



Grupo de Estudo de Linhas de Transmissão-GLT

ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS ELÉTRICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO UTILIZANDO MEDIÇÕES SINCROFASORIAIS

LUCAS MEDEIROS MARINHO(1); ANTONIO CARLOS SIQUEIRA DE LIMA(2); RAFAEL DE OLIVEIRA FERNANDES(1);
ONS(1);UFRJ(2);

RESUMO

Este Informe Técnico apresenta a aplicação de um método para estimação de parâmetros de linhas de transmissão, utilizando medidas sincrofásoriais de PMU-*Phasor Measurement Unit*, tendo como objetivo fornecer subsídios para a implementação de aplicações de monitoramento em tempo real destes parâmetros.

Para a realização deste trabalho, foi formulado um problema prático de otimização não linear, com a função objetivo obtida através do algoritmo de mínimos quadrados, baseada na análise nodal da linha de transmissão, através da sua representação pelo modelo PI equivalente. As restrições impostas a este problema de otimização não-linear foram-condicionadas em relação aos parâmetros a serem estimados.

PALAVRAS-CHAVE

Medição sincrofásorial, Linhas de transmissão, Parâmetros elétricos, Otimização Não Linear

1 INTRODUÇÃO

Tradicionalmente, a obtenção de parâmetros de Linhas de Transmissão - LT é realizada com base na geometria da torre, dimensões dos condutores, flecha média, resistividade do solo, dentre outros. Algumas destas aproximações não levam em conta a grande variabilidade de fatores, como as mudanças nas condições climáticas ao longo do tempo (temperatura, velocidade e direção do vento, incidência de chuvas, etc.), variação das estruturas de torres ao longo do trecho da linha, e a variação dos parâmetros do solo ao longo do tempo (umidade) e ao longo do trecho (mudança do tipo de formação do solo).

Outra possibilidade de obtenção dos parâmetros de LT se dá através de ensaios a vazio e de curto-circuito, ensaios estes que fornecem um resultado mais preciso, contudo, demandam equipamentos específicos, equipe especializada e desligamentos da linha, fatores que têm um custo elevado para o proprietário do equipamento.

O conhecimento preciso destes parâmetros tem vital importância no planejamento, operação e pós-operação de sistemas elétricos de potência, como por exemplo, no ajuste de funções de proteção, localização de defeitos, estudos de curto-circuito e modelagem de fluxo de potência. Estudos recentes atribuem a estes parâmetros, o carregamento dinâmico de linhas de transmissão (DLR - *Dynamic Line Rating*) [CITATION Alv16 \l 1046].

O Brasil possui um dos sistemas elétricos mais complexos em operação no cenário internacional, com operação híbrida AC-DC, longos troncos de interligação e, recentemente, vem observando uma crescente conexão de fontes renováveis intermitentes. Tendo-se em vista a possibilidade de aplicação em larga escala do conceito de *Smart Grids*, onde busca-se uma otimização dos recursos disponíveis na rede elétrica, maior controlabilidade e

observabilidade da rede, e ainda, com a implantação do projeto do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores - SMSF no Sistema Interligado Nacional - SIN, sob responsabilidade do Operador Nacional do Sistema - ONS, aumenta-se a relevância e as possibilidades de manter um robusto modelo do sistema em operação.

Recentemente, a comunidade acadêmica vem conduzindo pesquisas para a obtenção dos parâmetros de linhas de transmissão utilizando-se medições sincrofasoriais [CITATION Zho15 \l 1046] - [CITATION Und16 \l 1046]. Um dos maiores desafios é identificar e lidar com os ruídos elétricos, assim como com os erros inerentes destas medições. Isto se deve ao fato de que a estimação destes parâmetros requer uma alta precisão dos dados sincrofasoriais, dado que pequenos erros em uma medição podem refletir em um grande erro na estimação dos parâmetros série de uma linha de transmissão [CITATION Sha18 \l 1046].

Neste contexto, este trabalho apresenta a implementação de uma metodologia [CITATION Zho15 \l 1046] para estimar os parâmetros de sequência de linhas de transmissão, a partir de valores reais de medição. O algoritmo implementado estima os parâmetros transversais e longitudinais de sequência de uma linha de transmissão.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O Sistema de Medição Sincrofasorial

A unidade de medição fasorial, chamada PMU, é a base do sistema de medição sincrofasorial, que recebe este nome por medir fasores sincronizados no tempo. Na Figura 1 tem-se a representação de um sistema de medição sincrofasorial, onde a PMU, após adquirir os dados fasoriais e utilizar um sistema de referência de tempo, por exemplo, o sistema norte-americano GPS - *Global Positioning System*, envia ao PDC - *Phasor Data Concentrator* os dados sincrofasoriais sincronizados. O PDC realiza o alinhamento dos sincrofasores para que as aplicações realizem o uso destes dados sincronizados. Há duas importantes características, dentre outras, a serem consideradas no projeto. A primeira sendo a latência do canal de comunicação e a segunda a necessidade de um sistema de sincronismo, assim como da qualidade do relógio do equipamento receptor do sinal de referência temporal do GPS, instalado na Subestação [CITATION Fer14 \l 1046].

