

# Use of AMI Meters in the Process of Low Voltage Grid Optimization

## Authors

Krzysztof Dobrzyński  
Zbigniew Lubośny  
Jacek Klucznik  
Sławomir Noske  
Dominik Falkowski

## Keywords

low voltage grid, grid monitoring and control, optimization

## Abstract

This is a report of a project involving, inter alia, low voltage grid performance optimization with data from AMI meters. The study was supported with a European UPGRID grant, and executed by a consortium of companies from seven European countries, including Poland.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017305**

Received: 06.02.2017

Accepted: 27.06.2017

Available online: 30.09.2017

## 1. Introduction

The knowledge of the Distribution System Operator concerning the actual state of the low voltage grid is currently very limited. This means that the distribution operator does not have sufficient information about the current voltages and loads of grid components in the low voltage grid, or it is merely the residual knowledge of a selected test area of the grid, as is the case with the Hel Peninsula, for example. In the case of LV grid failures, basically the only source of feedback are the blackout notices from customers conveyed by phone or via the Internet. Similarly,

the operator doesn't know much about the power quality, since it is analysed upon customer complaint only. Following the large-scale deployment of AMI infrastructure, operators have been investigating the suitability of AMI meters for purposes other than just metering and billing energy consumption. AMI meters, depending on the model, can record different electrical parameters, such as instantaneous voltage and power values, and pre-defined events (e.g. voltage drop). The combination of these features with the ability of AMI meters to remotely retrieve measurements has prompted researchers to look for additional

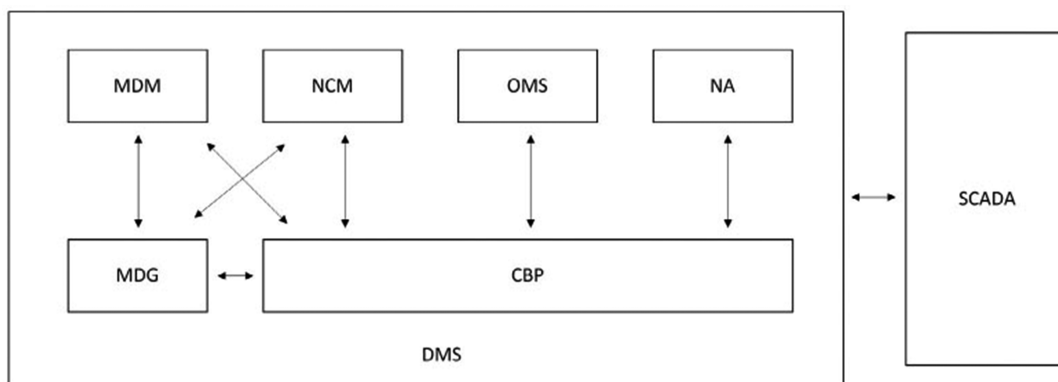


Fig. 1. General structure of DMS system. MDM – Meter Data Management; NCM – Network Control and Management; OMS – Outage Management System; NA – Network Analysis; MDG – Meter Data Gateway; CBP – Central Database; SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

areas where this infrastructure may be used. Verifying the new applications of AMI infrastructure is a complex undertaking that on the one hand involves significant enterprise resources, and on the other hand requires third-party support for tasks outside the operator's core business, e.g. development of new software.

At the beginning of 2015, ENERGA-OPERATOR SA, Gdańsk University of Technology, Institute of Power Engineering, and Atende SA commenced cooperation in the implementation of a project financed by an UPGRID European grant under the Horizon 2020 program [4]. Besides the Polish partners, the project participants include 15 more from 7 different European countries. The grant was aimed at investigating the feasibility and viability of a remote monitoring and control system for low and medium voltage grids. However, the operator is allowed a certain flexibility with regard to the choice of issues that they may wish to address as long as they remain defined within certain topics. The distribution operator in a given country specifies which issues will be addressed. This is justified by the differences between operators, both in terms of technology and the experience already gained. The Polish operator focused on issues related to the low voltage grid.

