



Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Estimação de Estado Multiárea para Monitoramento e Operação Descentralizada de Redes Inteligentes

JULIO AUGUSTO DRUZINA MASSIGNAN(1); JOAO BOSCO AUGUSTO LONDON JUNIOR(2); MARCOS HENRIQUE MARÇAL CAMILLO(3); VLADIMIRO MIRANDA(4); USP(1); USP(2); COPEL DIS(3); INESCTEC(4);

RESUMO

O conceito de redes inteligentes tem modificado diversos paradigmas dos sistemas de distribuição, em especial relacionados a um grande volume de dados nos centros de operação. Assim necessitando de mais qualidade e detalhamento da condição das redes elétricas em tempo real. Este trabalho apresenta um Estimador de Estado Multiárea para redes trifásicas desbalanceadas para monitoramento em tempo real de sistemas de distribuição de larga escala. Resultados de simulação na rede de teste IEEE342 são utilizados para validação e avaliação da metodologia. Com isto são extrapoladas especificações técnicas para uma rede real de larga escala de uma distribuidora brasileira.

PALAVRAS-CHAVE

Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, Operação em Tempo Real, Estimação de Estado, Operação Descentralizada, Redes Inteligentes

1.0 - INTRODUÇÃO

Tradicionalmente o monitoramento dos Sistemas de Distribuição (SDs) tem sido feito de forma passiva, dotado de poucas informações telemedidas em tempo real aos centros de operação pelo Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). Desta forma necessitando de uma grande quantidade de pseudo medidas (por exemplo, através de curvas típicas de demanda para as cargas) para garantir a observabilidade da rede [1,2]. O crescente interesse nos conceitos das chamadas Redes Inteligentes tem modificado diversos paradigmas de operação dos SDs, em especial relacionados à quantidade de dados que passarão a ser transmitidos para os centros de operação dos SDs através dos chamados medidores inteligentes [1-4]. Importa destacar que no contexto de sistemas elétricos de potência a ferramenta computacional responsável pelo monitoramento em tempo real é o Estimador de Estado (EE), que através de um conjunto redundante de medidas e do modelo estático da rede elétrica possibilita a obtenção das variáveis de estado da rede elétrica, caracterizando seu ponto de operação para as demais funcionalidades automáticas dos centros de operação.

No que diz respeito aos SDs, características particulares fomentaram propostas de EEs especializados nestes sistemas, em especial capazes de lidar com redes radiais usualmente curtas, não-transpostas, desbalanceadas e com alta relação resistência/reatância, e com um reduzido número de medidas disponíveis em tempo real em conjunto com alta incerteza sobre as cargas. Importa destacar que as redes primárias de distribuição por si já acarretam em redes de larga escala, geralmente compostas por dezenas de milhares de barras, o que diversos autores indicam como um desafio adicional para a implantação de EEs em SDs [1-3]. A adição dos modelos das redes secundárias, onde os medidores inteligentes estão sendo instalados, deve por si elevar esta escala para centenas de milhares de barras, considerando um processo de estimação desde a baixa tensão até as subestações. Além disto, outros aspectos das Redes Inteligentes, como maior penetração de geração distribuída, armazenadores de energia e também de cargas especiais como os carros elétricos, tem culminado em propostas de operação descentralizada dos SDs, utilizando geralmente o conceito de microrredes. Cada microrrede consiste em uma parcela da rede dotada de controle local que possibilitaria a operação

(*) Av. Trabalhador São Carlense, n° 400 – Laboratório de Análise Computacional em Sistemas Elétricos de Potência - Departamento de Engenharia Elétrica e Computação – CEP 13.566-390 São Carlos, SP, – Brasil
Tel: (+55 16) 3373-8736 – Fax: (+55 16) 3373-9372 – Email: julio.massignan@usp.br

conectada com o restante do SD e também a operação ilhada em casos de interrupções no fornecimento de energia [3,4].

Desde o início da concepção dos EEs em 1970, considerou-se a ideia de operar os sistemas elétricos de transmissão através de subdivisões em áreas e de maneira descentralizada, motivada principalmente em função da presença de vários operadores distintos para regiões dos sistemas elétricos, e também para melhorar a eficiência computacional dos estimadores que lidam com redes de larga escala. Assim, ao longo dos anos, diversos estimadores foram propostos utilizando o conceito de decomposição em áreas para sistemas de transmissão, os chamados Estimadores de Estado Multiárea (EEMA) [5]. Entretanto, poucos trabalhos foram realizados sobre o uso destes estimadores para redes de distribuição até o momento [6-11]. As primeiras propostas direcionadas para redes de distribuição abordaram questões computacionais e requisitos de comunicação entre os diferentes processos de estimação de cada subdivisão da rede [7,8]. Apesar de apresentarem interessantes resultados do ponto de vista de escalabilidade, estas abordagens não estavam em total consonância com as particularidades das redes de distribuição, uma vez que não tratam redes trifásicas e as exigências de comunicação limitam a aplicação dessas metodologias como estratégias de paralelismo computacional do EEMA nos centros de operação. Com propostas especializadas em redes de distribuição, já tratando algumas particularidades dos SDs, EEMAs baseados em processos para SDs foram desenvolvidos recentemente em [8,10]. Apesar disto, estes trabalhos se atêm a aplicações nas redes primárias dos SDs, não considerando a necessidade de se incorporar as redes de baixa tensão e por consequência não considerando a principal fonte de dados das Redes Inteligentes. Em [10] avaliou-se uma abordagem baseada na agregação das informações da baixa tensão para contribuir com a o processo de monitoramento da média tensão. Como esperado um aumento no desempenho e acurácia do processo de estimação é obtido quando se incorpora mais informações a respeito das redes secundárias, mas a abordagem não permite estimar o estado da rede de baixa tensão, um ponto importante visto que os impactos de equipamentos das redes inteligentes se dariam neste nível dos SDs. A integração dos diferentes níveis dentro dos sistemas de distribuição começa a ser discutida na literatura em [11], onde um EEMA é proposto utilizando conceitos de estimação hierárquica. De fato esta abordagem apresenta diversos benefícios para o monitoramento dos SDs, mas averiguações mais profundas podem ser realizadas, em especial considerando diferentes tipos de equipamentos e redes de baixa tensão com maior complexidade operacional. Vale ressaltar que a discussão tem sido aprofundada neste tema visto a importância que a gestão e análise de dados passa a ter nos centros de operação das distribuidoras, em especial no sentido de normatização e avaliação de metodologias e processos.

