fixos (*e.g.*, a cada 30 min ou 1 h).

As principais vantagens do método proposto comparado ao método tradicional de amostragem são listadas adiante:

- **Volume de dados transmitidos:** O estimador que adota amostragem por eventos de potência tem um desempenho superior sem requerer, para tal, maior volume de dados, quando comparado ao estimador que adota amostragem por eventos de tempo.
- **Adequação do estado estimado ao problema:** O estimador utilizando amostragem por eventos de potência detecta com maior precisão variações extremas no desequilíbrio de tensão. Essas variações extremas podem ser nocivas aos equipamentos, tendo em vista o comportamento quadrático da corrente presente no enrolamento dos motores. Logo, o método proposto é capaz de melhor adequar a potência de saída dos equipamentos para evitar a redução da sua vida útil.
- **Taxa de acerto da localização de barras críticas:** O estimador que adota amostragem por eventos de potência apresentou os melhores índices de acerto de localização de barras críticas, *i.e.*, barras que apresentam cargas que potencialmente contribuem com o desequilíbrio de tensão.

Portanto, o estimador proposto mostrou-se mais adequado do que os métodos tradicionais de amostragem para detecção e localização de desequilíbrios de tensão presentes em sistemas de distribuição de energia.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro proveniente do processo nº 2017/10476-3 e nº 2016/08645-9 à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), processo nº 166774/2017-0.

Referências Bibliográficas

- ANEEL, Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>.
- Ayres, H. M., Freitas, W., Almeida, M. C., et al, "Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state violations," IET GTD, vol. 4, iss. 4, pp. 495-508, Apr. 2010.
- IEC 61000-4-30:2008, EMC Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods, ed 2.0, 2008.
- Jayatunga, U., Perera, S., Ciufu, P., "Voltage Unbalance Emission Assessment in Radial Power Systems", IEEE Tran. Pow. Del., vol. 27, n. 3, pp. 1653-1661, July 2012.
- Jayatunga, U., Perera, S., Ciufu, P., et al, "Voltage Unbalance Emission Assessment in Interconnected Power Systems", IEEE Tran. Pow. Del., vol. 28, n. 4, pp. 2383-2393, Oct. 2013.
- Liu, Z., Milanovic, J. V., "Probabilistic Estimation of Voltage Unbalance in MV Distribution Networks with Unbalanced Load", IEEE Tran. Pow. Del., vol. 30, n. 2, pp. 693-703, April 2015.
- NEMA, MG-1 Standard for Motors and Generators, 2016.
- Power Quality World, "Power Quality Basics: Voltage Unbalance". [Online] Disponível em: <http://www.powerqualityworld.com/2011/06/voltage-unbalance-power-quality-basics.html>.
- Trindade, F. C., Alimentador de Teste, 2018. Disponível em [Online]: www.dsee.fee.unicamp.br/~fernanda/testfeeder_ARD18.7z.
- Valois, P. V. S., Tahan, C. M. V., Kagan, N., et al, "Voltage Unbalance in Low Voltage Distribution Networks", 16th Int. Conf. and Ex. Elec. Dist. (CIRED), Part 1: Contributions, June 2001.
- Woolley, N. C., Milanovic, J. V., "Statistical Estimation of the Source and Level of Voltage Unbalance in Distribution Networks", IEEE Tran. Pow. Del., vol. 27, n. 3, pp. 1450-1460, July 2012.