This paper reports selected issues addressed under the grant by the Polish partners [1], including:

- LV grid monitoring and control
- power flow calculation in LV grid
- LV grid state estimation
- load and generation forecasting in LV grids
- optimization of LV grid division points
- MV/LV transformer temperature forecasting
- optimum choice of transformer for MV/LV substation
- fault location.

In the project, the above-mentioned issues constitute the independently considered functionalities included in the developed

Distribution Management System (DMS). The general structure of this system is shown in Fig. 1.

## 2. The low and medium voltage grid test area

The objective of the grant was to investigate the relevant issues in a real distribution grid. Therefore, a definite demonstration area of the medium and low voltage grids, located within Gdynia city districts, was identified: Witomino, Działki Leśne and Chwarzno (Fig. 2). This area consists of:

- 33.71 km of medium voltage cable lines
- 90.75 km of low voltage cable lines
- 26.68 km of low voltage overhead lines
- 54 indoor MV/LV transformer substations, which supply 300 low voltage circuits.

All MV/LV substations in the demonstration area were equipped with AMI infrastructure, including: a concentrator that collects measurements from customer meters and a balancing meter located on LV side of the MV/LV transformers. As part of the project, selected MV/LV substations were upgraded to provide adequate levels of grid monitoring and control. For example, in three selected substations, currents were measured and fuses inspected in each LV circuit.

## 3. Functionalities planned in LV grid

Within the grant framework, many low voltage grid functionalities were provided for. The following is a brief description of these functionalities with selected issues and/or constraints that affect the current implementation.

### 3.1. LV grid monitoring and control

The LV grid is monitored and controlled by Polish distribution operators, basically only in pilot areas where selected solutions are being tested. In this case, in principle for the first time, the

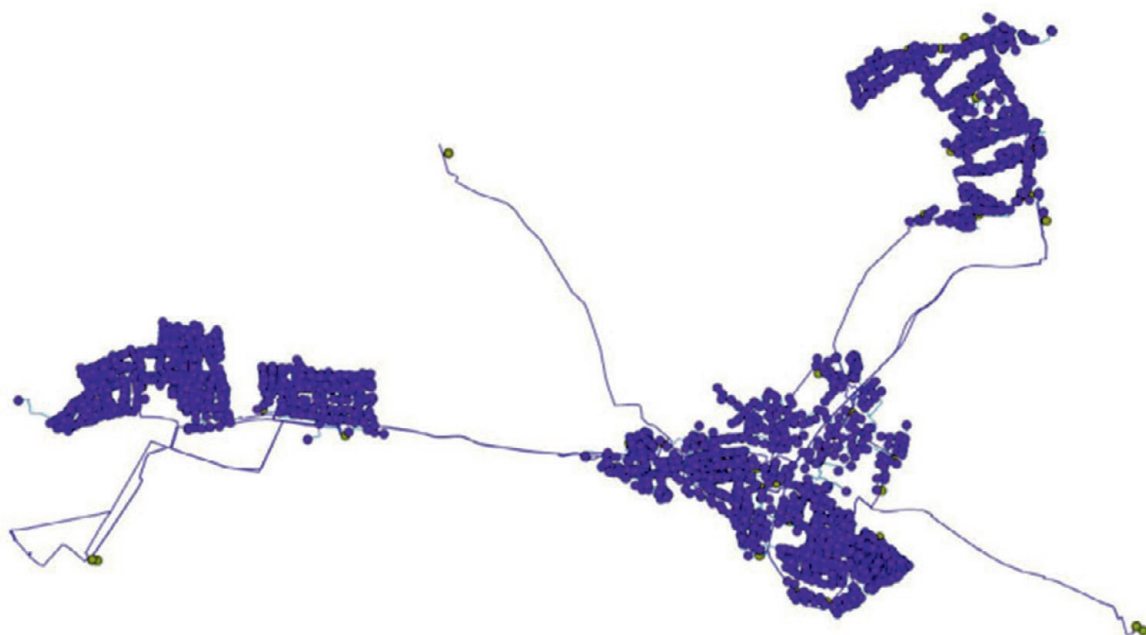


Fig. 2. Demonstration area of medium and low voltage grids

research effort is aimed at the make a model of the LV grid's demonstration area in the SCADA system, which is in place at ENERGA-OPERATOR. As part of the implementation of this functionality in the SCADA system, the following features were monitored:

- LV grid node voltages
- current and power flows in line sections
- current and power flows in MV/LV transformers
- manual LV switch statuses
- micro-source operational status, incl. measure output power
- information on blown fuses in the LV feeders (MV/LV substation).

