

Estimating the Parameters of the Model of a Power Line by Using a Pair of Phasor Measurement Units

Author

Artur Pasierbek

Keywords

estimating the parameters of the model of a power line, application of phasor measurement units, a three-phase model of a power line

Abstract

The paper describes a method for estimating the parameters of the model of a power line by using a pair of phasor measurement units, developed by the author. It describes a three-phase model of a power system element, a derivative of the single-phase model commonly used in power flow estimation applications. The model being proposed describes – independently for each phase – parameters such as shunt self-admittance, shunt trans-admittance and series admittance.

By using measurements obtained from a pair on phasor measurement units installed on both ends of a power line, all parameters of the model being described can be estimated.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013111

1. Introduction

The continuous and rapid development of technologies used in the construction of electronic devices observed in recent years (increased functionality and reduced production costs), including electronic measurement instruments, creates new opportunities to obtain information about the world around us. Consequently, this leads to the improvement of existing reality-describing models or the creation of new ones. For an electrician, one of the fundamental concepts is the electrical circuit. The primary objective in the analyses of electric circuits is to expand the knowledge about phenomena occurring in them. Circuit analysis may include testing steady and transient states, and concern current, voltage and power distribution, and more. Tests may also be used to estimate model parameters describing a selected physical phenomenon. A special type of electric circuit is the power line. It is the main component of power systems designed for the transmission of electricity (often over very large distances). In order to ensure proper functioning of the power line, it is necessary to continuously monitor its condition. This is achieved by measurement and control equipment installed in the system, as well as by automated safety systems. Since 1992, under the direction of Professor Vasanta Phadke, works have been carried out on a new device that would increase the capacity of measurement and control equipment. The works bore fruit in the development of a PMU [1] (phasor measurement unit), which is an electronic device that provides information about the phasor voltage and current, as well as about the time in which the measurement of the quantities took place. The new functionalities offered by the PMU [2] encourage investment in this solution; however, the necessary and large financial outlays resulting from the number of equipment pieces that need to be

installed, and the price for a single unit, make the implementation difficult. This situation is typical, because very often when a new technical solution is marketed, its dissemination is delayed for financial reasons. However, one can safely assume that in the future all the key elements of a system will be equipped with a PMU. This in turn leads to the conclusion that it is worthwhile conducting research aimed at improving efficiency in available devices. One possible way to achieve this is to use the PMU to determine the parameters of a power line, and then use them, for example, in the process of power distribution optimisation in a power system and in other related fields.

2. Line model

Depending on the designation of the power line, modelling can be done in numerous ways. Representation of the actual power line using a substitute diagram forces simplifications. For example, in order to calculate the power distribution (also distribution optimization) Π model is commonly used, assuming a full symmetry of all phases [3]. This approach greatly simplifies the calculations, since a three-phase system is reduced to a single-phase system. The assumption of full symmetry for practical purposes does not allow the consideration of the actual line asymmetry, whose main reason is the line capacity, strongly dependent on the orientation of conductors against one another and the earth. The study analyses a three-phase network model, (Fig. 1) with linear elements in the steady state. This assumption eliminates the need for differential equations and enables a description with a system of algebraic equations, showing relationships between the currents and voltages in different parts of the network, according to Ohm's and Kirchhoff's

laws. The author suggested using a model that would take into consideration coefficients of admittance, trans-admittances (transverse) and longitudinal admittances. Transverse admittance may be interpreted as elements that produce power losses resulting from the connection of the line to a voltage source. These losses do not depend on the load, only on the line configuration and weather conditions (corona effect). Longitudinal admittance symbolizes power losses due to the current distribution (power transmission). These losses depend on the rms value. The current distribution causes heating of conductors, which on hot days can lead to a reduction in the line capacity and adversely increases the conductor sag.

3. Description of the problem

In eight cases the failure was due to electrical damage in the area of Polish coastline, caused by disturbances in the northern part of the Polish Power System (400 kV and 110 kV).

The surges in the Polish Power System and sudden disconnections causing current reduction to zero in a very short time were a direct cause of the damage. The direction of transmitted energy played a significant role and only when the energy was transmitted to Poland (converter operates as the inverter) was the return cable damaged. However, when transmitting energy from Poland (converter operates as the rectifier), such a disturbance was also sensed in the link (registered at the DC station) to some degree, but never caused damage to the cable [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8] The case described above corresponds to a typical open ended long line, as shown in the form of a simplified electrical diagram in Fig. 1. The phenomenon reflects the energy conservation law; before the damage the return cable's static voltage is low and reaches a maximum of 2.52 kV (at the current of 1330 A).

