

# ESTIMADOR DE DEMANDA TRIFÁSICO EM TEMPO REAL COM TRATAMENTO PARA TRANSFORMADORES CONECTADOS EM $\Delta$ - $Y_N$

LUANA L. AVELINO\*, JULIO A. D. MASSIGNAN\*, ROSVANDO M. GONZAGA JR\*, JOÃO B. A. LONDON JR\*, JOSÉ PAULO R. FERNANDES\*

\*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, São Paulo, Brasil

Emails: luanalocatelli@usp.br, julio.massignan@usp.br, rosvandojunior@usp.br, jbalj@sc.usp.br, joseprf@usp.br

**Abstract**— This paper presents a Real Time Three-Phase Load Estimator for the monitoring of distribution feeders. Initially load estimates are based on off-line information (customers' consumption and typical load curves) which are used in a computationally efficient three-phase load flow algorithm. The results are compared to available real-time measurements, if they are not compatible, the demands are iteratively adjusted. The proposed load estimator is able to treat transformers connected in  $\Delta$ - $Y_n$  solving the problems related to the coupling between the phases in this connection. Therefore the proposed load estimator contributes to the primary network monitoring by providing a more accurate representation when considering the transformers model. Several simulation results (with the real feeder of the city of Ribeirão Preto/SP) have demonstrated the efficiency of the proposed three-phase load estimator.

**Keywords**— Distribution Systems, State Estimation, Load Estimation.

**Resumo**— Este trabalho apresenta um Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real para monitoramento de alimentadores de distribuição (rede primária). Inicialmente são obtidas demandas com base em informações *Off-line* (consumo de energia mensal em kWh e as respectivas classes de consumo dos consumidores) que são posteriormente utilizadas como entrada de um fluxo de potência trifásico computacionalmente eficiente. O resultado desse fluxo de potência é então comparado com valores medidos, disponíveis em tempo real, e as demandas ajustadas iterativamente caso não estejam condizentes com esses valores. O estimador de demanda proposto permite o tratamento de transformadores ligados em  $\Delta$ - $Y_n$ , solucionando de forma adequada os problemas relacionados ao acoplamento entre as fases nesta ligação. Dessa forma, o estimador proposto contribui para o monitoramento da rede primária ao proporcionar uma representação mais precisa ao considerar o modelo dos transformadores de distribuição. Diversos resultados de simulações (utilizando um alimentador real da cidade de Ribeirão Preto/SP) demonstram a eficiência do estimador de demandas trifásico proposto.

**Palavras-chave**— Sistemas de Distribuição, Estimação de Estado, Estimação de demanda.

## 1 Introdução

O monitoramento em tempo real do estado operacional dos Sistemas de Distribuição (SDs) é ponto fundamental para várias aplicações automatizadas relacionadas à segurança das redes, como, por exemplo: avaliação da condição operacional dos alimentadores; análise de contingências; restabelecimento de energia; controle e otimização de tensão e VAR.

Em função da falta de uma estrutura de medição em tempo real redundante nos SDs, tradicionalmente determina-se o estado de operação dos alimentadores a partir do comportamento estatístico dos consumidores de energia e suas respectivas informações de consumo mensal. Tendo em vista que essas demandas são oriundas de aproximações estatísticas não obtidas em tempo-real, em geral, é baixa a qualidade das estimativas obtidas para o estado de operação nestas redes (Lefebvre et al., 2014). Com isso, são crescentes os esforços das distribuidoras para a implantação dos Sistemas SCADA, tendência que tem motivado o desenvolvimento de muitos métodos de Estimação de Estado em SDs no intuito de obter estimativas mais precisas utilizando as medidas disponí-

veis aliadas aos métodos tradicionais de estimação de demandas com base nos perfis estatísticos.

Nesta linha, em Ghosh, Lubkeman, Downey and Jones (1997) uma técnica de modelagem de cargas é desenvolvida com base em um fluxo de potência probabilístico, em curvas de demandas típicas e nas poucas medidas em tempo real. Em Singh et al. (2010) as cargas são modeladas como pseudo-medidas usando histogramas para representar os perfis de carga de cada transformador de distribuição. Um modelo gaussiano é usado como a função de distribuição de probabilidade do histograma, fornecendo melhor precisão para o modelo de incerteza da carga. Em Dzafic et al. (2013) é proposto um estimador para SDs assimétricos em larga escala baseado no método dos por mínimos quadrados ponderados capaz de calcular valores de ajuste para as demandas inicialmente estimadas a partir de informações off-line partindo de um conceito de redução de redes.

Baseado nos estimadores monofásico de Massignan et al. (2017) e trifásico Avelino et al. (2017), este trabalho apresenta um Estimador de Demandas Trifásico em Tempo Real (EDTTR) para alimentadores de distribuição concebido em dois estágios executados iterativamente. No pri-

meiro, executado *Off-line*, são estimadas as demandas dos transformadores de distribuição baseado nos perfis de carga e em informações de seus consumidores. O segundo, realizado em tempo real partindo das demandas do Estágio (1), soluciona um fluxo de potência trifásico computacionalmente eficiente, onde o seu resultado é comparado com as poucas medidas disponíveis no SD por meio do sistema SCADA e as demandas ajustadas. Diferentes abordagens podem alcançar diferentes soluções, desde a estimativa de carga e essencialmente de um processo de redimensionamento dos valores iniciais de carga por um número limitado de perfis de carga típicos. A este estimador é proposta uma metodologia de tratamento para transformadores ligados em  $\Delta$ - $Y_n$  para solucionar os problemas relacionados ao acoplamento entre as fases nas ligações em Delta. Este recurso também contribui para o monitoramento da rede primária por obter uma representação mais precisa ao contemplar o modelo dos transformadores. Neste contexto, é feita uma análise das características de convergência e do processo de estimação de demandas do EDTTR.