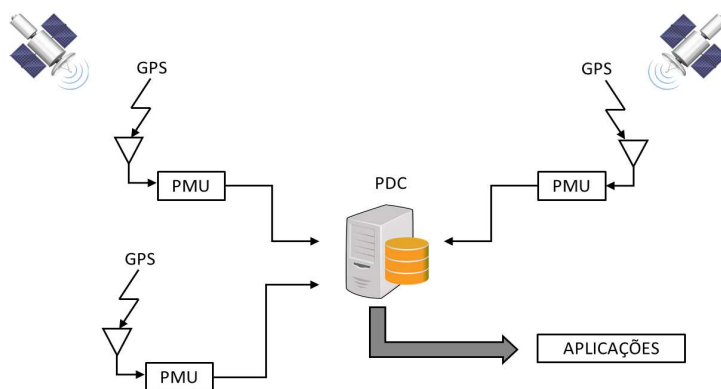


Figura 1 - Representação de um Sistema de Medição Sincrofasorial.

A sincronização de tempo é feita através de sinais emitidos pelo sistema de GPS, que fornece às PMU o instante de tempo exato em que deve ser feita a aquisição de dados de forma sincronizada. A partir dos dados amostrados, são calculadas as tensões e correntes de sequência positiva, por intermédio da Transformada Discreta de Fourier.

Estes fasores calculados são enviados através de canais de comunicação ao PDC, que reúne as medidas de fase e ângulo sincronizadas no tempo, possibilitando uma “fotografia” do estado do sistema, relativa a um instante de tempo bem próximo do estado real.

As PMU em operação no SIN, operando à uma taxa de exteriorização de até 60 frames por segundo, geram conjuntos de medidas a cada segundo. Cada um destes conjuntos contém medidas de módulo e ângulo das

tensões e correntes, e ainda, medidas de frequência e derivada da frequência. Estas medidas são armazenadas em base de dados e disponibilizadas dinamicamente, sendo possível acessar estas informações de forma próxima à situação em tempo real, tornando assim factível obter um estimador preciso dos parâmetros de uma linha que possua PMU instaladas em seus dois terminais.

2.2 O Modelo Teórico

A Figura 2 ilustra o modelo PI equivalente de uma LT trifásica, onde \bar{V}_{abc}^S , \bar{V}_{abc}^R , \bar{I}_{abc}^S e \bar{I}_{abc}^R representam os vetores das tensões e correntes trifásicas da fonte (sobrescrito S) e do receptor (sobrescrito R), enquanto Z_{abc} e Y_{abc} são as matrizes da impedância série e da admitância *shunt*, respectivamente.

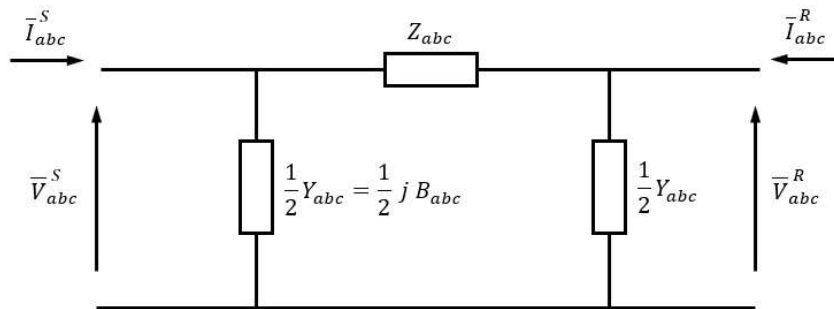


Figura 2 – Modelo PI equivalente para LT.

A partir da análise nodal dos elementos acima descritos, pode-se escrever as seguintes equações:

$$\bar{V}_{abc}^S - \bar{V}_{abc}^R = Z_{abc} \cdot \bar{I}_{abc}^S - j \frac{1}{2} Z_{abc} \cdot B_{abc} \cdot \bar{V}_{abc}^S \quad (1)$$

$$\bar{I}_{abc}^S + \bar{I}_{abc}^R = j \frac{1}{2} B_{abc} \cdot (\bar{V}_{abc}^S + \bar{V}_{abc}^R) \quad (2)$$

Sendo: B_{abc} a matriz de susceptância da linha, dada por $\Im(Y_{abc})$.

