

Solving the Problem of Distribution Network Observability with Smart Meters

Authors

Irina I. Golub
 Yana I. Kuzkina

Keywords

observability, distribution network, Phasor Measurement Unit, Smart meter, Advanced Metering Infrastructure

Abstract

The paper is concerned with the problem of choice of the minimum number of smart meters to ensure either the observability of all state variables in distribution network or the observability of voltage magnitudes whose control is particularly important in the low voltage distribution networks with distributed generation. Currently only voltage magnitudes, active and reactive currents can be synchronized. It is shown that replacement of voltage phasor measurements with the measurements of voltage magnitudes alone makes it possible to provide observability of voltage magnitudes at all feeder nodes with the number of smart meters lower than the number of load nodes.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017401

Received: 06.02.2017

Accepted: 19.04.2017

Available online: 23.07.2018

1. Introduction

The enhancement of the energy efficiency can be achieved through the creation of intelligent distribution networks (DN), which are characterized by the integration of traditional DN with communication network and modern measurement system.

Such integration has become possible owing to the state-of-the-art information and communication technologies and the creation of Advanced Metering Infrastructure (AMI) which possesses a wide range of functional capabilities and high accuracy of measurements [1]. The most important AMI components are smart meters (SMs), i.e. intelligent meters, installed at load nodes. Their data are transferred to a utility or a dispatcher of the DN, thus providing a two-way data exchange between a meter, a central system and a consumer [2]. Various environments and communication tools can be used to create AMI. The PLC technology found the widest application. It provides high-speed data transfer throughout the power networks. Apart from the information about electricity consumption, SMs of some manufacturers can measure phasors of voltage (phases and magnitudes), active and reactive power injections or active and reactive current injections. As an example of such a SM we can consider a 3-phase electronic device A1500. The device has a time marker with a measurement error not more than 0.5% and

a 15-minute interval between measurements [3]. The data on voltage is important for power quality control at certain nodes of the network, meanwhile full information about current loads and voltages, provided it is synchronized, is used for state estimation (SE) of the DN. In [4] the authors state that currently the PLC technology with the aid of special algorithms makes it possible to synchronize the measurements of voltage and current injections made in one and the same network, collect the synchronized measurements in the data concentrator with their further transfer to the SE procedure, and analyze coordinated interaction of individual parts of the system.

Thus, the studies on the development of technologies that provide both phasor measurements in DN and their synchronization are conducted, and it is necessary to be ready to use them. In the analysis of algorithms for placing SMs in the DN, which are the focus of the paper, firstly SMs are supposed to measure phasors of current injections and voltage phasors, and then it is shown how the replacement of voltage phasor measurements with the measurements of voltage magnitudes affects the placement of SMs.

Voltage control is important in the DN with distributed generation (DG), whose adoption can lead to unpredictable overvoltage exceeding admissible values. The nodes where voltage is most

sensitive to the changes in the nodal power can be identified by voltage measurements at them. Voltage can be controlled at such nodes by changing transformation ratio of transformers, by voltage regulators, and reactive power generation by DG. Optimal control of the active DN operation requires monitoring to be based on a classical linear SE procedure involving synchronized PMU measurements [5].

2. Mathematical statement of the problem

SE on the basis of PMU measurements suggests determining components of the state vector x , which, in an algebraic form of complex values, includes active U_a and reactive U_r voltage components at the nodes of the calculated electrical network scheme on the basis of synchronized phasor measurements z , including measurements of voltage phasors $U \angle \delta_U = U_a + jU_r$ at nodes with PMU and phasors of currents $I \angle \delta_I = I_a + jI_r$ in the ties adjacent to such nodes. Measurements z are related to the estimated variables of the state vector x by the Jacobian matrix H . The elements of this matrix are parameters of the electrical network equivalent circuit; such a relation is linear:

$$z = H \cdot x \tag{1}$$

Equality of the rank of a matrix H to the number of state variables x is a necessary condition for observability, which determines the existence of a solution to problem (1). Since the rank of the matrix H largely depends on the network topology, the set and allocation of measurements, such observability is called topological. With the PMU measurements used, node i will be topologically observable, if voltage phasor is measured at this node, or voltage phasor at node i can be determined by the measurements of voltage phasor at the adjacent node j and current phasor in the tie line $i - j$.

Additional information used to provide the observability is the information about zero current injections (ZCIs) at transit nodes, i.e. at the nodes without generation and load. If at the transit node i voltage phasor is known, then ZCI at node j can be used to provide observability of any node j adjacent to node i . The ZCI node i will be observable if voltage at any node j adjacent to it is known.

In the DN the PMUs are not applied due to their high price [4]. Nevertheless, to allocation SMs in the DN we can apply the same approaches as to place the minimum number of PMUs with the use of an integer linear programming procedure [6].

The objective function of the problem related to the determination of the minimum number of multi-channel PMU¹, can be represented as follows:

$$\min \sum_{i=1}^n c_i x_i \tag{2}$$

Subject to inequality and equality constraints [6]

$$f_i = \sum_j a_{ij} x_j + \sum_{j \in N_z} a_{ij} Z_j y_{ji} \geq b_i^p \tag{3}$$

$$\sum_{j \in N_z} a_{ij} y_{ji} = Z_j; \quad i=1, \dots, n; \quad p=1, \dots, 4 \tag{4}$$

where: n – the number of nodes in the network scheme; N_z – numbers of nodes with zero current injections; c_i – vector of linear objective function coefficients; f_i – observability function showing how many measurements are necessary to provide observability of node i ; a_{ij} – element of symmetrical incidence matrix A , relating nodes i and j , $a_{ij} = 1$ in the case there is tie $i-j$ otherwise $a_{ij} = 0$, $a_{ii} = 1$; x – binary integer vector of solution whose elements are equal either to 0 or to 1. Elements of the solution vector that are equal to 1 identify the nodes for PMU placement; y_{ji} – additional binary integer variable indicating that the observability of node i can be provided by ZCI of node j , or observability of the ZCI node j can be provided owing to a tie with the observable node i ; Z_j – a binary variable equal to 1 if the node has a ZCI, and otherwise equal to 0; b_i^p – vector of right-hand sides for inequality constraints; p – the number of Task solved.

In [6, 7] the problem of choosing the minimum number of PMUs is solved for the normal operation condition of the network (Task 1), for the condition of change in the network topology when some individual ties are disconnected (Task 2), when some PMUs fail (Task 3), and for the case where some of the voltage or current phasor measurements that belong to the PMU are lost (Task 4).