## 2 Estimador de Demandas Trifásicas em Tempo Real

O EDTTR utilizado neste trabalho, assim como em Avelino et al. (2017) e Massignan et al. (2017), compreende dois estágios. O primeiro é executado *off-line*, ou seja, sem a necessidade de atualização da informação em tempo real, e segundo em tempo real, com informações atualizadas de acordo com a periodicidade do sistema SCADA.

### 2.1 Estágio 1: Estimação Off-line das Demandas

Neste estágio o processo de agregação de cargas de Jardini et al. (2000) é utilizado como forma de obtenção das demandas do SD alocadas como injeções de potência ativa e reativa nas barras com transformadores de distribuição. Esse processo consiste na soma estatística dos perfis de consumo (em p.u.) de todas unidades consumidoras (UCs) ligadas ao secundário de cada trafo, caracterizados por um valor médio e desvio padrão obtidos por meio de suas respectivas curvas de carga típicas. Para isso é necessário ter disponíveis informações sobre consumo de energia mensal em kWh e das respectivas classes das UCs oriundas de bancos de dados das concessionárias. Cada classe de consumidores é caracterizada por curvas de cargas individuais dadas em p.u. cuja potência base  $P_{base}$  é dada para cada consumidor conforme equação (1) (Jardini et al., 2000).

$$P_{basecons} = \frac{\text{consumo mensal (kWh)}}{24 \text{ horas} \cdot 30 \text{ dias}} \quad (1)$$

Com isso, o valor esperado de potência ativa ( $m_j$ ) da curva de carga dos consumidores conectados ao transformador da barra  $j$  para cada instante ( $t$ ) para cada fase  $\phi$  e seu respectivo desvio padrão  $\sigma_j^\phi(t)$  são calculadas pelas equações (2) e (3).

$$m_j^\phi(t) = \sum_{cons \in j}^N m_{classcons}^\phi(t) \cdot P_{basecons} \quad (2)$$

$$\sigma_j^\phi(t) = \sqrt{\sum_{cons \in j}^N (\sigma_{classcons}^\phi(t) \cdot P_{classcons})^2} \quad (3)$$

Onde  $m_{classcons}$  e  $\sigma_{classcons}$  são o valor esperado para classe de carga e seu desvio padrão. As equações (2) e (3) também são válidas para potência reativa se disponível a medição de consumo de reativo na rede secundária, ou utilizando um fator de potência típico para cada transformador compatível com a classe do consumo predominante. Neste trabalho é utilizado um fator de potência igual a 0,92, visto que não é comum as distribuidoras de energia possuírem perfis típicos de consumo de reativos. A Figura 1 ilustra o Estágio(1) do EDTTR para um transformador  $j$  qualquer onde são obtidas as estimativas iniciais de demanda que posteriormente serão ajustadas no Estágio (2) .

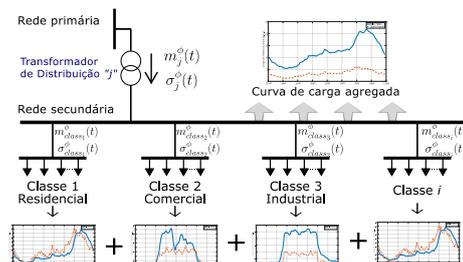


Figura 1: Processo de Agregação de cargas

### 2.2 Estágio 2: Fluxo de Potência e Ajuste das Demandas em Tempo Real

A primeira, das duas etapas deste estágio, consiste no cálculo de fluxo de potência trifásico com os valores de demandas estimados no Estágio 1, onde, a partir deste conjunto de valores é feita a comparação com as medidas em tempo real. A segunda consiste no ajuste destas estimativas, caso elas não sejam compatíveis com os valores medidos.

Para o Fluxo de Potência, a modelagem da rede primária é feita com base no modelo trifásico linear de quadripolos, bem como dos seus elementos principais como as linhas, transformadores, reguladores de tensão e cargas. Na forma matricial os componentes da rede devem então ser descritos pela equação (4) onde a matriz de admitância para cada tipo de equipamento depende exclusivamente de seus parâmetros característicos.

$$\begin{bmatrix} I_n \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{nm} \\ Y_{mn} & Y_{mm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_n \\ V_m \end{bmatrix} \quad (4)$$

Onde  $Y_{nn}, Y_{nm}, Y_{mn}, Y_{mm}$  são as submatrizes características 3x3 de cada equipamento,  $V_n$  e  $V_m$  são os vetores de tensão complexa trifásicos ( $V^a, V^b, V^c$  para cada nó),  $I_n$  e  $I_m$  são as correntes complexas em cada terminal  $n$  e  $m$  ( $I^a, I^b$  e  $I^c$ )

Com isso, a rede de distribuição é modelada com base nos parâmetros série e *shunt* (correspondentes às admitâncias mútuas e próprias). A respectiva equação matricial por quadripolos numa representação em função das componentes de fase ABC deste elemento é dada pela equação (5).

$$y_{linha} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Onde:

$$\begin{aligned} Y_{nn} &= Y_{mm} = y_{linha} \\ Y_{nm} &= Y_{mn} = -y_{linha} \end{aligned} \quad (6)$$

Já para os transformadores e reguladores de tensão, estas submatrizes são definidas de acordo com a ligação do transformador como apresentado na Tabela 1, sendo  $\alpha$  e  $\beta$  os taps do primário e secundário respectivamente.