As tensões e correntes apresentadas nas Equações (1) e (2), são todas componentes de fase. Para transformar estas variáveis em componentes de sequência, aplica-se a matriz de transformação de componentes simétricas, definida por:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}, a = e^{j120^\circ} \quad (3)$$

A partir de (3), pode-se escrever as seguintes relações entre as componentes de fase e as componentes de sequência:

$$\bar{V}_{abc}^{S(R)} = A \cdot \bar{V}_{012}^{S(R)} \quad (4)$$

$$\bar{I}_{abc}^{S(R)} = A \cdot \bar{I}_{012}^{S(R)} \quad (5)$$

$$Z_{012} = A^{-1} \cdot Z_{abc} \cdot A \quad (6)$$

$$B_{012} = A^{-1} \cdot B_{abc} \cdot A \quad (7)$$

A fim de simplificar (1), define-se G_{abc} da seguinte maneira:

$$G_{abc} = Z_{abc} \cdot B_{abc} \quad (8)$$

sendo G_x um número complexo $G_x = S_x + T_x$, e $x = a, b, c, ab, bc, ac$.

Portanto, (1) pode ser reescrita como:

$$\bar{V}_{abc}^S - \bar{V}_{abc}^S = Z_{abc} \cdot \bar{I}_{abc}^S - j \frac{1}{2} G_{abc} \cdot \bar{V}_{abc}^S \quad (9)$$

Como Z_{abc} e B_{abc} são simétricas [CITATION Fuc79 \l 1046], a matriz G_{abc} também será simétrica.

Pode-se então reescrever (2) e (9) na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_a \\ \Delta V_b \\ \Delta V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_b & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a^S \\ I_b^S \\ I_c^S \end{bmatrix} - \frac{j}{2} \begin{bmatrix} G_a & G_{ab} & G_{ac} \\ G_{ab} & G_b & G_{bc} \\ G_{ac} & G_{bc} & G_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a^S \\ V_b^S \\ V_c^S \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$\begin{bmatrix} \Sigma I_a \\ \Sigma I_b \\ \Sigma I_c \end{bmatrix} = \frac{j}{2} \begin{bmatrix} B_a & B_{ab} & B_{ac} \\ B_{ab} & B_b & B_{bc} \\ B_{ac} & B_{bc} & B_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a^S \\ I_b^S \\ I_c^S \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Sigma V_a \\ \Sigma V_b \\ \Sigma V_c \end{bmatrix} \quad (11)$$

onde $\Delta V_x = V_x^S - V_x^R$, $\Sigma I_x = I_x^S + I_x^R$ e $\Sigma V_x = V_x^S + V_x^R$, com $x = a, b$ ou c .

Expandindo (10) e (11), tem-se 6 equações complexas:

$$\Delta V_a = Z_a \cdot I_a^S + Z_{ab} \cdot I_b^S + Z_{ac} \cdot I_c^S - j \frac{1}{2} (G_a \cdot V_a^S + G_{ab} \cdot V_b^S + G_{ac} \cdot V_c^S) \quad (12)$$

$$\Delta V_b = Z_{ab} \cdot I_a^S + Z_b \cdot I_b^S + Z_{bc} \cdot I_c^S - j \frac{1}{2} (G_{ab} \cdot V_a^S + G_b \cdot V_b^S + G_{bc} \cdot V_c^S) \quad (13)$$

$$\Delta V_c = Z_{ac} \cdot I_a^S + Z_{bc} \cdot I_b^S + Z_c \cdot I_c^S - j \frac{1}{2} (G_{ac} \cdot V_a^S + G_{bc} \cdot V_b^S + G_c \cdot V_c^S) \quad (14)$$

$$\Sigma I_a = j \frac{1}{2} (B_a \cdot \Sigma V_a + B_{ab} \cdot \Sigma V_b + B_{ac} \cdot \Sigma V_c) \quad (15)$$

$$\Sigma I_b = j \frac{1}{2} (B_{ab} \cdot \Sigma V_a + B_b \cdot \Sigma V_b + B_{bc} \cdot \Sigma V_c) \quad (16)$$

$$\Sigma I_c = j \frac{1}{2} (B_{ac} \cdot \Sigma V_a + B_{bc} \cdot \Sigma V_b + B_c \cdot \Sigma V_c) \quad (17)$$

Estas 6 equações complexas são expandidas em 12 equações reais, a fim de se obter uma estimativa das impedâncias. A partir destas equações reais, é formulado o problema de otimização não-linear para a estimação dos parâmetros de sequência da LT.

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

3.1 A Função Objetivo

Define-se \hat{X} como sendo o vetor que contém as medidas sincrofasoriais, da seguinte forma:

$$\bar{X} = [x_1, x_2, \dots, x_{24}]^T = [\Re(V_a^S), \Im(V_a^S), \Re(V_b^S), \Im(V_b^S), \dots, \Re(V_a^R), \Im(V_a^R), \dots, \Re(I_a^S), \dots] \quad (18)$$

onde $\Re(\cdot)$ e $\Im(\cdot)$ são respectivamente as partes reais e imaginárias das tensões e correntes medidas.