For solving Tasks 2 and 4, to consider the need for single provision of observability of the nodes with measurements and double provision of observability of the nodes without measurements, diagonal elements a_{ii} of incidence matrix are set equal to 2. Observability of all nodes in Task 1 and suspended nodes in Task 2 should be ensured at least once. Therefore, the i -th element of vector b_i^p , that corresponds to such nodes is set equal to 1. Observability of all nodes in Task 3 should be provided two times. Therefore, in Task 2 for all the nodes except suspended ones and all nodes in Task 4 the elements b_i^p of the vector of right-hand sides should be equal to 2.

It is worth noting that neither losses of measurements nor line disconnections affect ZCI at the transit node. The number of additional binary variables entering both the inequality equations (3) and equality equations (4) is equal to the number of nodes adjacent to the ZCI node. Since in practice all PMUs have a limited number of channels that allow us to measure the voltage phasor at the node with PMU and phasors of currents only in one, two, three or other number of adjacent ties, this should be taken into consideration in the algorithms for Tasks 1–4.

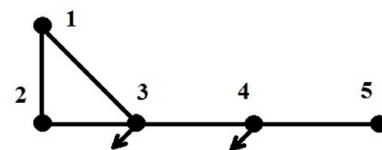


Fig. 1. A 5-node test scheme with 5 ties and zero current injections at nodes 3 and 4

¹ Possibility of measuring currents at all tie lines adjacent to the nodes of PMU placement.

In [8], to take into consideration the constraints on the number of available measurement channels, the authors propose representing the columns of the incidence matrix A by several columns including all possible phasor measurements of currents in the ties adjacent to the node with measured voltage. In each column constructed on the basis of the j column of matrix A , element a_{jj} equal to unity is repeated in Tasks 1 and 3, and equal to 2 – in Tasks 2 and 4 [7]. To determine the number of new columns representing the j -th column of matrix A , it is necessary to find the number of combinations $C_k^{d_j}$ of d_j elements, taken k at a time, where d_j is a degree of the node j , and k is the number of available channels for measurements of current phasors:

$$C_k^{d_j} = \frac{d_j!}{k!(d_j - k)!} = h_j \quad (5)$$

If the power of node d_j , that corresponds to the j -th column of matrix A , is lower than or equals the number of available channels, such a column is not transformed, and the number of combinations is assumed to be equal to unity. The total number of columns of the transformed matrix \bar{A} will equal

$$\bar{n} = \sum_{j=1}^n C_k^{d_j} \quad (6)$$

To solve problem (2) without placing two and a greater number of PMUs at one and the same node, constraints (3), (4) should be supplemented with the equality constraints providing the determination of a PMU corresponding only to one of the columns in matrix A , that are the variants of a column of matrix A .

Considering the constraints on the number of available channels [8] and requirement to place no more than one PMU at a node, Task (2)–(4) was written as follows:

$$\min \sum_{j=1}^n \sum_{h=1}^{h_j} c_j x_j \quad (7)$$

$$f_i = \sum_{j=1}^n \sum_{h=1}^{h_j} a_{ijh} x_{jh} + \sum_{j \in N_z} a_{ij} Z_j y_{ji} \geq b_i^p, \quad i = 1, \dots, n, \quad p = 1, 2, 3, 4 \quad (8)$$

$$\sum_{j \in N_z} a_{ij} y_{ji} = Z_i, \quad i = 1, \dots, n \quad (9)$$

$$\sum_{h=1}^{h_j} a_{ijh} x_{jh} = 1, \quad j = i \quad (10)$$

Acase study of solving the problem of multichannel PMU placement

A 5-node test scheme with 5 ties and ZCIs at nodes 3 and 4, Fig. 1, were used to illustrate how problem (7)–(10) are solved for Tasks 1–4. Sets of phasor measurements of currents at ties that adjacent to nodes with measured voltage phasor of 1-, 2- and 3-channel PMUs are presented in Table 1. Since node 3 (Fig. 1) has degree 3, all the channels of the three-channel PMU can be used only there.

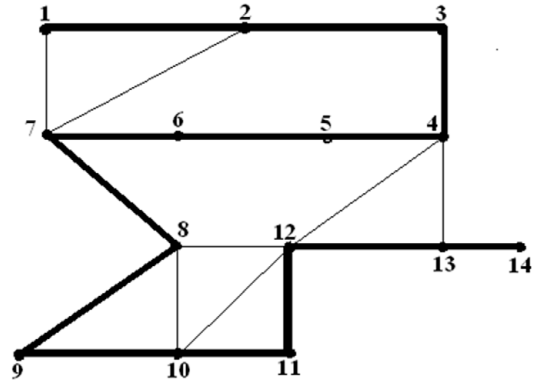


Fig. 2. A 14-node IEEE test scheme with 20 ties, with the Hamiltonian way highlighted with a bold line

An analysis of the selected optimal sets of measurements shows that for any number of available channels, the solution to Task 3 provides observability in Tasks 2 and 4, therefore below we will analyze only solutions to Tasks 1 and 3.

As an example, we will show the form of the equations of constraints (3), (4) for three-channel PMUs for the considered test scheme in Fig. 1:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + y_{31} &\geq 1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + y_{32} &\geq 1 \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 + a_{34}x_4 + y_{33} + y_{43} &\geq 1 \\ a_{43}x_3 + a_{44}x_4 + a_{45}x_5 + y_{34} + y_{44} &\geq 1 \\ a_{54}x_4 + a_{55}x_5 + y_{45} &\geq 1 \\ y_{31} + y_{32} + y_{33} + y_{34} &= 1 \\ y_{43} + y_{44} + y_{45} &= 1 \end{aligned} \quad (11)$$

and equations of constraints (8)–(10) for 1-channel PMUs:

$$\begin{aligned} a_{11}x_{11} + a_{11}x_{12} + a_{12}x_{21} + a_{13}x_{31} + y_{31} &\geq 1 \\ a_{21}x_{11} + a_{22}x_{21} + a_{22}x_{22} + a_{23}x_{32} + y_{32} &\geq 1 \\ a_{31}x_{12} + a_{32}x_{22} + a_{33}x_{31} + a_{33}x_{32} + a_{33}x_{33} + a_{34}x_{41} + y_{33} + y_{43} &\geq 1 \\ a_{43}x_{33} + a_{44}x_{41} + a_{44}x_{42} + a_{45}x_{51} + y_{34} + y_{44} &\geq 1 \\ a_{54}x_{42} + a_{55}x_{51} + y_{45} &\geq 1 \\ y_{31} + y_{32} + y_{33} + y_{34} &= 1 \\ y_{43} + y_{44} + y_{45} &= 1 \\ x_{11} + x_{12} &= 1 \\ x_{21} + x_{22} &= 1 \\ x_{31} + x_{32} + x_{33} &= 1 \\ x_{41} + x_{42} &= 1 \end{aligned} \quad (12)$$