Also, the option of remote control from the SCADA system was provided for. This applies to micro-sources that can be remotely turned on or off.

Some of the above information will not come from direct measurements. The current and power flows in line sections will be calculated by the LV grid state estimator. On the other hand, a change in the status of a manually controlled switch will be identified and notified by an Electrical Emergency Service field crew. The other values will be measured. Cable cabinet voltages will be taken from customer meters. However, since there may be multiple meters connected to one cable cabinet, the minimum and maximum value will be shown. Voltages on the LV buses of the MV/LV transformers will be measured by a balancing meter. It is worth mentioning that one problem is the efficiency of measurement acquisition from customer meters using PLC (Power Line Communication) technology, which in general, increases the time of measurement retrieval from customer meters along with the electrical distance of its location relative to the concentrator located in the MV/LV substation. This is unfortunate due to the fact that for the efficient management of current grid operation, information is needed concerning the grid state and should be acquired as soon as possible. The desired time is usually counted in seconds. Unfortunately, the acquisition of data measured deeper in the grid can take a dozen or so, and in extreme cases a few dozen, minutes, which makes this measurement unsuitable for the operator. Therefore, the need arose to estimate the voltages that cannot be acquired in an acceptable time. This will be accomplished by using the LV grid condition estimator, which has been briefly described in point 3.3. In this case, the time limit for transferring information to the SCADA system was 15 minutes.

### 3.2. Power flows

The LV grid power flow calculation module is designed to perform the functions of grid operation planning or analysis, which is where historical or forecast data are used. The algorithm was based on the commonly used Newton-Raphson iteration method [5], which features high convergence. The essence of this method is the solution of a non-linear system of equations in which the active  $P_i$  and reactive  $Q_i$  power shall be fulfilled in each network node:

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = -U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2)$$

where:  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$  – difference between nodal voltage angles,  $U_i$  – voltage in node  $i$ ,  $G_{ij}$ ,  $B_{ij}$  – impedance matrix elements.

The input data for the implementation of the above method are:

- technical parameters of grid components (line sections and transformers)
- grid topology
- switches state
- LV side voltages of MV/LV transformers
- load and generation powers of micro-sources.

Due to the radial configuration of the LV grid, the power flow calculation can be split into sub-grids supplied from MV/LV transformers. In the method, nodes should be divided into generation, load, and balancing types. At the same time, the generation nodes may be ignored, because the micro sources installed in the LV grid are not capable of voltage regulation. Thus, all nodes are treated as loads, with their active and reactive powers  $P_i$  and  $Q_i$  assumed (e.g. from historical measurements or forecasts) as preset. The exception is the LV side buses of the MV/LV transformer, which are treated as balancing node. For this node, the preset voltage module is assumed (e.g. from forecast, historical trends or measurements) and the angle of that voltage equals zero or any other reference angle.

As a result of the Newton-Raphson method application, the following values are obtained:

- currents in line sections and transformers in a defined grid area
- voltages in all nodes in a defined grid area
- active and reactive powers at the beginning and end of each line section
- active and reactive power flows through transformers
- active and reactive power losses in all line sections.

### 3.3. LV grid status estimation

The main information of interest to the operator while providing current control of the grid operation, are node voltages and loads of individual line sections and transformers. As mentioned earlier, in the case of a low voltage grid, at present, the operator has no current knowledge about its actual state. With the help of AMI infrastructure, information may be obtained, but with certain limitations. The main limitation is the efficiency of measurement acquisition from customer meters. For this reason, the power flow module cannot be used and the grid state estimator should be used, which will fill missing measurements. Currently, based on completed analyses, it is predicted that in the assumed 15-min. time interval measurements could be acquired from most customer meters, but not all. The above information makes it necessary to apply a solution which, based on incomplete data, will provide a reliable state of LV grid.