Neste contexto, a arquitetura de um EEMA para o monitoramento de SDs é proposta e avaliada neste trabalho como forma de mitigar complexidades na gestão de dados em tempo real nos centros de operação das redes inteligentes. Para garantir a eficiência computacional adequada, o EEMA utiliza algoritmos especializados para SDs para realizar o estágio de Estimação Local. Em seguida um estágio de Coordenação é realizado, assim aferindo a condição operacional da rede elétrica como um todo, partindo das subestações até a rede secundária. Resultados de aplicação da metodologia no sistema de teste *IEEE US Low Voltage System* (IEEE342), que compreende um sistema elétrico desde o nível de 230kV até a baixa tensão em 120V, são apresentados para avaliar o desempenho do EEMA proposto. A partir destas análises, são extrapoladas as especificações técnicas para o monitoramento em tempo real de uma rede de larga escala real de uma distribuidora brasileira (COPEL Distribuição S/A) visando determinar as características de processamento de dados necessárias no centro de operação.

2.0 - ESTIMAÇÃO DE ESTADO DESCENTRALIZADA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Naturalmente as redes de distribuição podem ser decompostas em três principais níveis de acordo com convenções operacionais adotadas dos SDs, conforme ilustrado na Figura 1. Cada um destes níveis corresponde à interface entre diferentes níveis de tensão nominal, e podem ser caracterizadas da seguinte forma quanto à presença de informações telemidas do sistema SCADA e variáveis de estado da rede (grandezas elétricas que determinam a condição de operação da rede elétrica):

- **Subestação:** alta quantidade de medidas; pequeno número de variáveis de estado; amostragem geralmente em torno de 1 minuto pelo SCADA;
- **Rede primária:** baixa quantidade de medidas; alto número de variáveis de estado; amostragem geralmente em torno de 1 minuto pelo SCADA;
- **Rede Secundária:** caracterizada por modelos probabilísticos de demanda ou por medidores inteligentes; amostragem em torno de 5 a 30 minutos pelos medidores inteligentes; representada usualmente via pseudo-medidas; alto número de variáveis de estado.

O conceito das redes inteligentes tem acarretado no aumento da quantidade de informações telemidas nas redes de distribuição, o que possibilita a aplicação de novas ferramentas automatizadas nos

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

centros de operação obtendo maior flexibilidade e confiabilidade dos SDs [1-4]. Entretanto, o volume de dados que passa a surgir, seja pela alta taxa de amostragem das novas medidas ou pela quantidade de medidores instalados, tem suscitado a necessidade de uma maior capacidade de processamento e armazenamento nos centros de operação. Na impossibilidade de processar tamanho volume de dados de forma centralizada em tempo real, sendo geralmente limitado pela capacidade de transmissão destas informações em tempo real, as abordagens centralizadas de operação acabam por processar pacotes de dados ao invés de processá-los de forma mais próxima às taxas de amostragem dos medidores [3]. Desta forma limitando a capacidade de resposta das ferramentas automatizadas de controle e gerenciamento da rede, principalmente durante eventos transitórios ou situações inesperadas na rede elétrica, por exemplo devido a falhas, intermitência de geração, incertezas de cargas, chaveamentos, entre outros. Como forma de contornar tal limitação, surgem abordagens de operar os SDs de forma descentralizada, em consonância também com os conceitos de microrredes. Para isso o processamento de dados é distribuído em processadores locais, de forma que o volume de dados transmitido seja reduzido [3, 12].

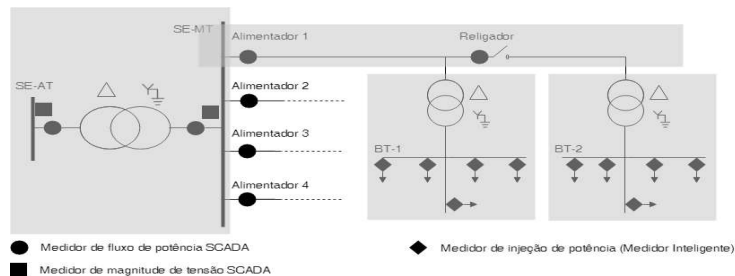


FIGURA 1 – Decomposição do sistema de distribuição em Subestação, Rede Primária e Rede Secundária no contexto do monitoramento em tempo real.

A arquitetura base desta concepção é apresentada na Figura 2, e pode ser dividida em camadas para melhorar interpretar o fluxo de dados entre as diferentes dos SDs, sendo a primeira camada os equipamentos físicos da rede elétrica e das unidades consumidoras. Uma camada de equipamentos de instrumentação tem por função mensurar as grandezas elétricas de interesse (potências, tensões, energia e corrente, por exemplo) e transmitir estas informações para as camadas de operação. No caso da abordagem descentralizada, aplicações automáticas especializadas podem ser incorporadas a processadores locais de forma que o tempo de resposta de ações de controle para eventos locais seja mais rápido. Enquanto isso, uma parcela de informação, de menor escala do que os dados gerados pela camada de instrumentação e já pré-processados, podem ser intercambiadas com o centro de operação centralizado para outras aplicações automáticas, que necessitem um volume maior de dados ou que determinem referências para os controladores locais.

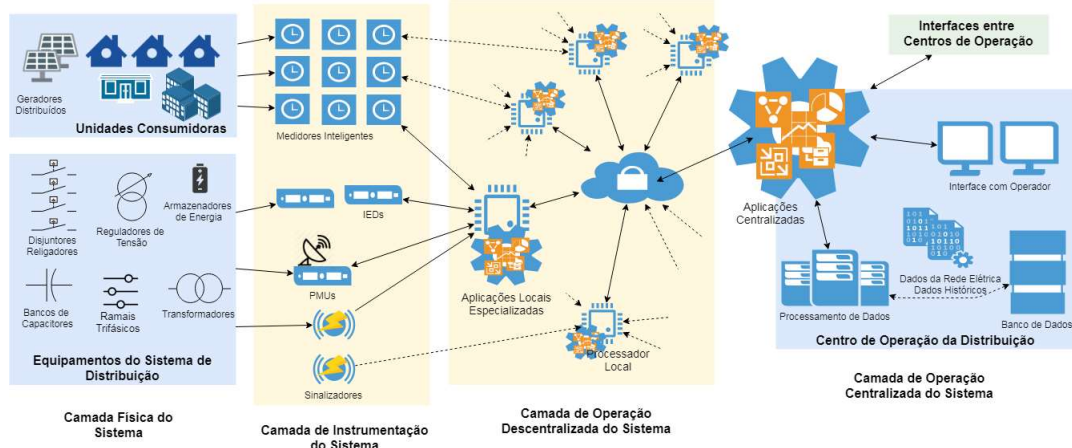


FIGURA 2 – Camadas de fluxos de dados em uma arquitetura descentralizada de operação.