Variants of solution x_1 in (11), that corresponds to the voltage measurements at node 1 and current in tie lines 1–2 and 1–3, are two solutions in (12): x_{11} and x_{12} . Solution x_{11} indicates to the

measurement of voltage at node 1 and current in tie line 1–2, and x_{12} – to the measurement of voltage at node 1 and current in tie lines 1–3. The optimal set of measurements, considering the constraints on placement of no more than one PMU at the node, should include only one of the solutions: x_{11} or x_{12} .

For the 14-node IEEE test scheme with 20 ties, Fig. 2, we can show that the placement of 1- or 2-channel PMUs at it for Tasks 1–4 can be obtained when placing the PMUs at the nodes of the Hamiltonian way [9]. This way is demonstrated in Fig. 2 by a bold line, it passes through nodes 1–14 entering each of them only once.

The placement 1- and 2-channel PMUs at the nodes of Hamiltonian way for Tasks 1 and 3 is demonstrated in Fig. 3 and Fig. 4. The number of 1-channel PMUs for these Tasks equals 7 and 14 and the number of 2-channel PMUs – 5 and 10, respectively.

The Hamiltonian way has a configuration typical for the low voltage feeder without branching. Therefore, the solutions presented in Fig. 3 and Fig. 4 can be considered as optimal sets of PMUs providing solutions to Tasks 1 and 3 for the DN feeder.

4. Determination of an optimal set of smart meters in the distribution network on the basis of PMU placement results

An analysis of possible selection of an optimal set of SM measurements by replacement of current measurements in feeder ties, Fig. 3–4, by the measurements of current injections shows that for Task 1 the optimal set of SM measurements can be obtained on the basis of placement of 1-channel PMU, Fig. 3(a), for Task 3 – on the basis of placement of a 2-channel PMU, Fig. 4(b). Such optimal sets of SM measurements are demonstrated in Fig. 5.

As previously noted, it is possible to synchronize measurements of active and reactive currents and voltage magnitudes for the SMs applied currently. We will show how the replacement of phasor measurements of voltage with the measurements of voltage magnitudes affects the selection of a set of SMs, that provides the DN observability.

The 0.4 kV low-voltage DN connected directly to consumers is characterized by a comparatively small inductance and a load with a high power factor. Therefore, the quadrature-axis voltage

k	Task 1	Task 2	Task 3	Task 4
1	$U_1, I_{1-2}; U_4, I_{4-5}$	$U_1, I_{1-2}; U_5, I_{5-4}$	$U_1, I_{1-2}; U_2, I_{2-3}; U_4, I_{4-5}$	$U_1, I_{1-2}; U_5, I_{5-4}$
2	U_3, I_{3-1}, I_{3-4}	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_5, I_{5-4}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_2, I_{2-1}, I_{2-3}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_5, I_{5-4}$
3	$U_3, I_{3-1}, I_{3-2}, I_{3-4}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_5, I_{5-4}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_2, I_{2-1}, I_{2-3}$	$U_1, I_{1-2}, I_{1-3}; U_5, I_{5-4}$

Tab. 1. Sets of measurements for the scheme in Fig. 1

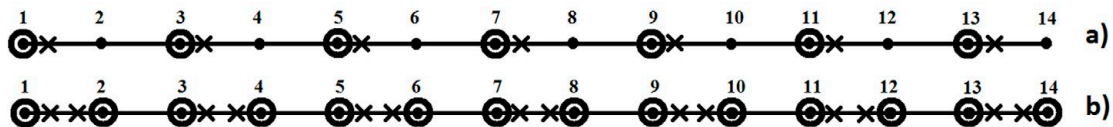


Fig. 3. Sets of one-channel PMUs $\odot \times$ for the network in Fig. 2, including phasor measurements of current \times and voltage \odot for Task 1 (a) and Task 3 (b)

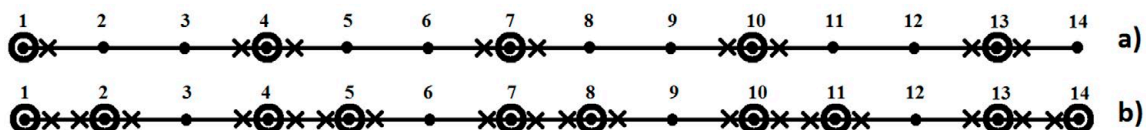


Fig. 4. Sets of two-channel PMUs $\odot \times \odot$, for the network in Fig. 2, including phasor measurements of current \times and voltage \odot for Task 1 (a) and Task 3 (b)

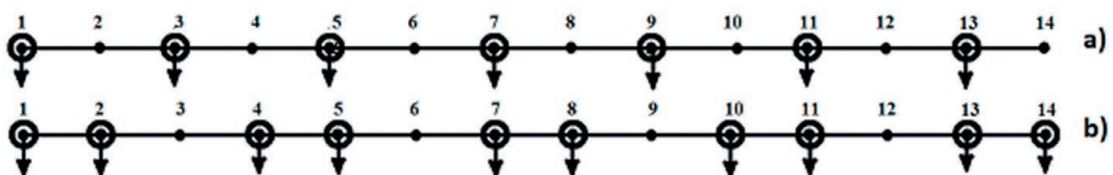


Fig. 5. Sets of SM measurements $\odot \downarrow$ for a 14-node low voltage feeder, including phasor measurements of current injections \downarrow and voltage \odot for Task 1 (a) and Task 3 (b)

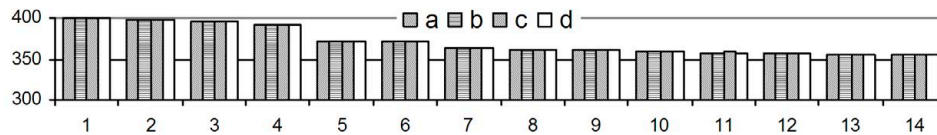


Fig. 6. Values of direct-axis voltage components at nodes of a 14-node feeder: a – for the testing conditions, b – when SMs are installed at nodes 2–14, c – when SMs are installed according to Fig.5b, d – when SMs are installed according to Fig. 5a.

component in the DN is considerably smaller than the direct-axis component. Experiments show that voltage phases do not exceed 2 degrees. This allows the SE of DN specify the measurements of direct-axis voltage components to be equal to the measurements of voltage magnitudes, and assume the measurements of quadrature-axis voltage components to be equal to 0.