O vetor β é o vetor a ser calculado, composto pelos parâmetros da linha:

$$\beta = [\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_{30}]^T = [R_a, S_a, X_a, T_a, \dots, R_{ab}, S_{ab}, X_{ab}, T_{ab}, \dots, T_{ac}, \dots, B_a, \dots, B_{at}] \quad (19)$$

A partir de (18), e com base nas Equações (12) a (17), pode-se ainda definir um vetor \hat{Z} , da seguinte forma:

$$\hat{Z} = [\Re(\Delta V_a), \Im(\Delta V_a), \dots, \Im(\Delta V_c), \Re(\Sigma I_a), \dots, \Im(\Sigma I_c)] = [x_1 - x_7, x_2 - x_8, x_3 - \dots] \quad (20)$$

Baseado em (19) e (20), tem-se um sistema linear do tipo $A \cdot x = b$:

$$Z = H \cdot \beta \quad (21)$$

sendo H uma matriz formada pelas 12 equações reais decorrentes da expansão das Equações (12) a (17) em equações reais. Desta forma, o erro entre o vetor Z e $H \cdot \beta$ representa a função objetivo a ser minimizada a fim de se obter a solução do problema, descrito da forma:

$$F_{OBJ} = H \cdot \beta - Z \quad (22)$$

3.2 Restrições

Como apresentado, a estimação de parâmetros é extremamente sensível a ruídos ou à erros, tanto na medição da PMU quanto na cadeia de medição [CITATION deB13 \ 1046]. A fim de melhorar a precisão do otimizador, foram definidas algumas restrições a serem impostas no problema de otimização.

A primeira restrição é baseada em (8), de onde pode-se escrever 12 relações de igualdade, como sendo:

$$\begin{aligned} \beta_2 &= \beta_1 \cdot \beta_{25} + \beta_{13} \cdot \beta_{28} + \beta_{21} \cdot \beta_{30} \\ \beta_4 &= \beta_{15} \cdot \beta_{28} + \beta_{25} \cdot \beta_3 + \beta_{23} \cdot \beta_{30} \\ \beta_6 &= \beta_{13} \cdot \beta_{28} + \beta_{17} \cdot \beta_{29} + \beta_{26} \cdot \beta_5 \\ \beta_8 &= \beta_{15} \cdot \beta_{28} + \beta_{19} \cdot \beta_{29} + \beta_{26} \cdot \beta_7 \\ \beta_{10} &= \beta_{17} \cdot \beta_{29} + \beta_{21} \cdot \beta_{30} + \beta_{27} \cdot \beta_9 \\ \beta_{12} &= \beta_{11} \cdot \beta_{27} + \beta_{19} \cdot \beta_{29} + \beta_{23} \cdot \beta_{30} \\ \beta_{14} &= \beta_{13} \cdot \beta_{26} + \beta_1 \cdot \beta_{28} + \beta_{21} \cdot \beta_{29} \\ \beta_{16} &= \beta_{15} \cdot \beta_{26} + \beta_{23} \cdot \beta_{29} + \beta_{28} \cdot \beta_3 \\ \beta_{18} &= \beta_{17} \cdot \beta_{27} + \beta_{13} \cdot \beta_{30} + \beta_{29} \cdot \beta_5 \end{aligned} \quad (23)$$

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

$$\beta_{22} = \beta_{21} \cdot \beta_{27} + \beta_{13} \cdot \beta_{29} + \beta_1 \cdot \beta_{30}$$

$$\beta_{24} = \beta_{23} \cdot \beta_{27} + \beta_{15} \cdot \beta_{29} + \beta_3 \cdot \beta_{30}$$

A fim de simplificar (23), escreve-se estas 12 relações como sendo apenas uma relação de igualdade, representada por uma condição restrição em função de β :

$$f_i(\beta) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, 12 \quad (24)$$

Para definir a segunda restrição, foram utilizados os valores dos parâmetros elétricos que constam na base de dados do ONS, representada pelo sobrescrito (BDT).