Tabela 1: Submatrizes de admitância para Transformadores e Reguladores Trifásicos

Conexão do Transf.		Admitância Própria		Admitância Mútua	
Barra P	Barra S	$Y_{pp}^{abc}$	$Y_{ss}^{abc}$	$Y_{ps}^{abc}$	$Y_{sp}^{abc}$
$Y_n$	$Y_n$	$Y_I/\alpha^2$	$Y_I/\beta^2$	$-Y_I/\alpha.\beta$	$-Y_I/\alpha.\beta$
$Y_n$	$\Delta$	$Y_I/\alpha^2$	$Y_{II}/\beta^2$	$Y_{III}/\alpha.\beta$	$Y_{III}'/\alpha.\beta$
$Y$	$Y_n$	$Y_{II}/\alpha^2$	$Y_I/\beta^2$	$-Y_{II}/\alpha.\beta$	$-Y_{II}/\alpha.\beta$
$Y$	$Y$	$Y_{II}/\alpha^2$	$Y_{II}/\beta^2$	$-Y_{II}/\alpha.\beta$	$-Y_{II}/\alpha.\beta$
$Y$	$\Delta$	$Y_{II}/\alpha^2$	$Y_{II}/\beta^2$	$Y_{III}/\alpha.\beta$	$Y_{III}'/\alpha.\beta$
$\Delta$	$Y_n$	$Y_{II}/\alpha^2$	$Y_I/\beta^2$	$Y_{III}/\alpha.\beta$	$Y_{III}'/\alpha.\beta$
$\Delta$	$Y$	$Y_{II}/\alpha^2$	$Y_{II}/\beta^2$	$Y_{III}/\alpha.\beta$	$Y_{III}'/\alpha.\beta$
$\Delta$	$\Delta$	$Y_{II}/\alpha^2$	$Y_{II}/\beta^2$	$-Y_{II}/\alpha.\beta$	$-Y_{II}/\alpha.\beta$

Cada submatriz é determinada a seguir, sendo  $y_t$  a admitância de ligação do transformador:

$$Y_I = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix}, Y_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix}, \quad (7a)$$

$$Y_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix} \quad (7b)$$

Os detalhes do cálculo de fluxo de carga trifásico com reguladores de tensão, transformadores de distribuição, capacitores e outros equipamentos podem ser encontrados em Xiao et al. (2006) e Cheng and Shirmohammadi (1995).

O fluxo de potência trifásico adotado para ser executado no Estágio (2) utiliza o método de Varredura Direta/Inversa (VDI) soma de corrente onde duas varreduras são executadas iterativamente ao longo da rede radial. Na primeira (varredura inversa), ao definir um *flat start* para as tensões, são calculados os fluxos de correntes em cada ramo por fase, no sentido subestação-carga, considerando as injeções de potência em cada barra

aquelas estimadas no Estágio (1). Posteriormente na varredura direta, desta vez partindo no sentido carga-subestação, já tendo sido obtidas as correntes em cada ramo, são calculadas as tensões nos nós a jusante pela diferença entre a tensão nodal à montante e a queda de tensão da linha. Por razões de eficiência computacional, o EDTTR também faz uso da Representação Nó-Profundidade proposta em Delbem et al. (2004), para armazenar a topologia da rede em forma de grafo. Esta representação possui operadores desenvolvidos de forma a gerarem apenas configurações radiais dispensando rotinas para verificação da radialidade em casos de alterações topológicas, possibilitando a solução do fluxo de potência de forma computacionalmente eficiente.

Na etapa de ajuste, o estimador proposto, assim como outros presentes na literatura (Ghosh, Lubkeman and Jones, 1997; Dzafic et al., 2013) usa dos conceitos de Áreas de Medição (AMs) para comparar as estimativa obtidas pelo cálculo do fluxo de potência até então, com as poucas medidas disponíveis em tempo real. Uma AM consiste numa sub-rede conexa que não possui medição em tempo real em nenhum de seus ramos, devendo existir somente no ramo de conexão com outras sub redes. A Figura 2 ilustra um exemplo de alimentador que contempla alguns dos elementos típicos que podem conter medidas em tempo real, que definem assim cinco AMs.