In the case where SMs with measurements of voltage magnitudes are installed at all load nodes of N nodes network, the minimum number of measurements required to ensure observability should include $2(N - 1)$ measurements of active and reactive current injections, a measurement of voltage magnitude at one of the nodes and a fixed voltage phase at the base node. The remaining $(N - 2)$ measurements of voltage magnitudes will be redundant and can be used to increase the accuracy of the obtained estimates.

The diagrams presented in Fig. 6 make it possible to compare the values of direct-axis voltage component for testing conditions of the 14-node low voltage feeder with the direct-axis voltage components that were obtained from linear state estimation for three sets of SMs.

The values of current injections and voltage magnitudes that were assumed to be equal to the measurements of direct-axis voltage components were obtained for the testing conditions and used as measurements for SE. The measurements of quadrature-axis voltage components were set to be equal to 0. The first set of measurements included the SM measurements at nodes 2–14, the second set of the measurements corresponds to Fig. 5b (Task 3) and the third set corresponds to Fig. 5a (Task1). An analysis of the diagrams in Fig. 6 shows that for all sets of SM measurements the direct-axis voltage components can be applied to control voltage levels at all the nodes of low-voltage feeder. Such a control as we noted previously is one of the main tasks in the DN with DG. Observability of all state variables can be provided only when SMs are installed at all load nodes, since the error of equating the measurements of quadrature-axis voltage components to 0 leads to considerable errors in the estimates of currents.

5. Conclusions

1. For different operating conditions of the network (Tasks 1–4) we devised an algorithm of selection of the minimum number of PMU measurements to provide topological observability of the electric power system, considering the constraints on the number of available measurement channels.
2. The possibility of applying these approaches to the selection of the number of SMs in the DN and their allocation.

3. Replacement of phasor measurements of voltage in the sets of SM measurements for Tasks 1 and 3 with the measurements of voltage magnitudes makes it possible to provide observability, i.e. control of only direct-axis voltage components at all nodes of the DN.

REFERENCES

1. Mohassel R.R. et al., "A survey on Advanced Metering Infrastructure and its application in Smart Networks", Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2014 IEEE 27th Canadian Conference on, 2014, p. 1–8.
2. Chen Q., Kaleshi D., Fan Zh., "Inferring Low Voltage Transformer State Using Only Smart Metering Data", IEEE 2013, p. 1–5.
3. Wellssow W.H., Waeresch D., "Identification of topology faults by smart meter data in meshed low voltage networks", Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014, p. 1–7.
4. Santos S. et al., "Smart meters enable synchrophasor applications in distribution networks", CIGRE, 2012, p. 8.
5. Nuqui R.F., Phadke A.G., "Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements", IEEE Power Tech Conference, Lausanne 2007.
6. Khokhlov M.V., Golub I.I., "A unified approach to the optimization of PMU placement in the network to ensure reliable observability of electric power systems", Methodological Issues Of The Study On Reliability Of Large-Scale Energy Systems, Iss. 64, Irkutsk, ESI SB RAS, 2014, p. 237–246.
7. Golub I.I., Khokhlov M.V., "Algorithms for synthesis of electric power system observability on the basis of synchronized phasor measurements", *Elektrichestvo*, No. 1, 2015, p. 26–33.
8. Fan N., Watson J-P., "On integer programming models for the multi-channel PMU placement problem and their solutions" // *Energy Systems*, Vol. 6, No. 1, 2014, p. 1–19.
9. Dharwadker A., "A new algorithm for finding Hamilton circuits", ASHAAY DHARWADKER, 2004 [online], <http://www.dha.wadker.org/hamilton> (accessed: 01.07.2016).

Irina I. Golub

Univ.-Prof., Doctor of Technical Sciences.

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS)

e-mail: golub@isem.irk.ru

Graduated from Moscow Power Institute as electrical engineer. She has worked at ESI SB RAS, Irkutsk since 1972. Her scientific interests are connected with power system state analysis.

Yana I. Kuzkina

Engineer of relay protection and automation department.

LLC Engineering Center "Irkutskenergo"

e-mail: yanak93@mail.ru

Graduated from Irkutsk National Research Technical University as electrical engineer. She has been a postgraduate student at ISEM SB RAS, Irkutsk, since 2015.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Rozwiązanie problemu obserwowalności sieci rozdzielczej za pomocą liczników inteligentnych

Autorzy

Irina I. Golub
Yana I. Kuzkina

Słowa kluczowe

obserwowalność, sieć rozdzielcza, jednostka pomiarowa PMU, licznik inteligentny, zaawansowana infrastruktura pomiarowa

Streszczenie

Artykuł dotyczy problemu wyboru minimalnej liczby liczników inteligentnych, wystarczającej do zapewnienia obserwowalności wszystkich zmiennych stanu sieci rozdzielczej lub wartości napięcia, którego regulacja jest szczególnie ważna w sieciach rozdzielczych niskiego napięcia z generacją rozproszoną. Pokazano, że samo zastąpienie pomiarów fazorów napięcia pomiarami wartości amplitudy napięcia umożliwia zapewnienie obserwowalności wartości amplitudy napięcia we wszystkich węzłach zasilających przy liczbie liczników inteligentnych mniejszej niż liczba węzłów odbiorczych.

Data wpływu do redakcji: 06.02.2017

Data akceptacji artykułu: 19.04.2017

Data publikacji online: 23.07.2018

1. Wstęp

Efektywność energetyczną można zwiększać poprzez tworzenie inteligentnych sieci rozdzielczych (ang. *distribution network*, DN), które charakteryzują się integracją tradycyjnej sieci DN z siecią komunikacyjną i nowoczesnym systemem pomiarowym.