Devido às diversas aproximações utilizadas no cálculo teórico destes valores, e ainda, à fatores externos (temperatura, solo, flecha, dentre outros), é possível dizer que os parâmetros estimados ficarão em uma certa faixa de erro, tomando como referência os valores calculados. Sendo assim, é possível dizer que esta faixa de erro é conforme as restrições apresentadas abaixo:

$$\begin{aligned} \alpha_R & -\dot{\iota} \leq \frac{\beta_1}{R_a^{BDT}} \leq \alpha_R^{+\dot{\iota}} \dot{\iota} \\ \alpha_S & -\dot{\iota} \leq \frac{\beta_2}{S_a^{BDT}} \leq \alpha_S^{+\dot{\iota}} \dot{\iota} \\ & \vdots \\ \alpha_B & -\dot{\iota} \leq \frac{\beta_{30}}{B_{ac}^{BDT}} \leq \alpha_B^{+\dot{\iota}} \dot{\iota} \end{aligned} \quad (25)$$

onde α_i , com $i = R, S, X, T, B$ são constantes que definem a faixa de erro para os parâmetros estimados. Os sobrescritos + e - indicam os limites superior e inferior, respectivamente, para esta faixa de erro. Não se faz necessário que se definam condições de restrição deste tipo para todos os parâmetros da LT, pois alguns valores de referência podem não estar disponíveis. Contudo, os resultados serão melhores caso seja possível a inclusão de um número maior de inequações de desigualdade inerentes a este problema de otimização não-linear.

Para simplificar (25), escreve-se este conjunto de restrições conforme abaixo:

$$\alpha_j \quad -\dot{\iota} \leq \frac{\beta_j}{BDT_j} \leq \alpha_j^{-i=j=1,2,3,\dots,i} \dot{\iota} \quad (26)$$

Por fim, sabe-se que, para linhas de transmissão, usualmente os valores de resistência são muito menores que os valores de reatância. Sendo assim, pode-se escrever:

$$\begin{aligned} R_a & \leq X_a \rightarrow \beta_1 \leq \beta_3 \\ R_b & \leq X_b \rightarrow \beta_5 \leq \beta_7 \\ R_c & \leq X_c \rightarrow \beta_{11} \leq \beta_9 \\ R_{ab} & \leq X_{ab} \rightarrow \beta_{13} \leq \beta_{15} \\ R_{bc} & \leq X_{bc} \rightarrow \beta_{17} \leq \beta_{19} \\ R_{ac} & \leq X_{ac} \rightarrow \beta_{21} \leq \beta_{23} \end{aligned} \quad (27)$$

Da mesma forma, pode-se simplificar (27) da seguinte forma:

$$h_i(\beta) \leq 0 \quad i=1, 2, \dots, 6 \quad (28)$$

Definida a função objetivo e as condições de restrições, passa-se a solução de um problema de otimização não-linear.

3.3 Solução do problema de otimização

O problema de estimação dos parâmetros pode ser formulado como sendo um problema de otimização não linear, sujeito a restrições de igualdade e desigualdade, onde a função objetivo pode ser obtida através do algoritmo de mínimos quadrados, como abaixo:

$$\min_{\beta} \|H \cdot \beta - Z\|_2^2 \quad (29)$$

com as seguintes restrições:

$$\begin{aligned} f_i(\beta) &= 0 \quad i=1, 2, \dots, 12 \\ h_i(\beta) &\leq 0 \quad i=1, 2, \dots, 6 \\ \alpha_j &= \frac{\beta_j}{BDT_j} \leq \alpha_j^{-i} \quad i=1, 2, 3, \dots, 30, i \neq j \end{aligned} \quad (30)$$

onde $\|\cdot\|_2^2$ representa o quadrado da norma euclidiana do vetor correspondente.

Para a solução deste problema, utilizou-se a função *Minimize* do software *Mathematica*, garantindo, dessa forma, que o valor encontrado representa a condição de otimalidade de ponto de mínimo global da função objetivo [CITATION Wo103 \l 1046]. Uma vez calculado o vetor β , pode-se calcular os valores dos parâmetros de sequência por meio de (6) e (7).

4 RESULTADOS OBTIDOS

O circuito analisado neste trabalho compõe uma linha de transmissão a dois circuitos, localizada na interligação Sul-Sudeste do SIN, com nível de tensão de 525 kV e com 122 km de extensão. Os dados de entrada, representados pelo vetor \hat{X} (18), foram obtidos a partir de PMU instaladas nas subestações terminais desta linha. Os dados foram extraídos do PDC do ONS, referentes ao dia 02/04/2019, no intervalo de tempo compreendido entre 06:00:00 h e 06:59:59 h (horário local de Brasília), a uma taxa de exteriorização de 10 fasores por segundo. A Figura 3 representa o circuito analisado:

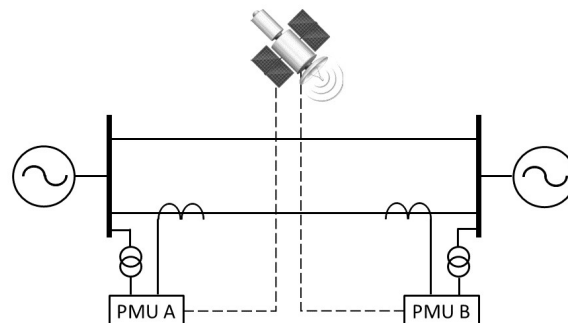


Figura 3 - Representação do circuito analisado.