Quanto a possíveis aplicações de uma operação descentralizada da rede elétrica podemos citar: operação de microrredes ilhadas para melhorar índices de confiabilidade; gerenciamento de mercados locais de energia elétrica; despacho ótimo de armazenadores de energia; sistema de controle avançados para mitigar problemas de qualidade de energia a nível das redes secundárias; entre outras [1-4]. Neste sentido, é crucial que este tipo de abordagem também seja dotado de ferramentas especializadas para o monitoramento das redes de

distribuição, ou seja, que o processo de estimação de estado esteja dentro do escopo da arquitetura das redes inteligentes [3,4]. As seções a seguir apresentam a formulação do EEMA para SDs Trifásicos avaliado neste trabalho e que tem como intuito o monitoramento em tempo real dos SDs dentro de arquiteturas descentralizadas de operação.

2.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Dada uma rede elétrica composta por A sub-áreas conexas, ou seja, um sistema elétrico que se fosse tratado no problema de estimação de estado de forma centralizada teria $A = 1$. Vamos denotar como S_k o conjunto de barras pertencentes à k -ésima área e S o conjunto de barras pertencente ao sistema como um todo.

Como consequência desta definição de áreas, surgem as seguintes quanto ao estado da rede elétrica, as tensões complexas nodais trifásicas em todas as barras da rede em coordenadas polares (magnitude de tensão V e ângulo de fase de tensão θ) e das medidas de grandezas elétricas instaladas na rede [5]:

- x_{ik} : variáveis de estado associadas às barras internas à área k ;
- x_{bk} : variáveis de estado associadas às barras de fronteira da área k ;
- x_{obk} : variáveis de estado de sobreposição de fronteira, associadas a barras de áreas adjacentes à área k ;
- z_{ik} : medidas internas, que relacionam as variáveis de estado internas x_{ik} e de fronteira x_{bk} da área k ;
- z_{ok} : medidas de fronteira, relacionadas às variáveis de estado de fronteira x_{bk} e das áreas adjacentes x_{obk} .

O problema de estimação de estado multiárea consiste na formulação de um modelo de medição para cada área k de acordo com as equações abaixo [13]:

$$\begin{aligned} z_{ik} &= h_{ik}(x_{ik}) + e_{ik} \\ z_{bk} &= h_{bk}(x_{bk}, x_{obk}) + e_{bk} \end{aligned} \quad k = 1, \dots, A \quad (1)$$

na qual z é vetor de medidas ($m \times 1$) composto pelos grandezas elétricas medidas; x é o vetor de variáveis de estado ($n \times 1$) do sistema elétrico; $h(x)$ é o conjunto de equações não lineares ($m \times 1$) que relacionam as variáveis de estado com o vetor de medidas; e é o vetor de erros nas medidas ($m \times 1$), geralmente assumido como independente com distribuição Normal de média zero e matriz de covariância conhecida W^{-1} ($m \times m$).

A abordagem de decomposição em áreas utilizada neste trabalho consiste na definição das mesmas conforme a separação natural dos SDs, ou seja, áreas específicas para as subestações, para cada alimentador primário e para cada rede secundária, conforme a Figura 1. As fronteiras entre elas são definidas como as barras de saída dos alimentadores primários nas subestações, e os terminais dos transformadores de média e baixa tensão entre rede primária e rede secundária. Além disto, é considerado um nível de sobreposição entre as áreas de uma barra, ou seja as barras de fronteira são compartilhadas entre áreas adjacentes.

O estado da rede, as variáveis de estado internas e de fronteira, x , é determinado com base em um problema de otimização que visa minimizar o resíduo entre o modelo de medição e os valores medidos. O EEMA proposto neste trabalho se baseia na decomposição do critério dos Mínimos Quadrados Ponderados (WLS, do inglês *Weighted Least Squares*) para estimar as variáveis de estado da rede, e pode ser formulado como [5,13]:

$$m \in J(x) = \frac{1}{2} [z_b - h_b(x)]' W_b [z_b - h_b(x)] + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^A [z_{ik} - h_{ik}(x)]' W_{ik} [z_{ik} - h_{ik}(x)] \quad (2)$$

Ao invés de solucionar o problema acima de uma única vez, os EEMAs procuram a solução através da decomposição das duas parcelas da função objetivo acima. Para isto a solução da parcela que relaciona as variáveis e medidas internas é denominado estágio de **Estimação Local**, e a solução da parcela que relaciona as variáveis e medidas de fronteira é denominado **Estágio de Coordenação** [5,13].

2.2 ESTÁGIO DE ESTIMAÇÃO LOCAL

O processo de estimação local consiste na solução do sub-problema decorrente de (2) para cada área k :

$$m \in J(x) = \frac{1}{2} [z_{ik} - h_{ik}(x)]' W_{ik} [z_{ik} - h_{ik}(x)] \quad (3)$$

O vetor de estado x_k que minimiza a equação acima pode ser obtido através da solução iterativa da chamada Equação Normal do estimador WLS. O critério de convergência é dado pela comparação da atualização das variáveis de estado em cada iteração it com uma tolerância pré-especificada (neste trabalho 1E-6).