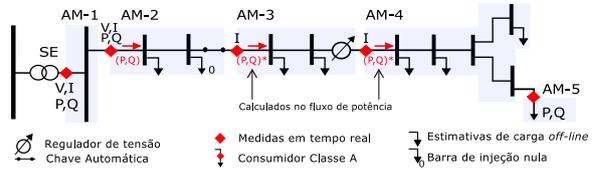


Figura 2: Áreas de Medição

Para o ajuste, após a divisão em AMs, calculase as diferenças (*mismatches*) entre os valores estimados pelo fluxo de potência (ou corrente) e as medidas em tempo real para cada um destes pontos que são como as fronteiras entre AMs. Estes *mismatches* são então calculados separadamente para cada AM por fase ( $\phi$ ), subtraindo os valores de AMs à jusante, como expresso pelas equações (8a) e (8b).

$$\Delta P_{AMi}^{\phi} = (P_{med.mont.}^{\phi} - \sum P_{med.jus.}^{\phi}) - (P_{calc.mont.}^{\phi} - \sum P_{calc.jus.}^{\phi}) \quad (8a)$$

$$\Delta Q_{AMi}^{\phi} = (Q_{med.mont.}^{\phi} - \sum Q_{med.jus.}^{\phi}) - (Q_{calc.mont.}^{\phi} - \sum Q_{calc.jus.}^{\phi}) \quad (8b)$$

Onde  $P, Q$  representam os fluxos de potência ativa e reativa, os prefixos *med* se referem a valores medidos em tempo real nos ramos das fronteiras, *calc* são os respectivos fluxos calculados, *mont* e *jus* significam a montante e a jusante da AM  $i$ .

Quando existirem apenas medidas de corrente nos ramos a montante e/ou a jusante da AM, deve

ser feita a conversão das medidas de corrente em medidas equivalentes de fluxo de potência, como descrito em Massignan et al. (2015), caso ilustrado também na Figura 2.

Dessa forma, ocorre a convergência do EDTTR *mismatches* calculados forem menores que duas vezes o desvio padrão da correspondente medida (desvio padrão dado pela precisão do medidor). Caso contrário, as demandas são ajustadas por meio da distribuição das diferenças de potência em cada AM por todas as suas cargas (exceto em barras de injeção zero e consumidores Classe A). Assim, o processo se repete iterativamente retornando ao fluxo de potência do Estágio (2) com novos valores ajustados, determinados pela equação (9), até que a diferença entre potências medidas em tempo real e ajustadas obedeça ao critério de convergência.

$$m_{j\_ajustado}^{\phi} = m_j^{\phi} + \Delta P_{AMi}^{\phi} \cdot m_j^{\phi} / \sum_{i \in AM} m_i^{\phi} \quad (9)$$

Onde,  $m_j^{\phi}$  é a carga agregada de potência ativa na barra  $j$ , obtida no Estágio (1), e  $m_{j\_ajustado}^{\phi}$  seu valor ajustado. Para as cargas de potência reativa, este ajuste é conduzido de forma análoga.

### 2.2.1 Tratamento para Transformadores e cargas conectadas em Delta

O foco no monitoramento da rede primária é característica intrínseca deste estimador. Porém, diferente das abordagens do EDTTR apresentadas até o momento (Massignan et al., 2017; Avelino et al., 2017), esta proposição agrega contribuição ao algoritmo ao concentrar esforços na modelagem dos elementos da rede até o nível do secundário dos transformadores de distribuição. Neste ponto emergem dificuldades impostas relacionadas às conexões em Delta. Este fato apesar de não muito explorado na literatura, já foi relatado em algumas pesquisas mais especificamente no tocante das cargas em Delta.

A problemática é relatada por Romero et al. (2014), onde é proposta uma metodologia para correção de demandas com base em um fator de correção para as corrente individuais por fase, sendo calculado e aplicado para cada uma das cargas dentro do raio de ação de cada medidor inteligente ao longo da rede. Para as cargas conectadas em estrela aterrada a correção é direta. Para as cargas em Delta, é obtido um novo fator de correção para esta condição com base em equação lá apresentada. Já em Dzafic et al. (2013) o problema surge devido a impossibilidade de desacoplamento entre as fases para ligações em Delta na aplicação direta das equações que definem as AMs (que devem ser feitas por fase). Estes autores utilizam tratamento especial para estas cargas

baseada na matriz de sensibilidade das barras que as possuem para resolver a questão no problema de estimação de demandas.

Neste contexto e no âmbito do EDTTR proposto em Avelino et al. (2017) e Massignan et al. (2017), diferente dos transformadores conectados em  $Y - Y$ , onde um ajuste de demanda no secundário produz um incremento igual entre as potências nas fases “abc” do primário, nas conexões em Delta este ajuste não é direto. Devido ao acoplamento entre as fases no Delta, a aplicação de um ajuste nas demandas no secundário irá produzir incremento desigual nas respectivas fases “abc” do primário visto que agora eles ocorrem entre fases (“ab”, “bc” e “ca”) e não mais independente para cada fase. Consequentemente isto irá causar uma divergência no EDTTR como será mostrado na seção de resultados, quando considerado o modelo de trafos  $\Delta - Y_n$ .

Para contornar este problema de divergência, este trabalho propõe um tratamento especial para os transformadores conectados em  $\Delta - Y_n$  no contexto do EDTTR. Visto que a natureza do problema está relacionada ao acoplamento entre as fases causado pela ligação em Delta e que o objetivo deste estimador é o monitoramento da rede primária, opta-se por realocar as demandas de transformadores de conexão  $\Delta - Y_n$  no primário, ao invés de considerá-las no secundário.