After the converter is locked all magnetic energy stored in the return cable changes into electrical power forming a surge wave (impulse) at the cable end. The surge wave travels along the cable and at the point of the changed wave resistance (connection point of return cables) springs back causing its enlargement propagated in the marine part near the seashore. Voltage of such a magnitude causes damage to the cable insulation. The return cables at the Swedish side were completely protected against the effects of electrical hazards, thanks to the earthing of the cable conductor at that end.

$$\begin{aligned}
 I_A &= I_{A0} + I_{AB} - I_{AC} + I_\alpha \\
 I_B &= I_{B0} + I_{BC} - I_{AB} + I_\beta \\
 I_C &= I_{C0} + I_{CA} - I_{BC} + I_\gamma \\
 I_a &= I_{a0} + I_{ab} - I_{ac} - I_\alpha \\
 I_b &= I_{b0} + I_{bc} - I_{ab} - I_\beta \\
 I_c &= I_{c0} + I_{ca} - I_{bc} - I_\gamma
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

where:

- I_A, I_B, I_C – phase currents at the initial line node
- I_a, I_b, I_c – phase currents at the terminal line node

I_{A0}, I_{B0}, I_{C0} – earth components of phase currents at the initial line node

I_{a0}, I_{b0}, I_{c0} – earth components of phase currents at the terminal line node

I_{AB}, I_{BC}, I_{CA} – inter-phase currents at the initial line node

I_{ab}, I_{bc}, I_{ca} – inter-phase currents at the terminal line node

$I_\alpha, I_\beta, I_\gamma$ – phase currents flowing from the initial to the terminal node.

Given that computer methods (numerical methods) will be used in the solution of the above system of equations, it is convenient to use a matrix form of this equation, represented by the formula marked with symbol (2). When analyzing the system of equations (1) or (2), it can be concluded that determining all the admittances requires knowledge of inter-phase currents and voltages, as well as of the potential of all the phase conductors against the earth. However, on the basis of PMU indications one can determine phase currents and inter-phase voltages, while it is not possible to determine conductor potentials against the ground. As a result, when trying to determine the admittances ($Y_{A0}, Y_{B0}, Y_{C0}, Y_{a0}, Y_{b0}, Y_{c0}$), a problem arises due to the existence of infinitely numerous sets of phase voltages (potentials), which, after being put together, will yield the set inter-phase (Fig. 2).

A similar problem occurs when trying to determine longitudinal admittances ($Y_\alpha, Y_\beta, Y_\gamma$), though remembering that an additional complication is the use of electrical value measurement data from two PMU installed at the line terminals, when measurements are made at different times. The differences must be compensated (one can use time markers from both data sets), so that the measurements can refer to the same points in time. If this operation is not performed or is performed incorrectly, the obtained results will be incorrect. Analysing formula (2), one can see another property that makes it difficult to obtain an unambiguous solution. The point is that it is an indeterminate system, which means that it has infinitely many solutions. In order to eliminate the ambiguity of solutions, it was assumed that a case is sought in which there is a full symmetry of phase voltages.

4. Algorithm

The structure of the algorithm proposed by the author is as follows:

- Step 0. Start the time measurement module
- Step 1. Initialise vector I with phase current values (model 2)
- Step 2. Calculate phase voltages for both line terminals
- Step 3. Initialize matrix V (model 2) with values calculated in the previous step
- Step 4. Solve equation 2 (you can use any method to solve indeterminate algebraic equations)
- Step 5. Exit time measurement
- Step 6. Compare the results with reference values. The main advantage of the algorithm is the lack of specific requirements concerning the starting point. The author did not carry out a mathematical proof of convergence of the presented algorithm, but correct results were obtained for all the test cases.

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A & 0 & 0 & V_A - V_B & 0 & V_A - V_C & V_A - V_a & 0 & 0 \\ 0 & V_B & 0 & V_B - V_A & V_B - V_C & 0 & 0 & V_B - V_b & 0 \\ 0 & 0 & V_C & 0 & V_C - V_B & V_C - V_A & 0 & 0 & V_C - V_c \\ V_a & 0 & 0 & V_a - V_b & 0 & V_a - V_c & V_a - V_A & 0 & 0 \\ 0 & V_b & 0 & V_b - V_a & V_b - V_c & 0 & 0 & V_b - V_B & 0 \\ 0 & 0 & V_c & 0 & V_c - V_b & V_c - V_a & 0 & 0 & V_c - V_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_B \\ Y_C \\ Y_{AB} \\ Y_{BC} \\ Y_{CA} \\ Y_\alpha \\ Y_\beta \\ Y_\gamma \end{bmatrix} \quad (2)$$