Os parâmetros estimados através de (29), (30), (6) e (7) são apresentados ao longo do tempo, na cor azul, nas Figura 4 a Figura 7 a seguir, juntamente com os resultados do programa implementado em código C# no

OpenPDC do ONS [CITATION Fer14 \l 1046], o qual estima somente os parâmetros de sequência positiva. Para fins de comparação, adotou-se os valores da BDT como referência.

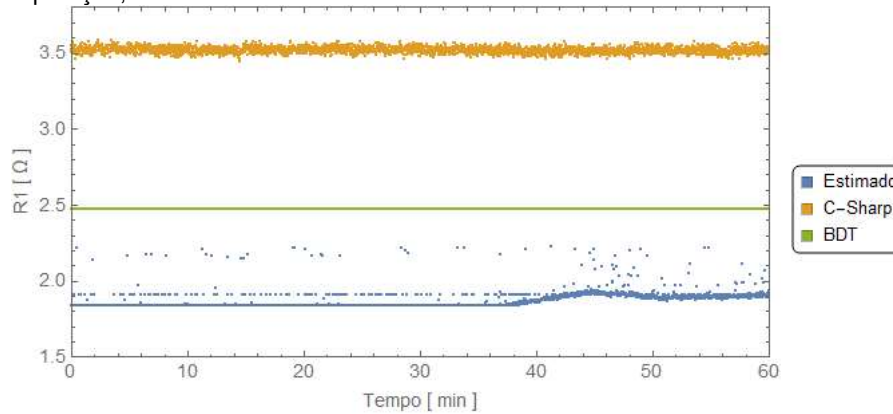


Figura 4 - Valores estimados para resistência de sequência positiva.

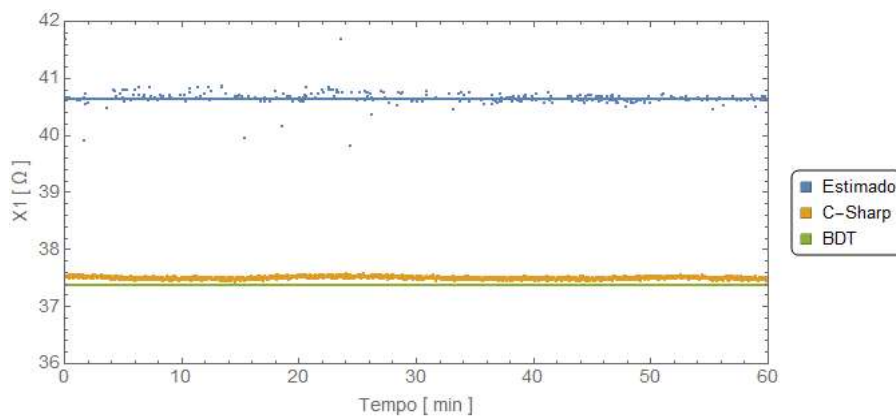


Figura 5 - Valores estimados para reatância de sequência positiva.

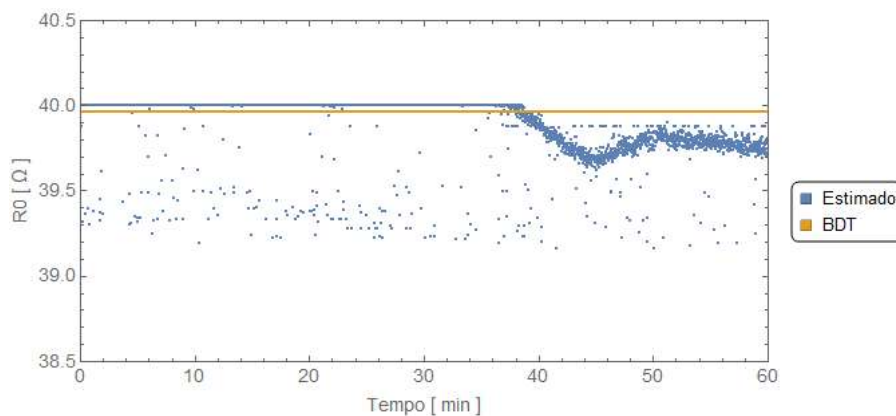


Figura 6 - Valores estimados para resistência de sequência zero.