Para efetuar esta realocação de demanda de forma apropriada, as demandas agregadas na rede secundária ( $P^a, P^b, P^c$  e  $Q^a, Q^b, Q^c$ ) não podem ser diretamente alocadas nas barras do primário de seus respectivos transformadores. Como será mostrado na seção de resultados, esta situação acarreta em um perda da precisão do EDTTR visto que as demandas injetadas por fase obtidas na agregação de cargas do Estágio 1, não são iguais aos valores por fase na ligação Delta do primário quando considerado o desbalanço entre as cargas. Assim, para corretamente alocar as demandas obtidas no Estágio 1 nas barras do primário dos trafos, este trabalho utiliza o resultado do cálculo de fluxo de potência obtido na primeira iteração do EDTTR (antes de efetuar o ajuste de demanda) para obter as demandas que fluem pela ligação Delta do primário dos trafos ( $P^{a'}, P^{b'}, P^{c'}$  e  $Q^{a'}, Q^{b'}, Q^{c'}$ ). Desta forma é possível refletir no primário as demandas obtidas por fase pela agregação de cargas que estão alocadas no secundário, considerando o efeito causado pelo acoplamento entre fases da ligação em Delta.

Desta forma, as demandas podem ser representadas diretamente como cargas na rede primária do alimentador não mais necessitando considerar o modelo do trafo no momento de realizar o ajuste de demandas. A Figura 3 ilustra este artifício utilizado para considerar o efeito do trafo  $\Delta - Y_n$  no algoritmo do EDTTR.

Após a realocação das demandas nos trafos  $\Delta -$

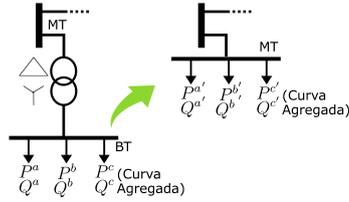


Figura 3: Refletindo as injeções do secundário para o primário em transformadores  $\Delta$ - $Y_n$

$Y_n$ , efetuado na primeira iteração do EDTTR o algoritmo é retomado normalmente considerando os trafos  $\Delta$ - $Y_n$  como cargas diretamente alocadas na rede primária nas quais serão efetuados os ajustes de demanda no Estágio 2. Após a convergência do EDTTR as demandas estimadas correspondem às injeções de potência no primário dos trafos, e podem ser novamente refletidas ao secundário através de um novo cálculo de fluxo de potência para cada trafe  $\Delta$ - $Y_n$ , mas não será abordado neste trabalho visto que o objetivo aqui é o monitoramento da rede primária.

As alterações propostas no EDTTR pela metodologia apresentada neste trabalho é ilustrada no fluxograma da Figura 4.

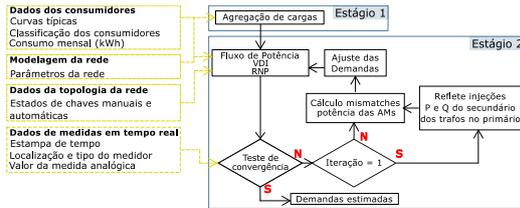


Figura 4: Fluxograma da nova metodologia

### 3 Resultados de Simulações

O alimentador de distribuição real utilizado para avaliar o desempenho da metodologia proposta é responsável pelo fornecimento de energia a 2.664 consumidores na cidade de Ribeirão Preto, São Paulo. Este alimentador é composto por 133 barras (92 dotadas de transformadores de distribuição), 132 ramos distribuídos ao longo 1,5 km em tensão nominal de 13,8 kV. A Figura 5 apresenta o alimentador real onde foram alocados dois medidores de potência ativa e reativa, o primeiro na subestação também aquisita medidas de tensão e segundo entre as barras 61 e 62 sendo assim definidas duas AMs. As informações de carga disponibilizadas consistiram nos consumos (kWh mensais) das UCs e suas respectivas classificações em perfis de consumo típico nas 61 curvas existentes na distribuidora. Os dados de carga são representados num horizonte de um dia numa periodicidade de 15 minutos.

Entretanto, não tendo os dados reais de medição disponíveis, para aferir o desempenho da

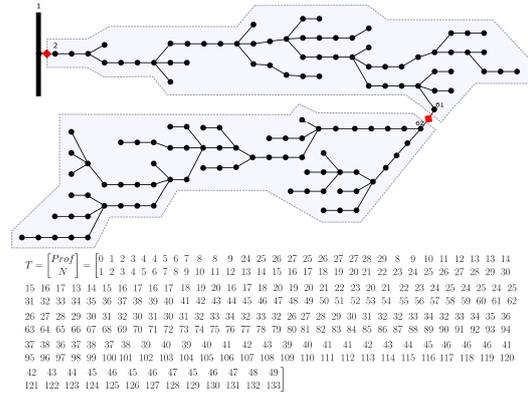


Figura 5: Alimentador de distribuição Real modelado e representação correspondente via RNP

metodologia foram geradas 100 amostras de simulação partindo de um caso de referência emulado, sendo levada em consideração as perdas na rede secundária. Cada qual representando um conjunto de medidas em tempo real, geradas por meio da inclusão de erros aleatórios de distribuição  $N(0, \sigma)$  para o horizonte de um dia. O EDTTR é executado para cada uma destas amostras para avaliação estatística com base no Erro Médio Absoluto (EMA) dado pela equação (10):

$$EMA_j^\phi(t) = \frac{\sum_{k=1}^N |P_j^{\phi(k)}(t) - P_j^{\phi(ref)}(t)|}{N} \quad (10)$$

Onde  $P_j^{\phi(k)}(t)$  é o valor estimado de P (ou Q) para a barra  $j$  na amostra  $k$  no instante de tempo  $t$ ,  $P_j^{\phi(ref)}(t)$  é o valor de referência de P (ou Q) e  $N$  é o número total de amostras de simulação.