Input data for the algorithm basically coincides with those needed in the power flow calculation module (point 3.2). In this case, no load and generation powers are needed.

Additionally, the following are required:

- voltage measurements in selected customer meters
- energy measurements in balancing meters.

The basis of the algorithm is a square admittance matrix with the size corresponding to the number of nodes in the subgrid:

$$\underline{Y} = \underline{Y}_y + \underline{Y}_z \quad (3)$$

where:  $\underline{Y}_y$  – matrix containing shunt grid elements,  $\underline{Y}_z$  – matrix containing series grid elements.

In this algorithm, the calculation problem is reversed in relation to the classical power flow calculation. In this case, power flows are derived from voltage measurements. In the first step of the algorithm, the voltage and current equation is supplemented:

$$\underline{I} = \underline{Y}\underline{U} = \begin{bmatrix} I_l \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_a & Y_b \\ Y_c & Y_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_l \\ U_x \end{bmatrix} \quad (4)$$

where:  $\underline{I}_l$  – vector of currents in cable cabinet, where voltage measurement is available,  $\underline{U}_l$  – vector of measured voltages,  $\underline{U}_x$  – vector of searched for voltages.

In the next step, the node powers are determined:

$$S = P + jQ = \begin{bmatrix} U_j \\ U_x \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_l \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5)$$

In the above method, the problem is the availability of the voltage module only, since the AMI meters installed in the demonstration area are not capable of measuring the voltage angle. Because of this, the results are burdened with an error. Therefore, in the following steps the algorithm estimates the node voltage angles. This is accomplished based on the factor of the change of the angle between the from node and the end node of each line section  $\alpha\delta_{kl}$ , which is defined as the derivative of the angle change with respect to the active power in a line section. These values are determined for a grid with a specific topology at one time before the start of the estimation process with random grid loads. This allows the distribution of voltage angle variations as a function of the branch power to be obtained, which is then averaged using linear regression. Then, node voltage angles are adjusted, depending on the power flow in the branch.

In the next iteration step, the measured  $\underline{U}_l$  voltages are corrected for the angle calculated for each branch, a new nodal power vector is determined, as well as new power flows in the branches, and new angle corrections. Iterations are repeated until the desired calculation accuracy is achieved.

### 3.4. Load and generation forecasting

The project also provided for a load and generation power forecasting function, which is planned for use in other functionalities, e.g. during the forecasting of the MV/LV transformer temperature. The forecasting algorithm is based on statistical methods. Historical load (generation) data of active energy profiles are needed here and also, if available, of reactive energy profiles.

Forecasting consists of the following three steps [6]:

#### 1. Historical data retrieval from a database

Historical data from previous years for the day under consideration are searched for, including consideration of the same day of the week. Hence, it will not be exactly the same date in the previous years as it is in the current year.

#### 2. Filtering historical data

Historical data may be subject to two issues that can adversely affect the forecast outcome:

- Missing or incorrect measurement data. In theory, stored data should be complete as they provide the basis for customer billing. In fact, some data may be missing. Incorrect data may be: zero, unexpectedly high or low values. If this is the case, the data needs to be supplemented, this may be achieved by interpolation, but only after data validity has been ascertained
- If a searched-for day in the previous year was of a different type, e.g. in the previous year it was a public holiday, and now it is a working day.

#### 3. Calculation of power forecast

Firstly, the mean powers  $P_{mean}$  are calculated for a given day, for each  $i$ -th year of the past, for which measurements of the forecast day are available:

$$P_{mean}(i) = \frac{1}{96} \sum_{j=1}^{j=96} P(i, j) \text{ for } i \in (2 \dots N) \quad (6)$$

where:  $j$  – measurements at 15-minute intervals,  $N$  – number of years for which historical measurements are available for the forecast day,  $i = 1$  – day of the current year, i.e. the day for which the forecast is calculated.