Integracja taka stała się możliwa dzięki najnowocześniejszym technologiom teleinformatycznym oraz stworzeniu zaawansowanej infrastruktury pomiarowej (ang. *advanced metering infrastructure*, AMI) o szerokiej funkcjonalności i wysokiej dokładności pomiarów [1]. Najważniejszymi elementami infrastruktury AMI są liczniki inteligentne (ang. *smart metres*, SM) instalowane w węzłach odbiorczych. Dane z nich przekazywane są do zakładu energetycznego lub dyspozytora sieci DN, zapewniając tym samym dwukierunkową wymianę informacji między licznikiem, systemem centralnym i odbiornikiem [2]. Do tworzenia infrastruktury AMI mogą służyć różne środowiska i narzędzia komunikacyjne. Najszerzej stosowana jest technologia PLC. Zapewnia ona szybki transfer danych w sieciach elektroenergetycznych. Liczniki SM niektórych producentów, oprócz zużycia energii elektrycznej, mogą mierzyć fazy napięcia, moc czynną i bierną lub składową czynną i bierną prądu. Przykładem takiego licznika SM może być 3-fazowe urządzenie elektroniczne A1500. Urządzenie to ma znacznik czasu z błędem pomiaru nie większym niż 0,5% i 15-minutową przerwą między pomiarami [3]. Wartości napięcia są ważne dla kontroli jakości energii w niektórych węzłach sieci, natomiast informacja o aktualnej wartości obciążenia i napięciu, o ile sieć jest zsynchronizowana, służą do oceny stanu (ang. *state estimation*, SE) danej DN. W pracy [4] autorzy stwierdzają, że obecnie technologia PLC, za pomocą specjalnych algorytmów, umożliwia synchronizację pomiarów napięcia i prądu w tej samej sieci, zbieranie zsynchronizowanych pomiarów

w koncentratorze danych i ich dalsze przesyłanie do procedury oceny SE oraz analizę skoordynowanej interakcji poszczególnych części systemu.

W związku z tym prowadzone są badania nad rozwojem technologii, które zapewniają zarówno pomiary fazorów w sieci DN, jak i ich synchronizację. Należy być przygotowanym do ich użycia. W analizie algorytmów rozmieszczania liczników SM w sieci DN, na których koncentruje się ten artykuł, stwierdzono po pierwsze, że SM powinny mierzyć fazy prądu oraz fazy napięcia, a następnie pokazano, jak zastąpienie pomiarów fazorów napięcia pomiarami wartości napięcia wpływa na rozmieszczenie SM.

Regulacja napięcia jest ważna w sieci DN z generacją rozproszoną (ang. *distributed generation*, DG), której praca w systemie może prowadzić do wystąpienia przekroczeń dopuszczalnych wartości napięć. Węzły, w których napięcie jest najbardziej wrażliwe na zmiany w mocy węzłowej, można rozpoznać, mierząc w nich napięcie. Napięcie w takich węzłach można regulować, wykorzystując regulatory napięcia, sterując mocą bierną generowaną przez DG lub zmieniając przekładnię transformatorów. Optymalne sterowanie aktywną siecią DN wymaga monitorowania opartego na klasycznej liniowej procedurze oceny SE z zsynchronizowanymi pomiarami z jednostek PMU (ang. *phasor measurement unit*) [5].

2. Matematyczne sformułowanie problemu

Ocena SE, na podstawie pomiarów z PMU, sugeruje określenie składowych wektora stanu x , który, w postaci algebraicznej wartości zespolonych, zawiera składową czynną U_a i bierną U_r napięcia w węzłach schematu sieci elektrycznej. Składowe te obliczone są na podstawie zsynchronizowanych pomiarów fazorów z ,

a w tym pomiarów fazorów napięcia $U \angle \delta_U = U_a + jU_r$ w węzłach z PMU i fazorów prądów $I \angle \delta_I = I_a + jI_r$ w przylegających do takich węzłów gałęziach. Pomiary z są związane z szacowanymi wartościami zmiennych wektora stanu χ przez macierz Jacobiego H . Elementami tej macierzy są parametry obwodu zastępczego sieci elektrycznej. Taka zależność jest liniowa i ma postać:

$$z = H \cdot \chi \quad (1)$$

Równość rzędu macierzy H i liczby zmiennych stanu χ jest koniecznym warunkiem obserwowalności, który determinuje istnienie rozwiązania problemu (1). Ponieważ rząd macierzy H w dużej mierze zależy od topologii sieci, zbioru i alokacji pomiarów, obserwowalność taką nazywa się topologiczną. Przy zastosowaniu pomiarów fazorów przez PMU węzeł i będzie topologicznie obserwowalny, jeśli w węzle tym mierzy się fazor napięcia, bądź fazor napięcia w węzle i można określić, mierząc fazor napięcia w sąsiednim węzle j oraz fazor prądu w gałęzi i - j .

Dodatkową informacją używaną do zapewnienia obserwowalności jest informacja o zerowych iniekcjach prądu (ZCI) w węzłach przesyłowych, tj. w węzłach bez generacji i bez odbioru. Jeżeli w węzle przesyłowym i znany jest fazor napięcia, wówczas ZCI w węzle j może posłużyć do zapewnienia obserwowalności dowolnego węzła k sąsiadującego z węzłem i . Węzeł ZCI i będzie obserwowalny, jeśli znane jest napięcie w dowolnym sąsiadującym z nim węzle j .

Jednostek PMU nie stosuje się w DN, ponieważ są zbyt drogie [4]. Niemniej jednak do rozmieszczenia SM w DN można podejść tak samo jak do rozmieszczenia minimalnej liczby jednostek PMU z użyciem procedury całkowitoliczbowego programowania liniowego [6].

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Funkcję celu w tym zadaniu, polegającym na określeniu minimalnej liczby wielokanałowych PMU¹, można przedstawić w następujący sposób:

$$\min \sum_{i=1}^n c_i x_i \quad (2)$$

gdzie ograniczenia nierównościowe i równościowe mają postać: [6]

$$f_i = \sum_j a_{ij} x_j + \sum_{j \in N_z} a_{ij} Z_j y_{ji} \geq b_i^p \quad (3)$$

$$\sum_{j \in N_z} a_{ij} y_{ji} = Z_j; \quad i = 1, \dots, n; p = 1, \dots, 4 \quad (4)$$

gdzie: n – liczba węzłów w schemacie sieci; N_z – liczba węzłów z zerową iniekcją prądu; c_i – wektor liniowych współczynników funkcji celu; f_i – funkcja obserwowalności pokazująca, ile pomiarów potrzeba do zapewnienia obserwowalności węzła i ; a_{ij} – element symetrycznej macierzy incydencji A , odnośnie węzły i oraz j , $a_{ij} = 1$, jeśli jest gałąź $i-j$, jeśli nie ma $a_{ij} = 0$, $a_{ij} = 1$; x – binarny wektor całkowitoliczbowy rozwiązania, którego elementy są równe 0 lub 1 (elementy wektora rozwiązania równe 1 wskazują węzły do umieszczenia PMU); y_{ji} – dodatkowa binarna zmienna całkowitoliczbową wskazująca, że obserwowalność węzła i można zapewnić poprzez ZCI w węźle j lub obserwowalność węzła ZCI j można zapewnić dzięki gałęzi łączącej go z obserwowalnym węzłem i ; Z_j – zmienna binarna równa 1, jeśli węzeł ma ZCI, a jeśli nie ma, wynosi 0; b_i^p – wektor prawych stron nierówności ograniczeń; p – numer rozwiązzonego zadania.