Após emulado o caso de referência com a rede completa (trafos modelados), o mesmo será base de comparação para os três cenários de simulações do EDTTR (100 amostras de testes cada), conforme mostrado na Figura 6. O primeiro trata-se da metodologia apresentada em Avelino et al. (2017) e Massignan et al. (2017) considerando a presença dos trafos no modelo da rede; o segundo consiste na metodologia de Avelino et al. (2017) e Massignan et al. (2017) desconsiderando a modelagem dos transformadores, ou seja, as demandas estimadas no Estágio 1 são diretamente alocadas na rede primária sem nenhum tratamento prévio; o terceiro cenário trata da metodologia proposta neste trabalho para o tratamento da ligação  $\Delta$ - $Y_n$  dos transformadores de distribuição, ou seja, com os trafos modelados e as demandas obtidas.

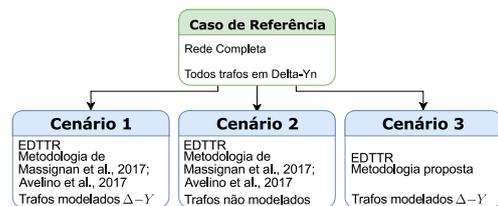


Figura 6: Cenários para as simulações do EDTTR

### 3.1 Convergência e Agregação de Cargas

O desenvolvimento da metodologia proposta foi motivado pela necessidade de investigar o problema de convergência da metodologia de Avelino et al. (2017) e Massignan et al. (2017) quando são considerados os modelos de transformadores de distribuição com conexão em Delta (cenário 1). Em um teste para verificar a convergência para os cenários 1 e 3, um instante de tempo é tomado para ser submetido a 100 iterações do EDTTR. Na Figura 7 onde ambos os gráficos monitoram a convergência de uma das fases do medidor da AM-2, as linhas em vermelho tracejado representam os limites superior e inferior do critério de convergência e a linha vermelha contínua o valor medido. No quadro acima nota-se a divergência de característica oscilatória do cenário 1, onde o problema foi identificado. Já no quadro abaixo vê-se que no cenário 3 (metodologia proposta neste trabalho) a convergência é alcançada em poucas iterações do EDTTR com o tratamento da rede secundária proposto.

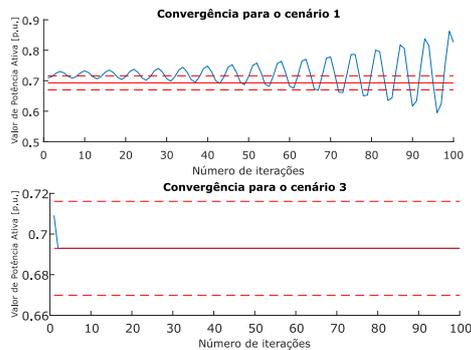


Figura 7: Característica de convergência em 100 iterações para na fase A do medidor 3 para instante de tempo 83

O problema de divergência apresentado está intimamente relacionado ao acoplamento entre fases que a ligação Delta acarreta. Como apresentado na seção 2.2.1, os ajustes de demanda realizados pelo EDTTR nas cargas alocadas no secundário destes trafos não irão produzir na próxima iteração uma variação de potência igual no primário dos trafos. Como consequência o cálculo de fluxo de potência na próxima iteração não irá resultar em valores próximos aos das medidas em tempo real, causando assim a divergência.

Ao utilizar a metodologia proposta neste trabalho, a influência do transformador  $\Delta$ - $Y_n$  é considerada no processo de refletir as demandas agregadas da rede secundária nas respectivas barras do primário dos trafos. Assim o EDTTR utiliza informações fiéis quanto ao modelo de cargas e ao mesmo tempo pode obter convergência visto que os ajustes de demanda serão realizados nas barras do primário e não do secundário. Como será apresentado na seção seguinte, simplesmente agregar

as cargas e alocar as demandas diretamente nas barras do primário (cenário 2) acarreta em perda de precisão do EDTTR, apesar de obter a convergência.

### 3.2 Avaliação da metodologia com base no EMA

A análise estatística da metodologia proposta não consiste numa comparação de desempenho, mas sim na validação das premissas levantadas. O cenário 1, que corresponde à metodologia proposta em Avelino et al. (2017) e Massignan et al. (2017) com trafos modelados não é contemplada nas análises pois a não convergência não possibilitou a obtenção de estimativas de demanda. Já para o cenário 2 as estimativas de demanda ativa e reativa obtidas são apresentadas na Tabela 2. Nota-se que para as melhores estimativas a metodologia apresenta erro percentual equiparado aos encontrados na literatura entre 8% e 50% (Dzafic et al., 2013) e (Singh et al., 2010).

Tabela 2: Erro de Estimação de demanda para o cenário 2

Fase	Potência Ativa					
	Melhores Estimativas (%)			Piores Estimativas (%)		
	Barra	EMA	Desv. Pad.	Barra	EMA	Desv. Pad.
a	11	7.4576	0.0347	17	138.6128	0.2677
b	58	8.3886	0.0346	132	114.7152	0.2167
c	89	7.0123	0.0263	17	83.4220	0.1596

Para compreensão gráfica a Figura 8 mostra a melhor estimativa de demanda para fase C e a pior estimativa de demanda para fase A onde é representada a curva de demanda do caso de referência (curva em azul); o valor médio das demandas de potência ativa estimadas em todas as 100 amostras de teste (curva em vermelho); o EMA das curvas de demanda estimadas (curva em vermelho próxima do eixo horizontal); e a curva de carga agregada diretamente no primário estimada no Estágio 1 (curva em verde).