$$H(x^{it})' R^{-1} H(x^{it}) \Delta x = H(x^{it})' W [z - h(x^{it})] \quad (4)$$

$$|\Delta x_{ik}|_{\infty} \leq tol \quad (5)$$

Note que neste estágio somente variáveis de estado e medidas internas são utilizadas, portanto deve-se garantir que cada área seja observável, seja pela definição das áreas considerando somente ilhas observáveis ou mesmo complementando a observabilidade da rede através de pseudo-medidas (informações *a priori* ou baseadas em históricos). A abordagem tradicional de estimação de estado se baseia na solução das equações normais acima apresentada. A solução do sistema linear acima em geral é realizada através de métodos de fatoração, isto é, sem o cálculo explícito da inversa da chamada matriz Ganho do estimador ($H(x^{it})' W H(x^{it})$). Devido ao mal-condicionamento numérico quando tratando de SDs, recomendam-se os métodos de fatoração QR [14], sendo utilizado neste trabalho o método das reflexões de Householder [14] na fatoração da seguinte matriz:

$$W^{\frac{1}{2}} H(x^{it}) = Q' R \quad (6)$$

Com isto, podemos reescrever as equações normais como:

$$((R' Q)(Q' R)) \Delta x = (R' Q) W^{\frac{1}{2}} [z - h(x^{it})] \quad (7)$$

Trabalhando algebricamente, usando a propriedade de ortogonalidade da matriz $Q Q' = I$ e simplificando:

$$R \Delta x = Q W^{\frac{1}{2}} [z - h(x^{it})] \quad (8)$$

Uma vez que a matriz R é triangular superior, a solução do sistema acima é obtida diretamente pelo método de substituição *Backward*. O modelo de medição não linear $h(x)$, e a respectiva matriz Jacobiana $H(x)$, representam as equações que relacionam as grandezas elétricas sendo monitoradas e as variáveis de estado. Em geral, representam fluxos de potência ativas e reativas em ramos da rede elétrica, injeções de potência ativa e reativa e magnitudes de tensão em barras da rede elétrica. Estas equações são obtidas pelo modelo de análise estática da rede elétrica, formulado a partir das expressões de fluxo de potência nos ramos da rede. Neste trabalho, o vetor de medidas, e consequentemente o modelo de medição foi ordenado de acordo com (9).

$$z = \begin{bmatrix} P_{SCADA}^{km} \\ Q_{SCADA}^{km} \\ P_{SCADA}^k \\ Q_{SCADA}^k \\ P_{virtual}^k \\ Q_{virtual}^k \\ P_{pseudo}^k \\ Q_{pseudo}^k \\ V_{SCADA}^k \end{bmatrix} h(x) = \begin{bmatrix} P^{km}(V, \theta) \\ Q^{km}(V, \theta) \\ P^k(V, \theta) \\ Q^k(V, \theta) \\ V_i^k \end{bmatrix} H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial V} P^{km}(V, \theta) & \frac{\partial}{\partial \theta} P^{km}(V, \theta) \\ \frac{\partial}{\partial V} Q^{km}(V, \theta) & \frac{\partial}{\partial \theta} Q^{km}(V, \theta) \\ \frac{\partial}{\partial V} P^k(V, \theta) & \frac{\partial}{\partial \theta} P^k(V, \theta) \\ \frac{\partial}{\partial V} Q^k(V, \theta) & \frac{\partial}{\partial \theta} Q^k(V, \theta) \\ \frac{\partial}{\partial V} V_i^k & 0 \end{bmatrix} \quad (9)$$

na qual, V_i, θ_i representam o vetor de variáveis de estado composto pelas magnitudes de tensão e ângulos de tensão de cada fase i ; P^{km} e Q^{km} representam fluxos de potência ativa e reativa no ramo entre as barras k e m ; P^k e Q^k representam injeções de potência ativa e reativa na barra k . O subscrito SCADA representa medidas obtidas provenientes de elementos da camada de instrumentação da rede. Medidas virtuais correspondem a barras com injeções nulas (por exemplo, barras de passagem, sem carga, trocas de bitolas de cabos, etc). Por fim, as pseudo-medidas correspondem à informações complementares inseridas no modelo de medição para garantir observabilidade da rede elétrica, em geral curvas de carga típicas de barras não monitoradas por medidores reais.

Se tratando de medidas de potência ativa e reativa elas se relacionam com as variáveis de estado (as tensões complexas nodais) através dos modelos não-lineares decorrentes das equações de fluxo de potência para análise estática da rede elétrica. Os modelos não lineares para medidas de fluxo e de injeção de potência podem ser compostos em sistemas trifásicos com base nas seguintes equações [15]:

$$P_i^{km}(V, \theta) = V_i^k \sum_{p=1}^{n_{\text{fases}}} V_p^k \left[G_{ip}^{km} c \cos(\theta_{ip}^{kk}) + B_{ip}^{km} \text{sen}(\theta_{ip}^{kk}) \right] - V_p^m \left[G_{ip}^{km} c \cos(\theta_{ip}^{km}) + B_{ip}^{km} \text{sen}(\theta_{ip}^{km}) \right] \quad (10)$$

$$Q_i^{km}(V, \theta) = V_i^k \sum_{p=1}^{n_{\text{fases}}} V_p^k \left[G_{ip}^{km} \text{sen}(\theta_{ip}^{kk}) - B_{ip}^{km} c \cos(\theta_{ip}^{kk}) \right] - V_p^m \left[G_{ip}^{km} \text{sen}(\theta_{ip}^{km}) - B_{ip}^{km} c \cos(\theta_{ip}^{km}) \right] \quad (11)$$

$$P_i^k(V, \theta) = \sum_{m \in \Omega_k} P_i^{km}(V, \theta) \quad (12)$$

$$Q_i^k(V, \theta) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_i^{km}(V, \theta) \quad (13)$$

nas quais, G_{ip}^{km} e B_{ip}^{km} são os parâmetros de condutância e susceptância do quadripólo que representa o elemento entre as barras k e m . A matriz Jacobiana do Estimador pode ser obtida diretamente através das derivadas em relação às variáveis de estado das equações acima [15].

2.3 ESTÁGIO DE COORDENAÇÃO

Os resultados de cada área são então processados conjuntamente através de uma etapa de coordenação, possibilitando assim que o processo de monitoramento dos SDs seja realizado desde a rede secundária até as subestações de forma integrada em uma única metodologia. Neste trabalho a solução do problema de coordenação é realizada através de uma abordagem **Top-Down**, na qual as variáveis de estado estimadas das fronteiras das áreas de maior nível de tensão são transmitidas para as áreas de menor nível de tensão, ou seja, no sentido subestação para rede secundária.

O vetor de coordenação (x_c) é composto pelas variáveis de estado de fronteira de todas as áreas (x_o) e das variáveis de estado de sobreposição (x_{ob}):

$$x_c = [x_{bk} \ x_{obk}] \quad k = 1, \dots, A \quad \text{onde,} \quad (14)$$

Basicamente a estratégia de coordenação consiste em atualizar as variáveis de estado de fronteira das áreas à jusante de acordo com a última estimativa realizada na área à montante, partindo da subestação em direção à rede secundária. Com os valores atualizados das variáveis de fronteira, uma nova execução do Estágio de Estimativa Local é realizado para que as variáveis de estado internas da área seja atualizadas conforme a informação da fronteira atualizada. Outras abordagens de coordenação podem ser utilizadas, mas neste trabalho será averiguado se uma abordagem direta, sem a necessidade de cálculos adicionais, pode resultar em uma precisão adequada, vide a relação hierárquica de fluxo de potência no sentido subestação para a rede secundária.