W [6, 7] problem wyboru minimalnej liczby jednostek PMU rozwiązano dla normalnych warunków pracy sieci (zadanie 1), dla stanu zmiany w topologii sieci po odłączeniu niektórych gałęzi (zadanie 2), gdy niektóre jednostki PMU ulegną awarii (zadanie 3) oraz w przypadku utraty pewnych pomiarów fazorów napięcia lub prądu należących do jednostki PMU (zadanie 4).

Aby rozwiązać zadania 2 i 4 z uwzględnieniem potrzeby pojedynczego zapewnienia obserwowalności węzłów z pomiarami i podwójnego zapewnienia obserwowalności węzłów bez pomiarów, elementy diagonalne a_{ii} macierzy incydencji ustawia się jako równe 2. Obserwowalność wszystkich węzłów w zadaniu 1 i węzłów zawieszonych w zadaniu 2 należy zapewnić co najmniej raz. Dlatego i -ty element wektora b_i^p , który odpowiada takim węzłom, jest ustawiony na 1. Obserwowalność wszystkich węzłów w zadaniu 3 należy zapewnić dwa razy. Dlatego w zadaniu 2 we wszystkich węzłach z wyjątkiem zawieszonych i wszystkich węzłach w zadaniu 4 elementy b_i^p wektora stron prawych powinny równać się 2.

Warto zauważyć, że ani utrata pomiarów, ani odłączenia gałęzi nie wpływają na ZCI w węźle przesyłowym. Liczba dodatkowych zmiennych binarnych wprowadzających zarówno równania nierównościowe (3), jak i równania równościowe (4), odpowiada liczbie węzłów sąsiadujących z węzłem ZCI. Ponieważ w praktyce wszystkie jednostki PMU mają ograniczoną liczbę kanałów, które pozwalają mierzyć fazor napięcia w węźle z PMU i fazory prądów tylko

w jednej, dwóch, trzech lub w innej liczbie przyległych gałęzi, należy to uwzględnić w algorytmach dla zadań 1–4.

W [8], aby uwzględnić ograniczenia liczby dostępnych kanałów pomiarowych, autorzy proponują reprezentację kolumn macierzy incydencji A przez kilka kolumn zawierających wszystkie możliwe pomiary fazorów prądów w gałęziach przylegających do węzła o mierzonym napięciu. W każdej kolumnie zbudowanej na podstawie kolumny j macierzy A , element a_{ij} równy jedności powtarza się w zadaniach 1 i 3, a równy 2 w zadaniach 2 i 4 [7]. Aby określić liczbę nowych kolumn reprezentujących j -tą kolumnę macierzy A , konieczne jest znalezienie liczby kombinacji $C_k^{d_j}$ elementów d_j , po jednym k na raz, gdzie d_j to stopień węzła j , a k to liczba kanałów dostępnych do pomiaru fazorów prądów:

$$C_k^{d_j} = \frac{d_j!}{k!(d_j-k)!} = h_j \quad (5)$$

Jeśli moc węzła d_j , który odpowiada j -tej kolumnie macierzy, jest mniejsza niż lub równa liczbie dostępnych kanałów, taka kolumna nie jest przekształcana i zakłada się, że liczba kombinacji jest równa jedności. Całkowita liczba kolumn transformowanej macierzy A będzie równa

$$\bar{n} = \sum_{j=1}^n C_k^{d_j} \quad (6)$$

Aby rozwiązać problem (2) bez umieszczenia dwóch lub więcej jednostek PMU w tym samym węźle, ograniczenia (3), (4) należy uzupełnić o ograniczenia równościowe zapewniające określenie jednostki PMU odpowiadającej tylko jednej z kolumn macierzy A , które są wariantami kolumn macierzy A .

Ze względu na ograniczenia liczby dostępnych kanałów [8] oraz wymóg umieszczenia nie więcej niż jednej jednostki PMU w węźle, zadania 2–4 zostały zapisane w następujący sposób:

$$\min \sum_{j=1}^n \sum_{h=1}^{h_j} c_{jh} x_{jh} \quad (7)$$

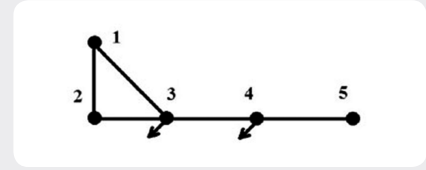
$$f_i = \sum_{j=1}^n \sum_{h=1}^{h_j} \bar{a}_{ijh} x_{jh} + \sum_{j \in N_z} a_{ij} Z_j y_{ji} \geq b_i^p, \quad i = 1, \dots, n, p = 1, 2, 3, 4 \quad (8)$$

$$\sum_{j \in N_z} a_{ij} y_{ji} = Z_i, \quad i = 1, \dots, n \quad (9)$$

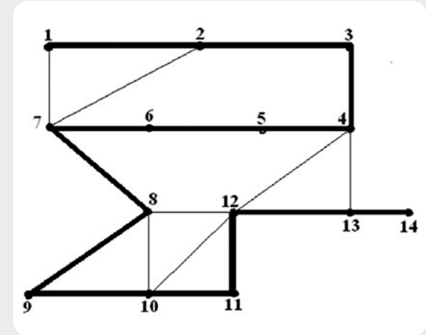
$$\sum_{h=1}^{h_j} \bar{a}_{ijh} x_{jh} = 1, \quad j = i \quad (10)$$

3. Studium przypadku rozwiązania problemu umieszczenia wielokanałowego PMU

5-węzłowy schemat testowy z 5 gałęziami i ZCI w węzłach 3 i 4 z rys. 1 został wykorzystany do ilustracji rozwiązania problemów 7–10 w zadaniach 1–4. Zbiory pomiarów fazorów prądów w gałęziach przylegających do węzłów z mierzonym fazorem napięcia z 1-, 2- i 3-kanałowych jednostek PMU przedstawiono w tab. 1. Ponieważ węzeł 3 (rys. 1) jest stopnia 3, wszystkich kanałów 3-kanałowego PMU można użyć tylko tam.