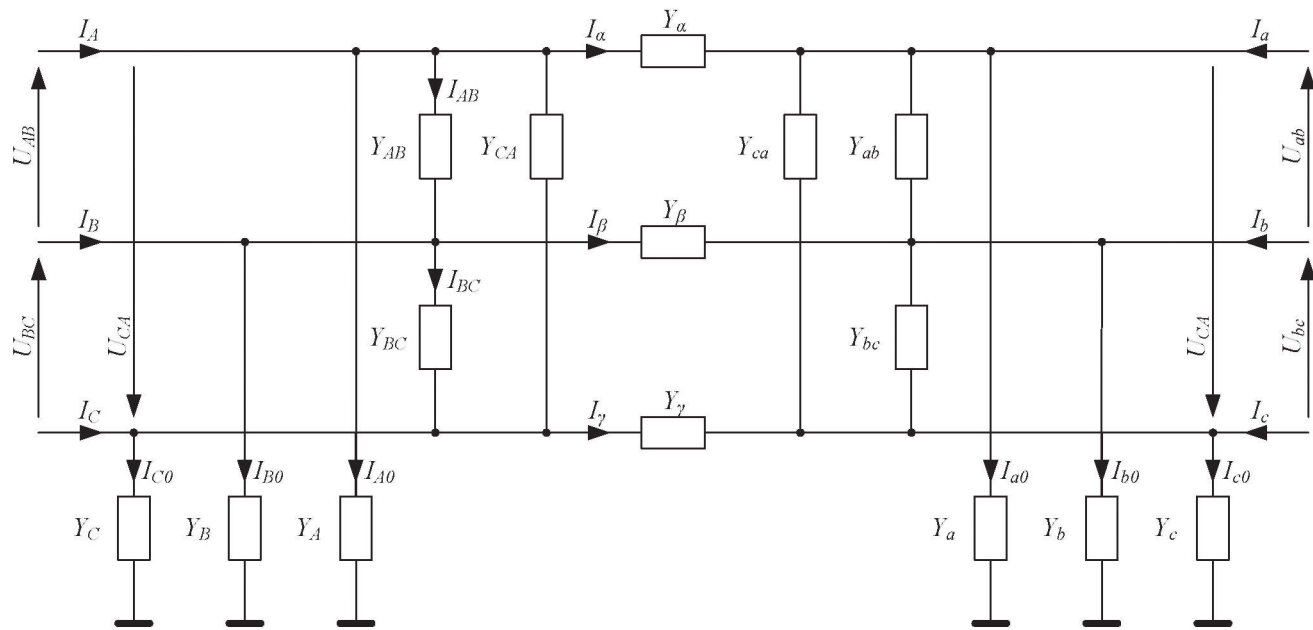


Fig. 1. Diagram showing the model of a three-phase power line discussed in the paper

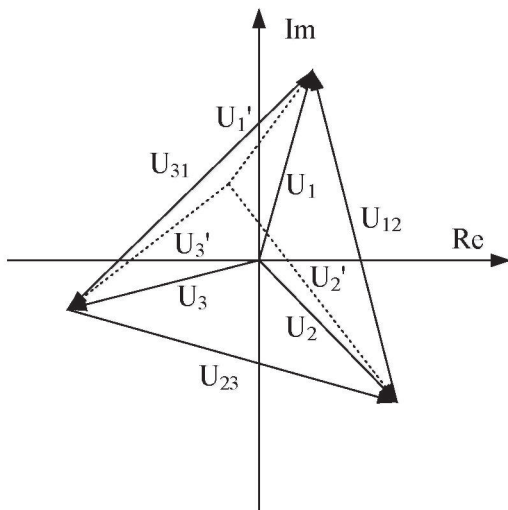


Fig. 2. Examples of two different phase voltage sets from which it is possible to obtain the same set of inter phase voltages discussed in the paper

Parameters used in the tests of measurement units are shown in Tab. 2. The calculations were performed on a computer with an Intel Core i7-860 2.8 GHz microprocessor, running 64-bit Windows 7. A compiler was used, integrated with Microsoft Visual Studio 2008.

The results were summarised and presented in tabular form (Tab. 1), and then subjected to verification, which consisted of two phases:

- automatic checking of expression norm $|VY-I|$
- comparison of obtained admittance results for a three-phase line model with the values established during the creation of test cases.

Parameter	Set Unit				Unit
	1	2	3	4	
Iteration number	13	10	11	14	—
Calculation time	0.35	0.32	0.33	0.37	ms
Max. relative error	0.1	0.5	0.6	0.2	%

Tab. 1. Calculation results

5. Numerical Experiment

During the tests, proprietary software was created using a part of the matrix computation library and the least square algorithm [4]. Several test cases were prepared to verify the concept.