3.0 - RESULTADOS

Para avaliação do EEMA proposto foram realizadas simulações de Monte Carlo para emular o comportamento dos SDs e obter as medidas em tempo real. A metodologia de simulação consiste em obter valores medidos a partir da inserção de ruído nas grandezas elétricas, obtidas a partir do cálculo de fluxo de potência e que representa caso de referência. O ruído é obtido através da amostragem aleatória em uma quantidade total de simulações de Monte Carlo (neste trabalho 100 amostras). As amostras de ruído são geradas individualmente, para cada medida, a partir do desvio padrão da respectiva medida [15], conforme a equação:

$$z_i = z_i^{ref} + u_i \cdot \frac{|z_i^{ref}| \cdot p r_i}{3} \quad (15)$$

na qual, z_i é o valor da medida i com a inserção de ruído que será utilizado como dado de entrada no estimador de estado, z_i^{ref} é o respectivo valor da grandeza elétrica obtida no caso de referência, ou seja, do cálculo de fluxo de potência, $p r_i$ é a respectiva precisão do medidor em percentual obtido de sua classe de precisão dos dados de placa (assumido como 2% para medidores fluxo de potência do SCADA, 1% para os medidores de magnitude de tensão do SCADA, 5% para os medidores inteligentes, e 30% para as pseudo-medidas de curvas de demanda típicas) e u_i é uma variável aleatória com distribuição normal padronizada, de média zero e desvio unitário, ou seja, $u_i \sim N(0,1)$, cujo valor é obtido através de um gerador de números aleatórios. A partir das medidas simuladas e do caso de referência, o desempenho do EEMA é avaliado através da métrica MAE (*Mean absolute error*):

$$MAE_i = \frac{1}{n_{\text{trials}}} \sum_{K=1}^{n_{\text{trials}}} |\hat{x}_i^K - x_i^{\text{ref}}| \quad (16)$$

na qual, K denota cada repetição da simulação de Monte Carlo com n_{trials} ; i denota cada variável de estado.

O sistema teste *IEEE US Low Voltage System* (IEEE342) utilizado para avaliar o desempenho do EEMA é apresentado na Figura 3. Representa uma rede de baixa tensão urbana de alta confiabilidade composta de uma combinação de cargas concentradas em 480 V e de uma rede de baixa tensão malhada em 208 V conectadas em estrela aterrada. Oito alimentadores em 13,2 kV correspondem à rede primária conectadas em delta. Por fim é representada também a subestação de 230/13,2 kV composta por dois transformadores ligadas em delta. Trata-se de uma rede de alta complexidade operacional, na qual se buscam maiores índices de confiabilidade através da operação malhada em baixa tensão necessitando de um maior detalhamento dos modelos da rede elétrica, em consonância com as redes inteligentes. Os dados elétricos e detalhes desta rede estão disponíveis em [16]. Apesar de não ser uma configuração usual em sistemas brasileiros, é uma rede de alta complexidade operacional (em sintonia com os desafios das redes inteligentes) e engloba um SD desde a subestação até a rede secundária.

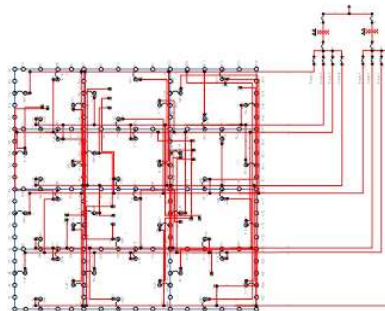


FIGURA 3 – Sistema de teste IEEE US Low Voltage System (IEEE 342 barras)

Para realizar as simulações foi considerado o seguinte plano de medição: subestação dotada de medida de fluxos de potência ativa e reativa nos transformadores de potência e linhas de alta tensão e magnitude de tensão em todas as barras da subestação; rede primária dotada de medidas de fluxo de potência ativa e reativa e magnitude de tensão na saída dos alimentadores; e rede secundária dotada de medidores inteligentes em todas as cargas (disponibilizando potência ativa e reativa e magnitude de tensão). A Tabela 1 apresenta a quantidade total de medidas consideradas nos testes em cada um dos níveis do SD, onde cada medidor disponibiliza as respectivas grandezas elétricas em cada uma das fases ao elemento que está conectado (fases ABC).

Tabela 1 – Total de medidas trifásicas considerado nas simulações para a rede IEEE342

| Fonte | Grandezas Elétricas Trifásicas | Subestação | Rede Primária | Rede Secundária |
|---------------------|---|------------|---------------|-----------------|
| SCADA | Fluxo de Potência Ativa e Reativa | 14 | 8 | - |
| | Injeção de Potência Ativa e Reativa | 1 | 0 | - |
| | Magnitude de Tensão | 5 | 8 | - |
| Medidas Virtuais | Injeções Nulas (Potência ativa e reativa) | 6 | 131 | 68 |
| Medidor Inteligente | Injeção de Potência Ativa e Reativa e Magnitude de Tensão | - | - | 104 |

Quanto a definição das áreas, a subestação engloba uma única área com os dois transformadores de 230/13,2 kV; cada alimentador corresponde a uma área distinta totalizando oito áreas na rede primária em 13,2 kV; cada rede secundária corresponde a uma área, sendo oito áreas em 480 V e quatro áreas em 208 V. As fronteiras são definidas pelas barras correspondentes aos transformadores da rede. Totalizando assim 21 áreas.

3.1 TESTES DE VALIDAÇÃO E AVALIAÇÃO DA METODOLOGIA

Para demonstrar a solução do problema de estimação de estado de forma descentralizada, a Figura 4 apresenta o erro de estimação obtido em cada variável de estado da rede (magnitude de tensão e ângulo de fase de tensão), comparada com o erro de estimação obtido pela abordagem centralizada. A figura mostra todas as três fases da rede no mesmo gráfico. Durante as simulações, cada estágio Local atingiu convergência em no máximo 4 iterações. Quanto ao estágio de Coordenação, foi necessários um total de 4 execuções de coordenação até atingir um patamar de precisão, ou seja sem sensíveis alterações nas variáveis de estado caso iterações adicionais de coordenação fossem realizadas. A abordagem centralizada convergiu em 4 iterações com maior carga computacional como será apresentado posteriormente. Quanto à precisão,

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

nota-se que houve redução na precisão de estimação, uma contrapartida de abordagem descentralizada pois não utiliza todas as informações a respeito da rede simultaneamente. Porém ainda dentro de limites aceitáveis de acurácia e do esperado de estimadores de estado, sendo o resultado obtido pelo EEMA proposto muito próximo da abordagem centralizada.