Rys. 1. 5-węzłowy schemat testowy z 5 gałęziami i zerową iniekcją prądu w węzłach 3 i 4



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Ze względu na ograniczenia liczby PMU w węzle do 1, optymalny zbiór powinien zawierać tylko jedno z rozwiązań: x_{11} lub x_{12} . W przypadku 14-węzłowego schematu testowego IEEE z 20 gałęziami z rys. 2 możemy pokazać, że 1- lub 2-kanałowe jednostki PMU do zadań 1-4 można w nim rozmieścić w węzłach drogi Hamiltona [9]. Na rys. 2 pokazuje ją pogrubiona linia, która przechodzi przez węzły 1-14, wchodząc do każdego z nich tylko jeden raz.

Rozmieszczenie 1- i 2-kanałowych jednostek PMU w węzłach drogi Hamiltona dla zadań 1 i 3 pokazano na rys. 3 i rys. 4. Liczba 1-kanałowych jednostek PMU dla tych zadań wynosi 7 i 14, a liczba PMU 2-kanałowych – odpowiednio 5 i 10.

Droga Hamiltona ma konfigurację typową dla nierozgałęzionej linii zasilającej niskiego napięcia. Rozwiązania przedstawione na rys. 3 i 4 można zatem uznać za optymalne zbiory PMU stanowiące rozwiązania zadań 1 i 3 dla linii zasilającej DN.

4. Wyznaczenie optymalnego zbioru liczników inteligentnych w sieci rozdzielczej na podstawie wyników rozmieszczenia PMU

Analiza możliwego wyboru optymalnego zbioru pomiarów z SM poprzez zastąpienie pomiarów prądu w gałęziach zasilających (rys. 3-4) pomiarami iniekcji prądu, pokazuje, że dla zadania 1 optymalny

k	Zadanie 1	Zadanie 2	Zadanie 3	Zadanie 4
1	$U_{1,1-2}; U_{4,14-5}$	$U_{1,1-2}; U_{5,15-4}$	$U_{1,1-2}; U_{2,12-3}; U_{4,14-5}$	$U_{1,1-2}; U_{5,15-4}$
2	$U_{3,13-1}; I_{3-4}$	$U_{1,1-2}; I_{1-3}; U_{5,15-4}$	$U_{1,1-2}; I_{1-3}; U_{2,12-1}; I_{2-3}$	$U_{1,1-2}; I_{1-3}; U_{5,15-4}$
3	$U_{3,13-1}; I_{3-2}; I_{3-4}$	$U_{1,1-2}; I_{1-3}; U_{5,15-4}$	$U_{1,1-2}; I_{1-3}; U_{2,12-1}; I_{2-3}$	$U_{1,1-2}; I_{1-3}; U_{5,15-4}$

Tab. 1. Zbiór pomiarów schematu z rys. 1

zbiór pomiarów z SM można uzyskać na podstawie rozmieszczenia 1-kanałowych PMU, rys. 3 (a), dla zadania 3 – na podstawie rozmieszczenia 2-kanałowych PMU, rys. 4 (b). Takie optymalne zbiory pomiarów z SM przedstawiono na rys. 5.

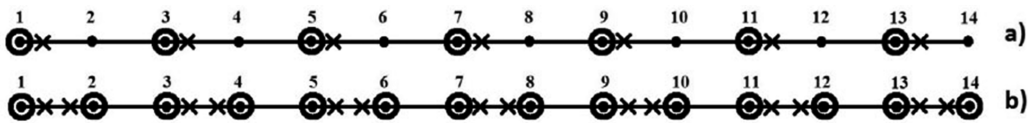
Jak już wspomniano, można zsynchronizować pomiary prądów czynnych i biernych oraz wartości napięcia w obecnie stosowanych SM. Pokażemy, jak zastąpienie pomiarów fazy napięcia pomiarami wartości napięcia wpływa na dobór zbioru SM, który zapewnia obserwowalność DN.

Sieć rozdzielcza DN niskiego napięcia 0,4 kV przyłączona bezpośrednio do odbiorników charakteryzuje się stosunkowo małą indukcyjnością i obciążeniem o wysokim współczynniku mocy. Dlatego składowa napięcia w osi poprzecznej w DN jest znacznie mniejsza niż składowa podłużna. Eksperymenty pokazują, że fazy napięcia nie przekraczają 2 stopni. Pozwala to przy SE

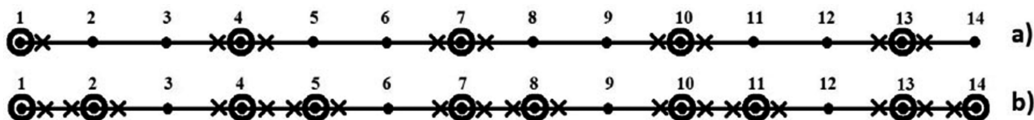
na DN uznać zmierzone składowe podłużne napięcia za równe zmierzonym wartościom napięcia i przyjmując, że zmierzone składowe napięcia w osi poprzecznej są równe 0.

W przypadku, gdy SM z pomiarem wartości napięcia są instalowane we wszystkich węzłach odbiorczych sieci o N węzłach, minimalna liczba pomiarów wymagana do zapewnienia obserwowalności powinna obejmować $2(N-1)$ pomiarów iniekcji prądu czynnego i biernego, pomiar wartości napięcia w jednym z węzłów i stałą fazę napięcia w węzle podstawowym. Pozostałe $(N-2)$ pomiary wartości napięcia będą zbędne i można ich użyć do zwiększenia dokładności uzyskiwanych szacunków.