Parameter	1	2	3	4	Unit
U_{AB}	1	1	1	1	V
φ_{AB}	0	0	0	0	°
U_{BC}	1	1	1.1	1.1	V
φ_{BC}	120	120	90	90	°
U_{CA}	1	1	0.9	0.9	V
φ_{CA}	-120	-120	-120	-120	°
U_{ab}	0.9	0.9	0.9	0.9	V
φ_{ab}	30	30	30	30	°
U_{bc}	0.9	0.9	0.9	0.9	V
φ_{bc}	150	150	150	150	°
U_{ca}	0.9	0.9	0.9	0.9	V
φ_{ca}	-90	-90	-90	-90	°
I_A	1	1	1	1	A
φ_A	0	0	0	0	°
I_B	1	1	1	1	A
φ_B	120	120	120	120	°

Tab. 2. Values of currents and voltages in test sets

- Set 1 was prepared in order to test the behaviour of the algorithm with a full symmetry of phase currents and inter-phase voltages present at both line terminals.
- Set 2 was prepared in order to test the behaviour of the algorithm, with an asymmetry of phase currents at one line terminal. Other parameters remain in full symmetry.
- Set 3 was prepared in order to test the behaviour of the algorithm, with an asymmetry of inter-phase voltages at one line terminal. Other parameters remain in full symmetry.
- Set 4 was prepared in order to test the behaviour of the algorithm, with an asymmetry of phase currents and inter-phase voltages at one line terminal. At the other line terminal, full symmetry was retained.

The input values presented in Tab. 2 for individual test sets were adopted arbitrarily. The data presented represents only a small portion of tests carried out by the author who devised his own software and developed the algorithm.

6. Conclusions

In the result of the experiment, it was found that the proposed algorithm determining parameters in a linear power line model functions properly. All the tested cases showed no sensitivity to parameters of the iterative process.

In order for the algorithm to function properly, it is required to assume that transverse admittance at the line beginning and terminal (independently for each phase) has the same value. Symmetry is not required in longitudinal and transverse admittance for all phases.

The calculation step in which phase voltages were determined (based on inter-phase voltages) requires the assumption that the solution will fulfill the conditions of symmetry for these voltages. If synchrophasors are installed at both line ends, the determination of model parameters using the proposed method does not require additional funding. The delivery time of measurement results does not affect the correctness and accuracy of the calculations, which allows the use of the Internet to transmit the input data. The determination of parameters and updating them as the weather and load line changes will enable a reliable simulation of different system conditions. It may allow a more efficient use of the resources offered by transmission lines. The developed algorithm and the numerical experiment is a stage preceding the calculation of data obtained from synchrophasors installed in the system.

REFERENCES

1. C37.118-2005 IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Explore 2006.
2. Habibi-Ashraf F. i in., Phasors Point the Way, Transmission & Distribution World, January 2011.
3. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych [The analysis of power systems], Warsaw 1996.
4. Baron B., Pasierbek A., Maciążek M., Algorytmy numeryczne w Delphi – Księga eksperta [Numerical algorithms in Delphi – An Expert Book], Gliwice 2006.

Artur Pasierbek

Silesian University of Technology
 e-mail: artur.pasierbek@polsl.pl

Obtained his doctoral degree at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology (2003). Currently employed as a lecturer at the Institute of Electrical and Computer Engineering, the Silesian University of Technology. He is the author and co-author of several dozen articles and scientific and research papers.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 125–128. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wyznaczanie parametrów modelu linii przesyłowej na podstawie wskazań dwóch synchronofazorów

Autor

Artur Pasierbek

Słowa kluczowe

wyznaczanie parametrów modelu linii elektroenergetycznej, zastosowanie PMU, trójfazowy model linii elektroenergetycznej

Streszczenie

W publikacji zaprezentowano autorską metodę wyznaczania parametrów modelu linii elektroenergetycznej na podstawie wskazań dwóch urządzeń PMU (ang. *phasor measurement unit*). Autor zaproponował użycie trójfazowego modelu pojedynczego elementu SEE (system elektroenergetyczny) jako rozwinięcie powszechnie stosowanego w obliczeniach rozprywu mocy modelu jednofazowego. W modelu uwzględniono, niezależnie dla każdej fazy, takie elementy jak: admitancje poprzeczne własne i wzajemne (poprzeczne) oraz admitancje podłużne.

1. Wstęp

Obserwowany w ostatnich latach ciągły i szybki rozwój technologii budowy urządzeń elektronicznych (zwiększenie ich funkcjonalności oraz obniżanie kosztów produkcji), w tym również elektronicznej aparatury pomiarowej, stwarza nowe możliwości pozyskiwania informacji o otaczającym nas świecie. W konsekwencji prowadzi to do udoskonalania istniejących lub tworzenia nowych modeli opisujących rzeczywistość. Dla elektryka jednym z podstawowych pojęć jest obwód elektryczny. Podstawowym celem analizy obwodu elektrycznego jest poszerzenie obszaru wiedzy na temat zjawisk w nim zachodzących. Analiza obwodu może obejmować badanie stanów ustalonych oraz niestabilnych i dotyczyć rozprywu prądów, rozkładu napięć, rozprywu mocy i wielu innych. Badania mogą również dotyczyć estymacji parametrów modelu opisującego wybrane zjawisko fizyczne.