Then, for each measurement year, the power change factor  $k(i)$  is determined:

$$k(i) = \frac{P_{mean}(1)}{P_{mean}(i)} \quad (7)$$

Load (generation) power forecast at 15-minute interval, for the  $j$ -th time interval in 24 hours may be obtained from the equation:

$$P(1, j) = \left( \frac{1}{N-1} \left( \sum_{i=2}^N k(i) \cdot P(i, j) \right) \right) (1 + b \cdot \Delta t^c) (1 + d \cdot \Delta s^e) \quad (8)$$

where:  $b, c$  – temperature function coefficients,  $\Delta t$  – temperature,  $\Delta s$  – cloudiness (insolation).

### 3.5. Optimization of LV grid division points

Low voltage grids are constructed as meshed networks, but they operated as radial networks. In addition, the common practice of having LV grids built by operators assumes that every cable cabinet should enable grid segmentation. This makes it relatively easy to isolate, for example, a damaged line section. At present, mainly for cost reasons, remotely controlled switches are not used for grid sectioning. Sectioning is implemented manually by an Electrical Emergency Service field crew. Another functionality that will be implemented within the project is the optimization of the division points of the LV grid. In this case, the algorithm allows for a search for a new grid configuration subject to the following criteria:

- Voltages in the analysed area of the LV grid are within the acceptable range, which is a parameter taken into account in calculations
- No grid component (line and MV/LV transformer) rated current is exceeded in the LV grid's analysed area.

A variety of goal functions may be optimized here, including:

- elimination of overloads in an LV grid area
- elimination of overvoltages in an LV grid area
- search for a new division points because of the need to deenergize a grid component or area, e.g. for the failure removal or performing a scheduled works
- minimizing technical losses in an LV grid area.

The algorithm performs calculations for the actual configuration of the defined LV grid area, taking into account the load forecasts over a specified time and at a defined time interval. Then new grid configurations are searched for that meet the criteria are set out as a ranking list.

### 3.6. MV/LV transformer temperature forecasting

At MV/LV substations, the power flows through transformers are measured every 15 minutes by a balancing meter. These measurements are sent to the AMI system and stored there, so that the transformer load history is available. Based on the measured powers, the transformer temperature in its hottest place can be approximately estimated. The temperature determination is based on standards PN IEC 60354 [2] and PN EN 60076-2 [3].

Based on the transformer load history, with the forecasting function (described in section 3.4) the transformer load may be predicted, e.g. for the next 12 hours. However, the prediction is only possible if the subgrid supplied from this transformer has not changed in relation to the measurements from previous years. If this condition is not met, then the forecast made for each customer meter currently fed from the transformer should be used. This approach is also valid for cases where the grid is reconfigured, for example, under the optimization of division points, and it should be verified whether the new configuration would result in the transformer's overload in the perspective of its daily load.

### 3.7. Optimum choice of transformer for MV/LV substation

In general, the low voltage grid, more than the other grids, is subject to constant changes, especially in load power, and soon also with regard to micro-source. On the one hand, this is due to the progressive increase in the energy consuming of households, along with economic development growth. On the other hand, it is due to the emergence of new energy consumption points with progresses in urban development and tenant changes in existing buildings. Taking all of this into account, the MV/LV transformer load curves do not necessarily replicate every year and may change over time. This may in turn lead to the ineffective use of individual distribution transformers and necessitate their replacement.

Economic criteria were proposed in the project for transformer selection for MV/LV substations, with consideration of the costs incurred for the technical losses of transformers and their replacement costs. It is assumed here that the

transformer is not purchased and comes from the distribution operator's stockpile. In the first step, the algorithm, based on the forecast transformer load and voltages, calculates energy losses, no-load and load, for the entire year. Then the transformer replacement cost is calculated, and includes: disassembly, assembly and transport. The decision to replace the transformer is based on the replacement cost comparison with losses throughout the transformer's useful life.

### 3.8. Fault location

Presently, operators locate failures in LV grids based on the phone calls or internet reports of consumers. The project analyses a function that uses AMI infrastructure to assist the operator in LV grid fault detection.