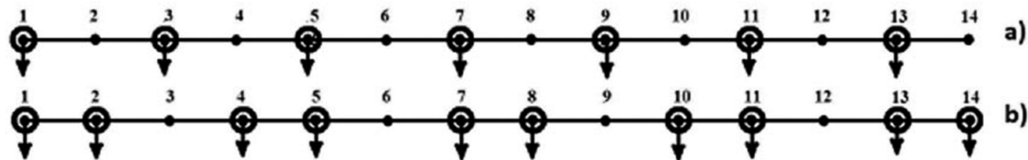
Schematy przedstawione na rys. 6 umożliwiają porównanie wartości składowej napięcia w osi podłużnej dla warunków testowania 14-węzłowej sieci zasilającej niskiego napięcia o składowych w osi podłużnej uzyskanych z liniowego



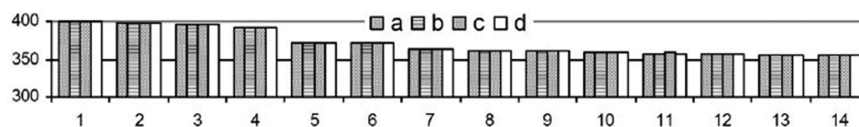
Rys. 3. Zbiory pomiarów z 1-kanałowych PMU dla sieci z rys. 2, w tym pomiary fazy prądu i napięcia dla zadania 1 (a) i zadania 3 (b)



Rys. 4. Zbiory pomiarów z 2-kanałowych PMU dla sieci z rys. 2, w tym pomiary fazy prądu i napięcia dla zadania 1 (a) i zadania 3 (b)



Rys. 5. Zbiory pomiarów z SM dla 14-węzłowej sieci zasilającej niskiego napięcia, w tym pomiary fazy iniekcji prądu i napięcia dla zadania 1 (a) i zadania 3 (b)



Rys. 6. Wartości składowe napięcia w osi podłużnej w węzłach 14-węzłowej sieci zasilającej: a – dla warunków testowych, b – gdy liczniki SM zainstalowane są w węzłach 2-14, c – gdy liczniki SM zainstalowano zgodnie z rys. 5b, d – gdy liczniki SM zainstalowano zgodnie z rys. 5a.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

oszacowania stanu dla trzech zestawów SM. Wartości iniekcji prądu i wartości napięcia, które przyjęto jako równe składowym podłużnym napięcia, zostały obliczone w warunkach testowych i użyte jako pomiary do SE. Pomiary składowych napięcia w osi podłużnej ustawiono jako równe 0. Pierwszy zbiór pomiarów obejmował pomiary z SM w węzłach 2–14, drugi zestaw odpowiada rys. 5b (zadanie 3), a trzeci rys. 5a (zadanie 1). Analiza wykresów na rys. 6 pokazuje, że dla wszystkich zbiorów pomiarów SM składową podłużną napięcia można zastosować do regulacji poziomów napięcia we wszystkich węzłach sieci zasilającej niskiego napięcia. Taka regulacja, jak zauważyliśmy wcześniej, jest jednym z głównych zadań w DN z DG. Obserwowalność wszystkich zmiennych stanu można zapewnić tylko wtedy, gdy liczniki SM są zainstalowane we wszystkich węzłach odbiorczych, ponieważ przyjęcie składowych napięcia w osi poprzecznej za równe 0 prowadzi do znacznych błędów oszacowania prądów.

5. Wnioski

Dla różnych warunków działania sieci (zadania 1–4) opracowaliśmy algorytm wyboru minimalnej liczby pomiarów z jednostek PMU, niezbędnej do zapewnienia topologicznej obserwowalności systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem ograniczeń liczby dostępnych kanałów pomiarowych.

Podejście to można zastosować do doboru liczby liczników SM w sieci DN i ich rozmieszczenia.

Zastąpienie pomiarów fazorów napięcia w zbiorach pomiarów z liczników SM dla zadań 1 i 3 pomiarami wartości napięcia umożliwia zapewnienie obserwowalności, tj. regulację tylko składowych napięcia w osi podłużnej we wszystkich węzłach sieci DN.

Bibliografia

1. Mohassel R.R. i in., A survey on Advanced Metering Infrastructure and its application in Smart Networks, Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2014 IEEE 27th Canadian Conference on, 2014, s. 1–8.
2. Chen Q., Kaleshi D., Fan Zh., Inferring Low Voltage Transformer State Using Only Smart Metering Data [Określenie stanu transformatora niskiego napięcia tylko na podstawie danych z pomiarów inteligentnych], IEEE 2013, s. 1–5.
3. Wellssow W.H., Waeresch D., Identification of topology faults by smart meter data in meshed low voltage networks, Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014, s. 1–7.
4. Santos S. i in., Smart meters enable synchrophasor applications in distribution networks, CIGRE, 2012, s. 8.
5. Nuqui R.F., Phadke A.G., Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized

Phasor Measurements, IEEE Power Tech Conference, Lausanne 2007.

6. Khokhlov M.V., Golub I.I., A unified approach to the optimization of PMU placement in the network to ensure reliable observability of electric power systems, *Methodological Issues of the Study on Reliability of Large-Scale Energy Systems* 2014, Iss. 64, Irkutsk, ESI SB RAS, s. 237–246.
7. Golub I.I., Khokhlov M.V., Algorithms for synthesis of electric power system observability on the basis of synchronized phasor measurements, *Elektrichestvo* 2015, No. 1, s. 26–33.
8. Fan N., Watson J-P., On integer programming models for the multichannel PMU placement problem and their solutions, *Energy Systems* 2014, Vol. 6, No. 1, s. 1–19.
9. Dharwadker A., A new algorithm for finding Hamilton circuits, ASHAAY DHARWADKER, 2004 [online], http://www.dha.wadker.org/_hamilton [dostęp: 1.07.2016].

Irina I. Golub

prof. dr inż.

Instytut Systemów Energetycznych im. Melentiewa, Rosyjska Akademia Nauk (ESI SB RAS)

e-mail: golub@isem.irk.ru

Inżynier elektryk, absolwentka Moskiewskiego Instytutu Energetycznego. Od 1972 roku pracuje w ISEM SB RAS w Irkucku. Jej zainteresowania naukowe wiążą się z analizą stanu systemu elektroenergetycznego.

Yana I. Kuzkina

inżynier Działu Zabezpieczeń Przekaznikowych i Automatyki

Ośrodek Konstrukcyjno-Badawczy LLC Irkutskenergo

e-mail: yanak93@mail.ru

Ukończyła Irkucki Krajowy Badawczy Uniwersytet Techniczny z tytułem inżyniera elektryka. Od 2015 roku kształci się na studiach podyplomowych w ISEM SB RAS w Irkucku.