Szczególnym przypadkiem obwodu elektrycznego jest linia elektroenergetyczna. Jest to główny element składowy systemu elektroenergetycznego przeznaczonego do przesyłu (nierazko do bardzo duże odległości) energii elektrycznej. Prawidłowe funkcjonowanie linii elektroenergetycznej wymaga ciągłego monitorowania jej stanu. Jest to realizowane przez zainstalowaną w systemie aparaturę kontrolno-pomiarową oraz systemy automatyki zabezpieczeniowej. Od 1992 roku pod kierownictwem profesora Vasanta Phadke prowadzone były prace nad nowym urządzeniem zwiększającym możliwości stosowanej wówczas aparatury kontrolno-pomiarowej. W efekcie prac opracowano PMU [1] (ang. *phasor measurement unit*), czyli urządzenie elektroniczne dostarczające informacje na temat fazorów napięć i prądów wraz z informacją o czasie, w którym miał miejsce pomiar tych wielkości. Nowe możliwości oferowane przez PMU [2] zachęcają do inwestowania w to rozwiązanie, jednakże niezbędne duże nakłady finansowe, wynikające z liczby koniecznych do zainstalowania urządzeń, oraz ceny pojedynczego urządzenia

sprawiają, że proces wdrażania napotyka na trudności. To sytuacja typowa, gdyż bardzo często, gdy na rynek wprowadzane jest nowe rozwiązanie techniczne, względy finansowe spowalniają proces jego upowszechnienia. Mimo to można z dużym prawdopodobieństwem założyć, że w przyszłości wszystkie kluczowe elementy systemu zostaną wyposażone w urządzenia PMU. To z kolei prowadzi do wniosku, że warto prowadzić badania w celu zwiększenia efektywności wykorzystania dostępnych urządzeń. Jednym z możliwych sposobów osiągnięcia tego celu jest zastosowanie PMU do wyznaczania parametrów linii elektroenergetycznej, używanych następnie na przykład w procesie optymalizacji rozprywu mocy w systemie elektroenergetycznym i innych pokrewnych zagadnieniach.

2. Model linii

W zależności od przeznaczenia linia elektroenergetyczna może zostać zamodelowana na wiele sposobów. Reprezentacja rzeczywistej linii elektroenergetycznej za pomocą schematu zastępczego pociąga za sobą konieczność stosowania uproszczeń. Na przykład do obliczeń rozprywu mocy (także optymalizacji rozprywu) powszechnie stosuje się model typu II, zakładający pełną symetrię wszystkich faz [3]. Takie podejście znacznie upraszcza obliczenia, gdyż układ trójfazowy zostaje zredukowany do układu jednofazowego. Założenie pełnej symetrii, podyktowane względami praktycznymi nie pozwala na uwzględnienie rzeczywistej asymetrii linii, której główną przyczyną jest pojemność linii, silnie uzależniona od sposobu ułożenia przewodów względem siebie oraz ziemi.

W pracy rozpatrywany jest model sieci, trójfazowej (rys. 1) z elementami liniowymi w stanie ustalonym. Takie założenie eliminuje potrzebę stosowania równań różniczkowych i prowadzi do opisu za pomocą układu równań algebraicznych, odzwierciedlających zależności pomiędzy prądami i napięciami w poszczególnych elementach sieci zgodnie z prawami Kirchhoffa i Ohma. Autor zaproponował użycie modelu uwzględniającego admitancje własne i wzajemne (poprzeczne)

oraz admitancje wzdłużne. Admitancje poprzeczne można interpretować jako elementy, na których powstają straty mocy wynikające z podłączenia linii do źródła napięcia. Straty te nie zależą od obciążenia, a jedynie od konfiguracji linii oraz warunków pogodowych (zjawisko ulotu). Admitancja podłużna symbolizuje straty mocy wynikające z przepływu prądu (przesyłu mocy). Straty te zależą od wartości skutecznej prądu. Przepływ prądu powoduje ponadto nagrzewanie przewodów, co w upalne dni może doprowadzić do zmniejszenia przepustowości linii oraz niekorzystnie zwiększa zwis przewodów.