A fim de explorar os resultados obtidos, foram avaliados os erros de estimação para as cargas na rede secundária (potência ativa e reativa) e para os fluxos de potência ativa e reativa nos transformadores de 13,2/0,48 kV e 13,2/0,208 kV (de média para baixa tensão – MT/BT). A Figura 5 apresenta o resultados de todos os fluxos de potência nas três fase da rede elétrica em cada uma das cargas e a Figura 6 em cada um dos transformadores.

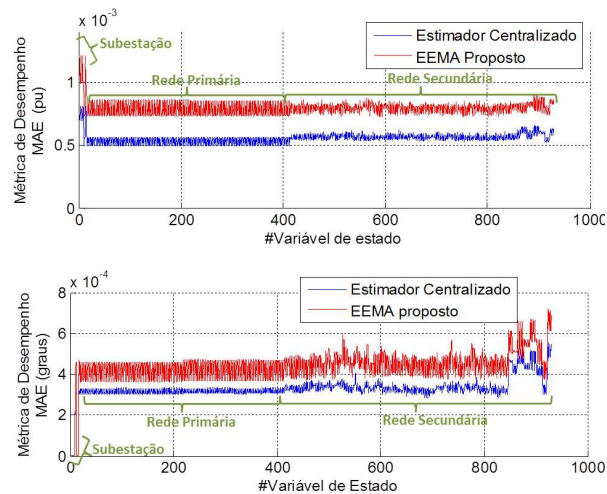


FIGURA 4 – Precisão de estimação das variáveis de estado da rede elétrica.

Nota-se uma precisão de estimação das cargas das unidades consumidoras na ordem de 1,5%, em consonância com as informações obtidas pelos medidores inteligentes (precisão inicial de 5%), tanto para a abordagem centralizada quanto para a abordagem descentralizada. Foi observada uma precisão similar na estimação dos fluxos de potência nos transformadores. Vale ressaltar neste ponto que os medidores inteligentes foram alocados junto às unidades consumidoras (cargas) e os transformadores não são monitorados diretamente por medidas. Demais indicadores da condição operacional da rede elétrica, como perdas, desbalanceamento de tensão, queda de tensão, carregamento de equipamentos, entre outros, também foram estimados com precisão similar.

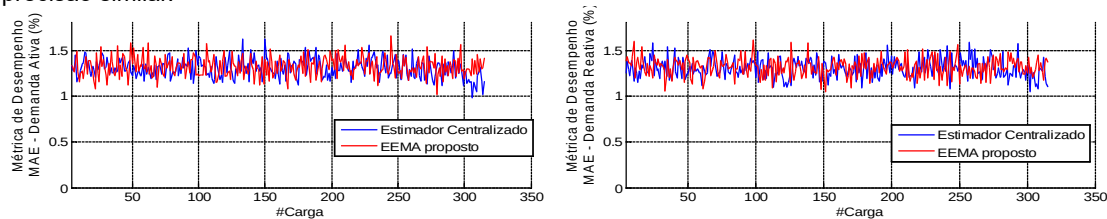


FIGURA 5 – Precisão de estimação das demandas de potência ativa e reativa das cargas da rede elétrica.

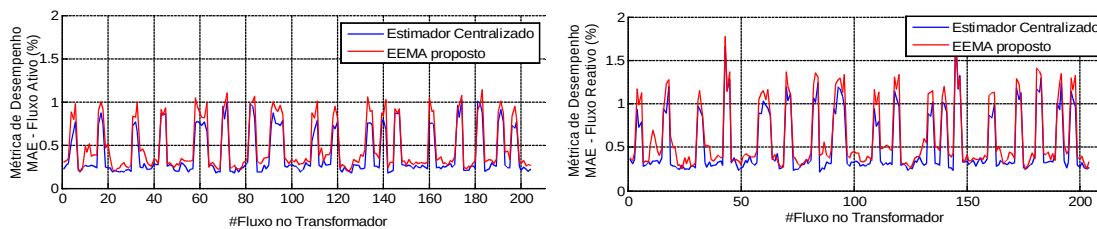


FIGURA 6 – Precisão de estimação dos fluxos de potência ativa e reativa nos transformadores da rede elétrica.

Para demonstrar que o EEMA proposto também está apto a ser aplicado na realidade atual das distribuidoras, um cenário adicional foi simulado desconsiderando a presença dos medidores inteligentes.

Entretanto, para garantir a observabilidade da rede, as cargas foram representadas como pseudo-medidas de menor precisão. A Tabela 2 apresenta o desempenho do estimador neste cenário.

Tabela 2 – Comparação do desempenho de estimação com pseudo-medidas de carga e medidores inteligentes.

| Grandeza Elétrica Estimada | Com Pseudo-Medidas | | | Com Medidores Inteligentes | | |
|--------------------------------|--------------------|---------------|-----------------|----------------------------|---------------|-----------------|
| | Subestação | Rede Primária | Rede Secundária | Subestação | Rede Primária | Rede Secundária |
| Magnitude de Tensão (p.u) | 0,000939 | 0,000779 | 0,002069 | 0,000938 | 0,000779 | 0,000796 |
| Ângulo de Tensão (graus) | 0,01085 | 0,024339 | 0,18017 | 0,01085 | 0,024339 | 0,026962 |
| Demanda Ativa nas Cargas(%) | | 23,637 | | | 1,3106 | |
| Demanda Reativa nas Cargas (%) | | 22,843 | | | 1,3066 | |
| Fluxo Ativo nos Trafos (%) | | 8,547 | | | 0,49068 | |
| Fluxo Reativo nos Trafos (%) | | 9,8906 | | | 0,62925 | |

Como esperado o uso de medidores inteligentes implica em maior precisão na estimação. Vale ressaltar que este efeito é mais expressivo na estimação das variáveis de estado na rede secundária, onde eles serão instalados. Apesar de não ter um efeito sensível nas variáveis de estado na rede primária, nota-se um aumento expressivo na precisão de estimação do fluxo de potência dos transformadores de distribuição, o que certamente tem impacto nos indicadores da condição operacional da rede elétrica.