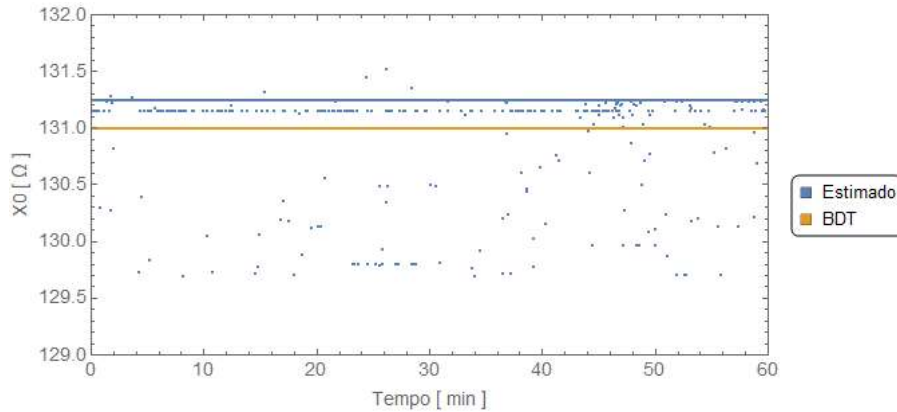


Figura 7 - Valores estimados para reatância de sequência zero.

Tabela 1 – Comparação entre os valores estimados e da BDT.

Parâmetro	Valor BDT (Ω)	Valor Estimado (Ω)	Discrepância
R_1	2.47342	1.90595	-22.9428 %
X_1	37.3796	40.6262	8.6856 %
R_0	39.9596	39.8797	0.2 %
X_0	130.989	131.143	0.1176 %
Z_1	37.4613 \angle 86.2142°	40.6709 \angle 87.314°	8.5677 %
Z_0	136.949 \angle 73.0351°	137.073 \angle 73.0859°	0.1 %

5 ANÁLISES PRELIMINARES

Conforme apresentado no item 4, as diferenças nos resultados observadas dos parâmetros de sequência positiva devem ser melhor analisados por apresentarem valores significativos. Tanto o cálculo teórico, quanto a estimação aqui apresentada, contam com incertezas e aproximações.

Algumas destas aproximações são referentes aos dados de projeto, como resistividade do solo, comprimento dos condutores, altura da torre, valor de flecha, dentre outros. São variáveis que não se mantêm fixas ao longo de todo o trecho, e que mesmo representando uma pequena variação, são fatores que podem contribuir para a diferença encontrada.

No modelo teórico, apresentado no item 2.2, não estão considerados os efeitos de indução dos cabos para-raios. Estima-se que este efeito represente uma diferença de aproximadamente 2.5% nos valores de resistência de sequência positiva.

Outro fator a ser considerado é a temperatura dos de operação dos sub-condutores, juntamente com as condições climáticas na região ao longo da linha. Estima-se, para dados típicos de condutores de alumínio, uma variação de 0,4% no valor da resistência de sequência positiva, para cada 1°C de variação na temperatura do condutor.

A precisão de erro das PMU, como *Total Vector Error* – TVE, é outro fator a ser observado. De acordo com [CITATION IEE11 \l 1046], define-se um TVE máximo de 1%, sendo que este erro é representado somente pelo erro do módulo e da fase do fasor. Por exemplo, se o fasor não apresentar erro na fase, ele poderá apresentar um erro máximo máximo na magnitude de até 1%. Já se o fasor não apresentar um erro na magnitude, ele poderá apresentar um erro de até 0.57° na fase ou 26 μ s com base no tempo, tendo-se, então, o sistema de sincronismo de tempo um papel muito importante no cômputo final da estimação do sincrofasor.

Conforme [CITATION Elm06 \l 1046], os erros mais significativos na medição de sincrofasores são provenientes dos transformadores de instrumentos, e ainda, conforme [CITATION deB13 \l 1046], mesmo um TC estando dentro de sua classe de exatidão, o mesmo pode apresentar valores de TVE bem superiores ao que determina [CITATION IEE11 \l 1046]. Sendo assim, outro ponto chave nesta discussão é a classe de exatidão dos transformadores de instrumento utilizados na medição sincrofasorial. A norma que especifica TC para fins de proteção [CITATION ABN15 \l 1046], não especifica um erro máximo na medida do ângulo de fase, ângulo este que é de vital importância para todo o SMSF. Tomando por exemplo o cálculo da impedância, conforme abaixo:

$$Z = \frac{|V|}{|I|} \cos(\theta_v - \theta_i) + j \frac{|V|}{|I|} \operatorname{sen}(\theta_v - \theta_i). \quad (31)$$

Observa-se que erros consideráveis nos ângulos influenciam diretamente os valores de impedância [CITATION Fer14 \l 1046] [CITATION Sha18 \l 1046].