3. Sformułowanie problemu

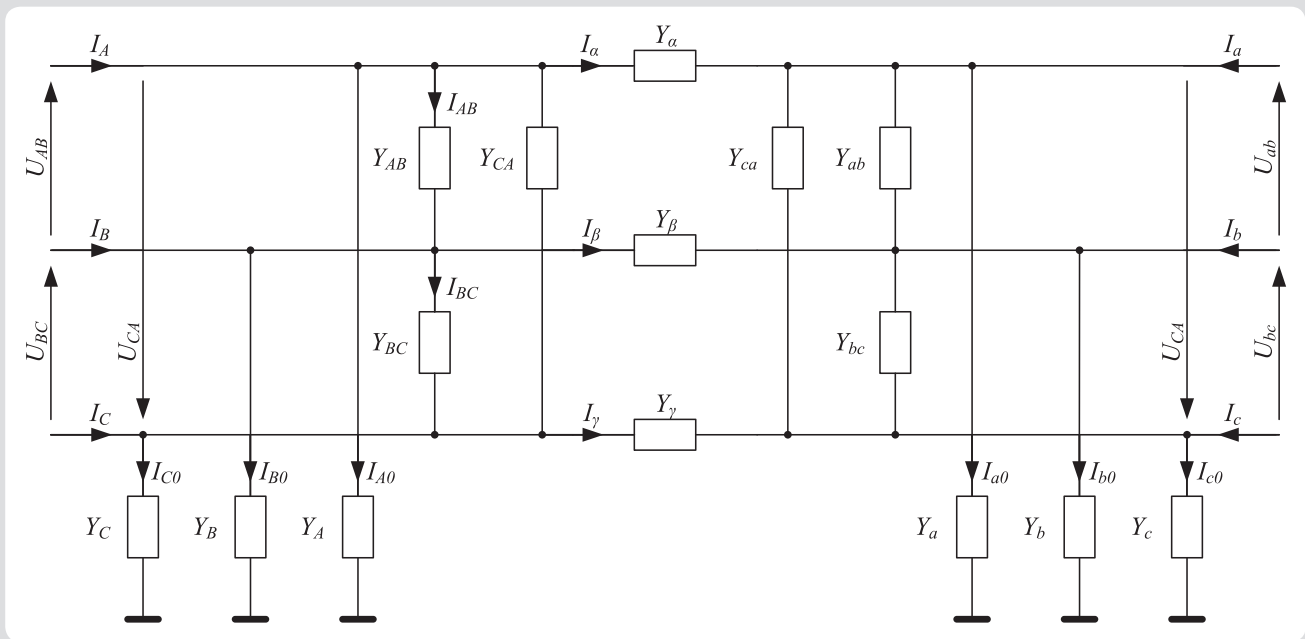
Na podstawie zaproponowanego modelu linii można zapisać następujące równania wynikające z I prawa Kirchhoffa.

$$\begin{aligned}
 I_A &= I_{A0} + I_{AB} - I_{AC} + I_a \\
 I_B &= I_{B0} + I_{BC} - I_{AB} + I_b \\
 I_C &= I_{C0} + I_{CA} - I_{BC} + I_c \\
 I_a &= I_{a0} + I_{ab} - I_{ac} - I_a \\
 I_b &= I_{b0} + I_{bc} - I_{ab} - I_b \\
 I_c &= I_{c0} + I_{ca} - I_{bc} - I_c
 \end{aligned} \tag{1}$$

gdzie: I_A, I_B, I_C – prądy fazowe w węzle początkowym linii, I_a, I_b, I_c – prądy fazowe w węzle końcowym linii, I_{A0}, I_{B0}, I_{C0} – doziemne składowe prądów fazowych w węzle początkowym linii, I_{a0}, I_{b0}, I_{c0} – doziemne składowe prądów fazowych w węzle końcowym linii, I_{AB}, I_{BC}, I_{CA} – prądy międzyfazowe w węzle początkowym linii, I_{ab}, I_{bc}, I_{ca} – prądy międzyfazowe w węzle końcowym linii, I_a, I_b, I_c – prądy fazowe przepływające z węzła początkowego do końcowego.

Uwzględniając, że do rozwiązania powyższego układu równań zostaną zastosowane metody komputerowe (metody numeryczne), wygodnie jest posługiwać się postacią macierzową tego równania, przedstawioną wzorem oznaczonym

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A & 0 & 0 & V_A - V_B & 0 & V_A - V_C & V_A - V_a & 0 & 0 \\ 0 & V_B & 0 & V_B - V_A & V_B - V_C & 0 & 0 & V_B - V_b & 0 \\ 0 & 0 & V_C & 0 & V_C - V_B & V_C - V_A & 0 & 0 & V_C - V_c \\ V_a & 0 & 0 & V_a - V_b & 0 & V_a - V_c & V_a - V_A & 0 & 0 \\ 0 & V_b & 0 & V_b - V_a & V_b - V_c & 0 & 0 & V_b - V_B & 0 \\ 0 & 0 & V_c & 0 & V_c - V_b & V_c - V_a & 0 & 0 & V_c - V_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_A \\ Y_B \\ Y_C \\ Y_{AB} \\ Y_{BC} \\ Y_{CA} \\ Y_a \\ Y_b \\ Y_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

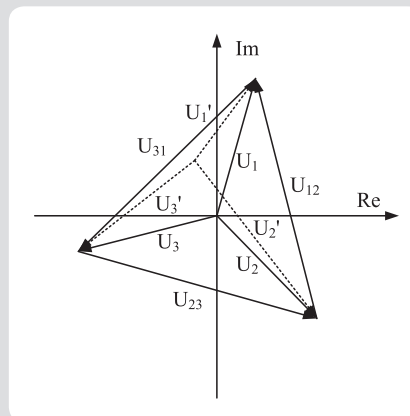


Rys. 1. Schemat ilustrujący rozpatrywany w publikacji model trójfazowej linii elektroenergetycznej

symbolem (2).