A tabela abaixo apresenta os principais requisitos computacionais observados durante as simulações. As simulações foram realizadas utilizando um microcomputador Core i7 3.60 GHz, 16GB RAM. Este resultado ressalta a grande vantagem das abordagens multiárea em relação à centralizada, a redução em todos os requisitos computacionais necessários. Em contrapartida, um intercâmbio de comunicação entre os processos locais deve ser estabelecido, porém com menor volume de dados quando comparado à transmissão de todas às medidas para a abordagem centralizada.

Tabela 3 – Requisitos computacionais aferidos durante a simulação.

| Indicador Computacional | Abordagem Centralizada | Estimador Multiárea | | |
|--------------------------------------|------------------------|---------------------|---------------|-----------------|
| | | Subestação | Rede Primária | Rede Secundária |
| Quantidade de Variáveis de Estado | 1680 | 48 (1 área) | 780 (8 áreas) | 1032 (12 áreas) |
| Tempo de Processamento por área (s) | ~ 620 | < 0,015 | < 0,172 | < 1,34 |
| Volume de Dados (kB) | 103,0 | 6,2 | 38,4 | 61,0 |
| Uso de Memória (MB) | 168,4 | 0,5 | 1,1 | 5,2 |
| Intercâmbio entre Processadores (kB) | - | 0,5 | 3,7 | 3,1 |

3.2 ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS PARA UM SISTEMA REAL DE DISTRIBUIÇÃO DE LARGA ESCALA

Finalmente, com os resultados obtidos através do sistema de teste, foram estimadas especificações técnicas para aplicação do processo de estimação de estado em uma rede real de larga escala de distribuição dentro da realidade brasileira. O SD de larga escala corresponde à cidade de Londrina/PR e possui 36.851 barras, 3.289 chaves normalmente fechadas, 391 chaves normalmente abertas, 7 subestações, 73 alimentadores e mais de 235.000 consumidores alimentados por cerca de 3.765 transformadores de média para baixa tensão [2]. Com base nos resultados de simulação obtidos na rede de teste, podemos extrapolar requisitos mínimos para implementação computacional de um EEMA para monitoramento descentralizado deste SD.

Os gráficos a seguir apresentam a quantidade de variáveis de estado de cada área em cada um dos níveis do SD para aplicação do EEMA proposto. Nota-se um número alto de variáveis de estado nas áreas da rede primária. Apesar disso, o estimador proposto já apresenta desempenho computacional adequado para aplicações nas redes secundárias e subestação, vide o número médio de variáveis de estado ser próximo aos do sistema teste. Para aplicações nas áreas da rede primária, recomendam-se assim melhorias de desempenho computacional específicas. Isto pode ser obtido através de novos algoritmos de maior desempenho no estimador proposto, seja por métodos de esparsidade e implementações otimizadas ou pelo uso de estimadores específicos para redes de média tensão radiais como as abordagens baseadas em fluxos de corrente ao invés das tensões nodais como variáveis de estado [1,4]. Com estas informações, especificações técnicas podem ser levantadas para sistemas embarcados cujo objetivo seja o processamento de dados em tempo real num ambiente de redes inteligentes, conforme apresentado na Tabela 4, através de uma regressão linear com os requisitos observados no sistema teste e o tamanho das áreas na Figura 8. Note que o tempo computacional e requisitos de *hardware* certamente limitariam a aplicação de uma abordagem centralizada em redes maiores, típico de SDs reais.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

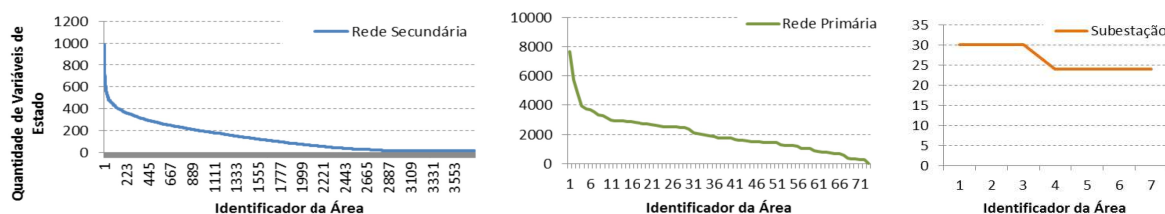


FIGURA 8 – Quantidade de variáveis de estado nas áreas do SD da cidade de Londrina para aplicação do EEMA.

Tabela 4 – Requisitos técnicos estimados para aplicação do EEMA em uma rede real brasileira.

| Indicador Computacional Estimado | Abordagem Centralizada | Estimador Multiárea | | |
|--------------------------------------|------------------------|---------------------|--------------------|----------------------|
| | | Subestações | Rede Primária | Rede Secundária |
| Quantidade de Variáveis de Estado | ~ 650.000 | 186 (7 áreas) | ~150000 (73 áreas) | ~500000 (3765 áreas) |
| Tempo de Processamento por área (s) | > 40.000 | ~ 0,015 | ~ 2000 | ~ 300 |
| Volume de Dados (kB) | > 4.400,0 | ~ 6,2 | ~ 350,0 | ~ 90,0 |
| Uso de Memória (MB) | > 10.000,0 | ~ 0,5 | ~800,0 | ~ 100,0 |
| Intercâmbio entre Processadores (kB) | - | ~ 0,5 | ~ 40,0 | ~ 8,0 |

4.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma abordagem de monitoramento em tempo real descentralizada para redes de distribuição de energia elétrica baseada em estimação de estado multiárea. O EEMA proposto se baseia: na decomposição da rede de distribuição em áreas seguindo a separação natural em subestação, rede primária e rede secundária; em um Estágio de Estimação Local numericamente eficiente e especializado em redes trifásicas e desbalanceadas; e em um Estágio de Coordenação para compartilhar as variáveis de estado de fronteira entre áreas distintas. A abordagem proposta obteve precisão similar à uma abordagem centralizada de estimação de estado e apresentou um ganho de desempenho computacional (tanto em tempo de processamento quanto em requisitos de *hardware*). Com isto é possível reduzir a quantidade e volume de dados sendo trafegados e processados em tempo real nos centros de operação. Além disto possibilita a proposição de sistemas embarcados dotados de ferramentas automatizadas próximos das unidades consumidoras, assim com tempo de resposta mais rápidos, visto que as informações de medidores inteligentes podem ser processadas localmente em tempo real.