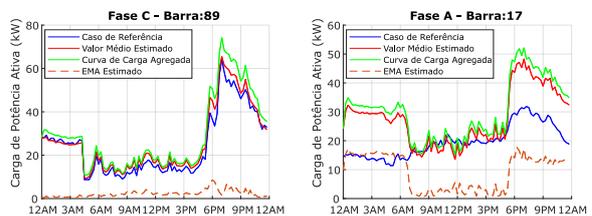


Figura 8: Estimativa de potência ativa nas fases C e A para o Cenário 2

A justificativa para os resultados de estimação no cenário 2 serem bons em alguns casos e péssimos em outros é compreendida comparando as curvas agregadas do cenário 2 e 3.

Neste contexto, ao comparar a curva **agregada diretamente** no primário do cenário 2 (metodologia de Avelino et al. (2017) e Massignan et al. (2017) desconsiderando a modelagem dos

trafos) e a curva **refletida** no primário resultado do tratamento para transformadores  $\Delta$ - $Y_n$ , nota-se a influência do acoplamento entre as fases no Delta, principalmente quando a carga é desbalanceada. A título de exemplo, na Figura 9 temos, no quadro superior, as curvas agregadas trifásicas de um transformador balanceado (16) e outro muito desbalanceado (44). Na mesma mais abaixo, fica evidente que para o transformador balanceado, a diferença entre a curva refletida e a agregada diretamente ao primário é bem pequena. Já para o caso do transformador desbalanceado, percebe-se que a fase em questão assume uma característica totalmente diferente quando refletida. São nestas barras que ocorrem as piores estimativas quando o EDTTR é executado somente para a rede primária ao comparar com um caso de referência de rede completa, como acontece no cenário 2. Assim, apesar de possibilitar a convergência do EDTTR, ao desconsiderar a modelagem dos transformadores as injeções de potência obtidas no estágio de agregação de cargas não representam fielmente as injeções de potência reais no primário destes transformadores. Isto porque o acoplamento da ligação Delta acarreta uma distribuição de fluxos de potência diferentes entre as fases no primário do trafo quando comparadas ao secundário em  $Y_n$ , como apresentado na seção 2.2.1. Desta forma, a metodologia proposta neste trabalho não só auxilia no processo de estimação de demanda do EDTTR em si, mas contribui também no processo de agregação de cargas ao possibilitar a fiel representação na rede primária das cargas agregadas na rede secundária.

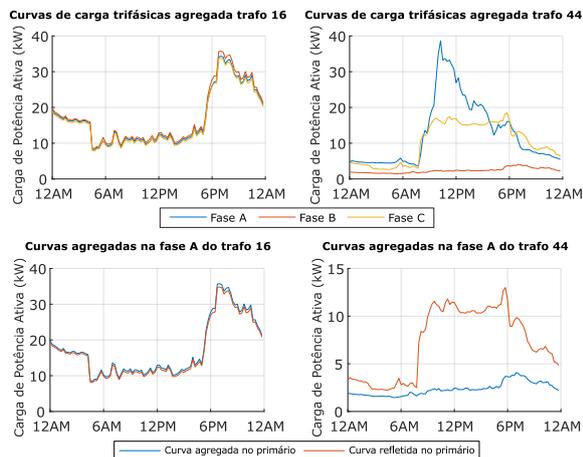


Figura 9: Diferença entre as curvas de carga agregada diretamente no primário e refletida no primário

No cenário 3, a metodologia proposta é executada no EDTTR para rede completa e o acoplamento entre as fases no Delta passa a ser considerado ao refletir no primário as demandas obtidas por fase pela agregação de cargas anteriormente alocadas no secundário. Com isso, as demandas

refletidas são fidedignas às injeções de potência reais no primário. Logo, se aproximam da curva de referência sendo obtidas melhores estimativas até mesmo em transformadores desbalanceados conforme verificado na Tabela 3.

Na Figura 10 são apresentados os gráficos para melhor estimativa na fase B que ocorre na barra 102 e para a pior na fase A na barra 57 onde a curva em verde se refere a curva de carga agregada refletida no primário.

Tabela 3: Erro de Estimação de demanda para o cenário 3

Potência Ativa						
Fase	Melhores Estimativas (%)			Piores Estimativas (%)		
	Barra	EMA	Desv. Pad.	Barra	EMA	Desv. Pad.
a	102	4.8579	0.0348	57	9.3063	0.1327
b	102	4.4396	0.0305	44	8.6738	0.1319
c	102	4.5885	0.0328	17	8.1275	0.1158