Dokonując analizy układu równań (1) lub (2), można dojść do wniosku, że wyznaczenie wszystkich admittancji wymaga znajomości prądów i napięć międzyfazowych oraz potencjałów wszystkich przewodów fazy względem ziemi. Niestety, na podstawie wskazań synchrofazorów można określić prądy fazy oraz napięcia międzyfazowe, brak natomiast możliwości wyznaczenia potencjałów przewodów względem ziemi. W efekcie, podczas próby wyznaczenia admittancji (Y_{A0} , Y_{B0} , Y_{C0} , Y_{a0} , Y_{b0} , Y_{c0}) powstaje problem spowodowany istnieniem nieskończenie wielu zbiorów napięć fazy (potencjałów), które po złożeniu dają zadane napięcia międzyfazowe (rys. 2).

Podobny problem występuje podczas próby wyznaczenia admittancji podłużnych (Y_{α} , Y_{β} , Y_{γ}), z tym że dodatkowym utrudnieniem jest użycie danych pomiarowych wielkości elektrycznych z dwóch synchrofazorów zainstalowanych na końcach linii, gdy pomiary wykonane zostały w różnym



Rys. 2. Przykładowe dwa różne zestawy napięć fazy, z których uzyskujemy ten sam zestaw napięć międzyfazowych

czasie. Występująca różnica musi zostać skompensowana (można posłużyć się

znacznikami czasu obu zestawów danych), tak aby pomiary odnosiły się do tej samej chwili czasu. Jeżeli czynność ta nie zostanie wykonana lub zostanie wykonana nieprawidłowo, uzyskane wyniki będą niepoprawne. Analizując wzór (2), można dostrzec jeszcze jedną jego właściwość utrudniającą uzyskanie jednoznacznego rozwiązania. Chodzi o to, że jest to układ nieo określony, co oznacza, iż ma nieskończenie wiele rozwiązań. W celu wyeliminowania niejednoznaczności rozwiązań założono, że poszukiwany jest taki przypadek, w którym zachodzi pełna symetria napięć fazy.

4. Algorytm

Konstrukcja algorytmu zaproponowanego przez autora jest następująca:

Krok 0. Uruchom moduł pomiaru czasu

Krok 1. Zainicjalizuj wektor I wartościami prądów fazy (wzór 2)

Krok 2. Oblicz napięcia fazy dla obu końców linii

Krok 3. Zainicjalizuj macierz V (wzór 2) wartościami obliczonymi w poprzednim

kroku

Krok 4. Rozwiąż równanie 2 (można zastosować dowolną metodę rozwiązywania niedookreślonego układu równań algebraicznych)

Krok 5. Zakończ pomiar czasu

Krok 6. Porównaj wyniki z wartościami zadanymi.

Podstawową zaletą algorytmu jest brak szczególnych wymagań dotyczących punktu startowego. Autor nie przeprowadził matematycznego dowodu zbieżności zaprezentowanego algorytmu, jednak dla wszystkich przypadków testowych udało się uzyskać poprawny wynik.

5. Eksperyment numeryczny

W ramach badań stworzone zostało autorskie oprogramowanie wykorzystujące fragment biblioteki obliczeń macierzowych oraz algorytm najmniejszych kwadratów [4]. Do sprawdzenia koncepcji przygotowano kilka zestawów testowych. Parametry użytych w badaniach zestawów pomiarowych przedstawiono w tab. 2.

Obliczenia zostały przeprowadzone na komputerze wyposażonym w mikroprocesor Intel Core i7-860 2,8 GHz pod kontrolą 64-bitowego systemu operacyjnego Windows 7. Zastosowano kompilator zintegrowany ze środowiskiem Microsoft Visual Studio 2008.

Wyniki zebrano i przedstawiono w formie tabelarycznej (tab. 1), a następnie poddano weryfikacji, która składała się z dwóch etapów:

- automatyczne sprawdzenie normy wyrażenia $\|I^Y - I\|$
- porównanie uzyskanych wyników obliczeń admitancji modelu linii trójfazowej z wartościami założonymi w trakcie tworzenia zestawów testowych.