Vale destacar que o EEMA desenvolvido é capaz de analisar redes de distribuição de alta complexidade operacional, lidando com redes trifásicas, desbalanceadas, com presença de malhas, partindo desde a subestação até a rede secundária, considerando diferentes tipos de equipamentos e ligações assim como diferentes níveis de precisão para as medidas do sistema SCADA, pseudo-medidas e medidores inteligentes, sem necessidade de simplificações ou aproximações nos modelos matemáticos. Desta forma é uma ferramenta importante para aplicação nos centros de operação das distribuidoras de energia elétrica frente aos novos paradigmas e critérios de segurança das redes inteligentes. Em relação a trabalhos futuros, espera-se implementar melhorias computacionais através de métodos de tratamento da esparsidade e algoritmos especializados em SDs para aprimorar cada vez mais os requisitos computacionais de implementação do EEMA. Além disto deve ser investigado o desenvolvimento de abordagens de coordenação baseadas em Inferência Bayesiana para reduzir a quantidade de iterações de coordenação e intercâmbio entre as áreas.

5.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Universidade de São Paulo (USP), a COPEL Distribuição S/A e ao projeto P&D ANEEL PD 2866-0504/2018. Também agradecem às agências de fomento CAPES, CNPq (processo: 308297/2018-0) e FAPESP (processo nº 2016/19646-6 e 2018/00214-4). Vladimiro Miranda agradece também ao apoio da ERDF (COMPETE 2020 Programme) e da FCT (project. POCI-01-0145-FEDER-016731 INFUSE).

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Primadianto and C. Lu, "A Review on Distribution System State Estimation", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 32, no.5, Sept. 2017
- [2] J.A.D. Massignan, J.B.A. London Jr., M. Bessani, C.D. Maciel, A.C.B. Delbem, M.H.M. Camillo, "In-Field Validation of a Real Time Monitoring Tool for Distribution Feeders", *IEEE Trans. Power Del.*, v. 33, n. 4, Aug. 2018.

- [3] F. Ahmad, et al. "Distribution system state estimation-A step towards smart grid", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, n. April 2017, p. 2659–2671, 2018.
- [4] A. Maitra, et al. "Microgrid controllers : Expanding their role and evaluating their performance", *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 15, n. 4, July 2017
- [5] A. Gomez-Exposito, et al. "A taxonomy of multi-area state estimation methods", *Electric Power Systems Research*, v. 81, 2011
- [6] L. A. Garcia, S. Grenard, "Scalable distribution state estimation approach for Distribution Management Systems." Em: 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe). Manchester, Inglaterra, 2011. p. 1–6.
- [7] N. Nusrat, et al. "An Overlapping Zone-Based State Estimation Method for Distribution Systems." *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 4, p. 2126–2133, 2015.
- [8] M. Pau, et al. "An Efficient and Accurate Solution for Distribution System State Estimation with Multiarea Architecture", *IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement*, v. 66, n. 5, 2017
- [9] C. Muscas, M. Pau, P. A. Pegoraro, S. Sulis, F. Ponci and A. Monti, "Multiarea Distribution System State Estimation," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 64, no. 5, pp. 1140-1148, May 2015
- [10] F. Ni, P.H. Nguyen, J.F.G. Cobben, H.E. Van den Brom, D. Zhao, "Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 98, 2018, p. 463-473.
- [11] M. Pau, et al., "Design and Accuracy Analysis of Multilevel State Estimation Based on Smart Metering Infrastructure," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. PP, n. 99, 2019.
- [12] R. M. Gonzaga, J. A. D. Massignan, C. D. Maciel, J. B. A. London, R. M. A. de Almeida and M. H. M. Camillo, "An Embedded State Estimator for Reducing Data Volume and Processing in Smart Grids Monitoring," Em: Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS), Brasília, 2018, pp. 1-5.
- [13] G. G. Korres, "A distributed multiarea state estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 1, p. 73–84, Feb 2011.
- [14] N. J. Higham, "Accuracy and Stability of Numerical Algorithms", 2nd ed. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2002.
- [15] C. A. Fantin "Metodologia para estimação de estado trifásica em sistemas de distribuição incorporando medidas SCADA, virtuais, pseudo-medidas e medidas fasoriais sincronizadas" Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2016..
- [16] IEEE, "IEEE Test Feeders." [Online]. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>. [09-Apr-2019].

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Julio Augusto Druzina Massignan possui graduação em Engenharia Elétrica (2011) e Mestrado em Engenharia Elétrica (2016) pela Universidade de São Paulo. Atualmente é aluno de Doutorado na mesma Universidade realizando estágio em pesquisa junto ao INESC TEC em Portugal. Tem experiência e interesse de pesquisa em: otimização em sistemas elétricos de potência, operação em tempo real de redes elétricas, redes inteligentes, impacto de geração distribuída em redes elétricas, aplicações de ciências dos dados em redes de distribuição.

João Bosco Augusto London Junior possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Mato Grosso (1993), Mestrado em Engenharia Elétrica (1997) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2000). Atualmente é Professor Associado (MS5) do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP. Tem experiência nos seguintes temas: modelagem em tempo real de sistemas elétricos de potência, reconfiguração de redes para tratamento de problemas em sistemas de distribuição de energia elétrica e técnicas de esparsidade aplicadas à análise matricial de sistemas elétricos de potência.

Marcos Henrique Marçal Camillo possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Londrina (2003) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2013). Atualmente é Engenheiro Eletricista Sênior - Copel Distribuição. Tem experiência nos seguintes temas: otimização de sistemas, sistemas de distribuição de grande porte e restabelecimento de energia.

Vladimiro Miranda é Doutorado em Engenharia Eletrotécnica (1982) pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal. É docente na FEUP desde 1980 e no momento Professor Catedrático. É



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3491
GDI/07

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

também membro do Conselho de Administração e pesquisador no Centro de Sistemas de Energia do INESC TEC Portugal. Atualmente, é Diretor Presidente do INESC P&D Brasil. A sua especialidade incide no planejamento e operação de sistemas de potência incluindo integração em larga escala de geração convencional e renovável e na abordagem de Inteligência Computacional na construção de modelos. É reconhecido como especialista mundial em Inteligência Computacional em Sistemas de Energia, tendo sido por esse motivo elevado ao grau de Fellow do IEEE (USA).