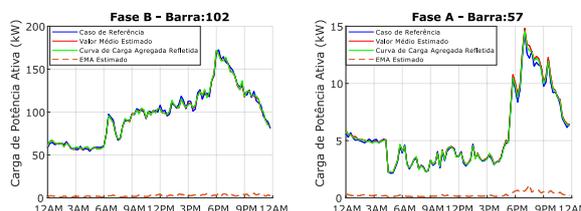


Figura 10: Melhores e Piores Estimativa de potência ativa nas fases B e A

O quadro resumo da Figura 11 mostra a evolução no desenvolvimento da proposição deste trabalho motivada pelas dificuldades da metodologia apresentada em Avelino et al. (2017) e Massignan et al. (2017) de convergência, quando modelados os transformadores de distribuição com conexões  $\Delta$ - $Y_n$  (cenário 1), e precisão quando a modelagem dos transformadores é desconsiderada (cenário 2). Assim, o tratamento especial proposto no cenário 3 para os transformadores  $\Delta$ - $Y_n$  no contexto do EDTTR utiliza informações fiéis quanto ao modelo de cargas e ao mesmo tempo pode obter convergência com boa precisão, sem desprezar a influência do acoplamento entre as fases no Delta.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
	Metodologia de Massignan et al., 2017; Avelino et al., 2017; Trafos modelados $\Delta$ - $Y$	Metodologia de Massignan et al., 2017; Avelino et al., 2017; Trafos não modelados	Metodologia proposta Trafos modelados $\Delta$ - $Y$
<b>Convergência</b>	X	✓	✓
<b>Precisão</b>	X	X	✓

Figura 11: Quadro Resumo

## 4 Conclusões

Este artigo apresenta um EDTTR para monitoramento da rede primária de alimentadores de distribuição onde, baseado em informações de consumo mensal e curvas de carga típicas, são esti-

madras *Off-line* as demandas dos transformadores via processo de agregação de cargas. Em seguida, executa-se um processo em tempo real que faz uso de um fluxo de potência trifásico, baseado na estrutura de dados RNP, e nas poucas medidas disponíveis em tempo real, com o objetivo de ajustar recursivamente as demandas estimadas.

No contexto deste estimador, este trabalho propôs um tratamento especial para os transformadores conectados em  $\Delta$ - $Y_n$  para contornar o problema de divergência relacionado com o acoplamento entre as fases na ligação em Delta. Ao utilizar informações fiéis quanto ao modelo de carga ao não desconsiderar a modelagem dos transformadores, o tratamento proposto além de auxiliar no processo de estimação de demandas em si, melhorando a precisão do EDTTR, também contribui no processo de agregação de cargas ao resultar em um modelo da rede primária mais preciso.

Para a metodologia proposta ainda há espaço para investigações a respeito de fatores que possam influenciar a obtenção das estimativas, como considerar que o comportamento dos consumidores pode não ser condizente com suas curvas de carga, a possibilidade de terem sido mal classificados, e até mesmo a presença de erros grosseiros nas medidas em tempo real e de perdas não técnicas ao longo do alimentador.

### Agradecimentos

Os autores agradecem à Universidade de São Paulo, CNPq, CAPES e FAPESP (n° 2016/19646-6 e n° 2017/23728-0) pelo suporte financeiro.

### Referências

- Avelino, . L., Massignan, J. A. D., London, J. B. A. and de Oliveira, A. V. (2017). Application of a three-phase load estimation in a real distribution feeder, *2017 IEEE URU-CON*, pp. 1–4.
- Cheng, C. S. and Shirmohammadi, D. (1995). A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis, *IEEE Transactions on Power Systems* **10**(2): 671–679.
- Delbem, A. C. B., de Carvalho, A., Policastro, C. A., Pinto, A. K. O., Honda, K. and Garcia, A. C. (2004). Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design, in K. Deb (ed.), *Genetic and Evolutionary Computation – GECCO 2004: Genetic and Evolutionary Computation Conference, Seattle, WA, USA, June 26-30, 2004. Proceedings, Part I*, Vol. 1, pp. 678–687.
- Dzafic, I., Gilles, M., Jabr, R. A., Pal, B. C. and Henselmeyer, S. (2013). Real time estimation of loads in radial and unsymmetrical three-phase distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(4): 4839–4848.
- Ghosh, A. K., Lubkeman, D. L., Downey, M. J. and Jones, R. H. (1997). Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach, *IEEE Transactions on Power Systems* **12**(1): 45–51.
- Ghosh, A. K., Lubkeman, D. L. and Jones, R. H. (1997). Load modeling for distribution circuit state estimation, *IEEE Transactions on Power Delivery* **12**(2): 999–1005.
- Jardini, J. A., Tahan, C. M. V., Gouvea, M. R., Ahn, S. U. and Figueiredo, F. M. (2000). Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers, *IEEE Transactions on Power Delivery* **15**(1): 375–380.
- Lefebvre, S., Prižvišt, J. and Lenoir, L. (2014). Distribution state estimation: A necessary requirement for the smart grid, *2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*, pp. 1–5.
- Massignan, J. A. D., Fantin, C. A., London, J. B. A. and Camillo, M. H. M. (2015). Real-time load estimation for distribution feeders, *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, pp. 1–6.
- Massignan, J. A. D., Pereira, B. R. and London, J. B. A. (2017). Load flow calculation with voltage regulators bidirectional mode and distributed generation, *IEEE Transactions on Power Systems* **32**(2): 1576–1577.
- Romero, F., Barros Vilar, J., Antunes, A., Pek di Salvo, M., Neto, L., Meffe, A. and Borges, G. (2014). Contribuição para o cálculo de fluxo de potência em alimentadores de distribuição de média tensão através do desenvolvimento de metodologia para correção de demanda e corrente por fase utilizando o conceito smart grid, *2014 XXI SENDI*, Santos.
- Singh, R., Pal, B. C. and Jabr, R. A. (2010). Statistical representation of distribution system loads using gaussian mixture model, *IEEE Transactions on Power Systems* **25**(1): 29–37.
- Xiao, P., Yu, D. C. and Yan, W. (2006). A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations, *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(1): 153–159.