Zestaw 1 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy pełnej symetrii prądów fazowych i napięć międzyfazowych występującej na obu końcach linii. Zestaw 2 przygotowano w celu

Parametr	Zestaw				Jednostka
	1	2	3	4	
Liczba iteracji	13	10	11	14	—
Czas obliczeń	0,35	0,32	0,33	0,37	ms
Maks. błąd względny	0,1	0,5	0,6	0,2	%

Tab. 1. Wyniki obliczeń

Parametr	1	2	3	4	Jednostka
U_{AB}	1	1	1	1	V
φ_{AB}	0	0	0	0	°
U_{BC}	1	1	1,1	1,1	V
φ_{BC}	120	120	90	90	°
U_{CA}	1	1	0,9	0,9	V
φ_{CA}	-120	-120	-120	-120	°
U_{ab}	0,9	0,9	0,9	0,9	V
φ_{ab}	30	30	30	30	°
U_{bc}	0,9	0,9	0,9	0,9	V
φ_{bc}	150	150	150	150	°
U_{ca}	0,9	0,9	0,9	0,9	V
φ_{ca}	-90	-90	-90	-90	°
I_A	1	1	1	1	A
φ_A	0	0	0	0	°
I_B	1	1	1	1	A
φ_B	120	120	120	120	°
I_C	1	0,9	1	0,9	A
φ_C	-120	-90	-120	-90	°
I_a	0,8	0,8	0,8	0,8	A
φ_a	0	0	0	0	°
I_b	0,8	0,8	0,8	0,8	A
φ_b	120	120	120	120	°
I_c	0,8	0,8	0,8	0,8	A
φ_c	-120	-120	-120	-120	°

Tab. 2. Wartości prądów i napięć zestawów testowych

przetestowania zachowania się algorytmu przy asymetrii prądów fazowych występującej na jednym końcu linii. Pozostałe parametry zachowują pełną symetrię.

Zestaw 3 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy asymetrii napięć międzyfazowych występującej na jednym końcu linii. Pozostałe parametry zachowują pełną symetrię.

Zestaw 4 przygotowano w celu przetestowania zachowania się algorytmu przy asymetrii prądów fazowych i napięć międzyfazowych występującej na jednym końcu linii. Na drugim końcu linii została zachowana pełna symetria.

Zaprezentowane w tabeli 2 wartości wymuszeń dla poszczególnych zestawów testowych zostały przyjęte arbitralnie. Zaprezentowane dane prezentują tylko niewielką część przeprowadzonych przez autora testów

stworzonego przez niego oprogramowania komputerowego i opracowanego algorytmu.

6. Podsumowanie

W wyniku przeprowadzonego eksperymentu stwierdzono, że zaproponowany algorytm wyznaczania parametrów liniowego modelu linii elektroenergetycznej działa prawidłowo. Wszystkie testowane przypadki wykazywały brak wrażliwości na wartości parametrów procesu iteracyjnego.

Prawidłowe działanie algorytmu wymaga założenia, że admitancja poprzeczna na końcu i na początku linii (niezależnie dla każdej fazy) ma taką samą wartość. Nie jest wymagana symetria admitancji podłużnych i poprzecznych dla wszystkich faz.

Etap obliczeń, polegający na wyznaczeniu napięć fazowych (na podstawie napięć międzyfazowych), wymaga założenia, że rozwiązanie będzie spełniało warunki symetrii tych napięć.

Jeśli na obu końcach linii zainstalowane są synchronofazory, wyznaczenie parametrów jej modelu zaproponowaną metodą nie wymaga dodatkowych nakładów finansowych.

Czas dostarczenia wyników pomiarowych nie wpływa na poprawność i dokładność obliczeń, co pozwala na wykorzystanie do transmisji danych wejściowych istniejącej sieci Internet.

Wyznaczenie parametrów i ich aktualizacja w miarę zmian warunków atmosferycznych i obciążenia linii pozwoli w sposób wiarygodny przeprowadzać symulacje różnych stanów pracy systemu. Może pozwolić na bardziej efektywne wykorzystanie zasobów oferowanych przez linie przesyłowe.

Opracowany algorytm postępowania oraz przeprowadzony eksperyment numeryczny to etap poprzedzający obliczenia dla danych pozyskanych z zainstalowanych w systemie synchronofazorów.

Bibliografia

1. C37.118-2005 IEEE Standard for Synchronphasors for Power Systems, IEEE Explore 2006.
2. Habibi-Ashrafi F. i in., Phasors Point the Way, Transmission & Distribution World, January 2011.
3. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, Warszawa 1996.
4. Baron B., Pasierbek A., Maciążek M., Algorytmy numeryczne w Delhi – Księga eksperta, Gliwice 2006.

Artur Pasierbek

dr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: artur.pasierbek@polsl.pl

Stopień naukowy doktora uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej (2003). Obecnie zatrudniony na stanowisku adiunkta w Instytucie Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Śląskiej. Jest autorem lub współautorem kilkudziesięciu artykułów i opracowań naukowo-badawczych.