6 CONCLUSÕES

A estimação de parâmetros de linha através de medições sincrofasoriais tem potencial aplicabilidade no setor elétrico, por intermédio de aplicações em tempo real e também em estudos de planejamento e pós-operação. Os valores obtidos neste trabalho apresentaram uma boa precisão para os parâmetros de sequência zero quando comparados aos valores que constam na base de dados. Já no caso dos parâmetros de sequência positiva, cabe uma maior investigação da influência real dos fatores aqui apontados como possíveis fontes de erro nas medições, e conseqüentemente nos valores estimados.

O método apresentado neste trabalho pode ser utilizado não só para linhas de transmissão, mas também para outros equipamentos elétricos, sendo necessário que haja PMU em cada um dos dois terminais, e um modelo preciso e adequado destes equipamentos.

Cabe ressaltar a importância do canal de medição para a exatidão das medidas das PMU. As possibilidades de aplicação das PMU são diversas, porém, faz-se necessário uma avaliação de toda a infraestrutura de comunicação, bem como do sistema de sincronismo disponível, necessários para que este equipamento não seja utilizado de forma errônea, ou até mesmo subutilizado.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. L. Alvarez, J. A. Rosero, F. F. d. Silva, C. L. Bak e E. E. Mombello, "Dynamic Line Rating - Technologies and Challenges of PMU on Overhead Lines: A Survey," em *51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Coimbra, Portugal, 2016.
- [2] H. Zhou, X. Zhao, D. Shi, H. Zhao e C. Jing, "Calculating Sequence Impedances of Transmission Line Using PMU Measurements," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2015.
- [3] R. Fernandes, C. A. F. Castelli e N. Ortiz, "ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO ATRAVÉS DA MEDIÇÃO EM TEMPO REAL COM O USO DE PMU'S," *XII STPC - SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE*, 16 a 19 novembro 2014.
- [4] D. C. Queiroz, C. S. Pereira e F. B. Resende, "ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS DE SEQUÊNCIA DE UMA REDE ELÉTRICA ATRAVÉS DA MEDIÇÃO DOS VALORES DE TENÃO E CORRENTE," *DECIMO SEPTIMO ENCUENTRO REGIONAL DE IBEROAMERICANO DE CIGRE*, 21 al 25 mayo 2017.
- [5] S. V. Unde e S. S. Dambhare, "Double Circuit Transmission Line Parameter Estimation Using PMU," *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, pp. 1-4, 2016.
- [6] R. S. Shankar, S. Cobben e M. Gibescu, "Assessment of Errors in the Measurement Chain of Distribution Grids for Feasibility Study of a PMU Application," *2018 First International Colloquium on Smart Grid Metrology (SmaGriMet)*, pp. 1-5, 2018.
- [7] R. D. Fuchs, *Transmissão de Energia Elétrica - Linhas Aéreas*, 1979.
- [8] L. C. G. de Brito, J. E. d. R. Alves Junior e G. N. Taranto, "Análise dos Erros dos Transformadores de Corrente na Exatidão dos Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores," *XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 13 a 16 outubro 2013.
- [9] S. Wolfram, *The Mathematica Book 5th Edition*, Wolfram Media, 2003.

- [10] IEEE, *C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*, 2011.
- [11] P. Elmo, "Practical Considerations for Implementing Wide Area Monitoring, Protection and Control," em *59th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2006.
- [12] ABNT, *NBR 6856 Transformador de Corrente - Especificação e Ensaios*, 2015.

8 DADOS BIOGRÁFICOS



Lucas Medeiros Marinho, graduado em 2017 Bacharel em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ; aluno de mestrado do Programa de Engenharia Elétrica do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia – COPPE/UFRJ. Trabalha atualmente na Gerência de Proteção e Controle – EGP, do Operador Nacional do Sistema – ONS.



Antonio Carlos Siqueira de Lima, nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, em 1971. Recebeu os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ, em 1997, e 1999, respectivamente. Em 1998, foi Visiting Scholar no Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade de British Columbia, Vancouver, BC, Canadá. De 2000 a 2002, esteve no Operador Nacional do Sistema-ONS, trabalhando com estudos de transitórios eletromagnéticos na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Atualmente é professor associado do Departamento de Engenharia Elétrica, UFRJ.



Rafael de Oliveira Fernandes, Engenheiro Eletricista com ênfase em Sistemas de Potência, graduado pela Universidade Federal de Itajubá/MG e Mestre em Sistemas de Potência pela Unicamp, na área de estabilidade transitória, com aplicação envolvendo medição sincronizada de fasores. Doutorando na Unicamp, na área de transitórios eletromagnéticos / fasores dinâmicos. Possui experiência nas áreas de aplicação de proteção elétrica, estudos elétricos de proteção e medição fasorial. Atualmente é Engenheiro Sênior no operador nacional do sistema elétrico – ONS, membro da comissão de estudos da IEC TC95-MT04 do GO15 (C2TF4), do Cigré-B5 e do WGB5.62.