AMI meters can report voltage loss to the concentrator at the MV/LV substation. The limitation here is that a single-phase meter is able to send such information only after the supply voltage has been restored. Whereas a 3-phase meter can send the information immediately, but only when power supply failure occurs in one or two phases.

Another way to deduce the occurrence of an LV grid failure is to analyse the communication between the concentrator and customer meters. Normally, the metering data from the customer meters are transferred to the concentrator in MV/LV substations in cycles. Communication between the meters and concentrator is continuously monitored by the concentrator. This means that the concentrator knows immediately which meter has answered the measurement request. The absence of a customer meter response to the concentrator's query within a given time may be a premise for concluding that there is a failure in the grid. If there is no response, then the next step is to verify the list of the concentrators that have communicated with this meter in the past, and to see if the data was sent within the specified time period. The absence of meter communication with other concentrators may indicate a failure. The meters' concentration, especially in urban subgrids, is also included in the algorithm. For example, in a multi-family house, the lack of response from a single customer meter may indicate the activation of circuit-breaker for the given meter. However, if many meters do not respond, then a failure is highly likely.

## 4. Summary

The existing AMI infrastructure prompts distribution operators to take action aimed at benefiting from the opportunities offered by this infrastructure, other than just energy billing. ENERGA-OPERATOR SA together with partners, within the framework of European UPGRID grant, implements LV grid monitoring and control solutions in a demonstration area. The aim is to gain knowledge and experience in the use of AMI infrastructure.

## REFERENCES

1. Z. Lubośny et al., "Real proven solutions to enable active demand and distributed generation flexible integration, through a fully controllable LOW Voltage and medium voltage distribution grid. Demonstration 4 in real user environment: ENERGA – Poland. System Design, under grant 646531 — UPGRID — H2020-LCE-2014-2015/H2020-LCE-2014-3", Gdańsk 2016.
2. PN IEC 60354: 1999, "Loading guide for oil-immersed power transformers".
3. PN EN 60076-2: 2011, "Temperature rise for oil-immersed transformers".
4. www.upgrid.eu.
5. Z. Kremens, M. Sobierajski, "Analiza systemów elektroenergetycznych" [Analysis of power systems], WNT 1996.
6. H. Dobrzańska et al., "Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane" [Forecasting in power engineering. Selected issues] Częstochowa University of Technology Publishers, Częstochowa, 2002.

### Krzysztof Dobrzyński

Gdańsk University of Technology

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering at Warsaw University of Technology (1999). He earned his Ph.D. at the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2012). An assistant professor at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include interoperation of distributed generation sources within the power system, mathematical modelling, power system control, and intelligent systems in buildings.

### Zbigniew Lubośny

Gdańsk University of Technology

e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology. A professor of engineering since 2004. Currently an associate professor at Gdańsk University of Technology. His areas of interest include mathematical modelling, power system stability, power system control, the use of artificial intelligence applications in power system control, and the modelling and control of wind turbines. Editor in Chief of *Acta Energetica*.

### Jacek Klucznik

Gdańsk University of Technology

e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

He graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). Five years later he obtained his Ph.D. An assistant professor at the Power Engineering Department of his alma mater. His areas of interest include control systems for generators and turbines, wind power generation, and power system automatic protections.

### Sławomir Noske

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering at Poznan University of Technology, where he obtained his doctorate in engineering. Graduated from MBA studies. Professionally involved with the distribution of energy. Now in R&D at ENERGA-OPERATOR SA. At the centre of his interests are: smart grids, diagnostics in cable grids, grid asset management. CIGRE member and Polish representative in the Study Committee of B1 Cables.

### Dominik Falkowski

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

PhD student at Gdańsk University of Technology, working at ENERGA-OPERATOR Innovation Department. During his studies he was awarded a distinction in the ENERGA SA contest for a project on the impact of investment until 2025 in generation capacity and transmission and distribution grids on the load carrying capacities of the nodes and lines in the ENERGA SA operating area. Professional interests: smart grids, power system development and new energy transmission and storage technologies.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 58–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Wykorzystanie liczników AMI w procesie optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia

### Autorzy

Krzysztof Dobrzyński  
Zbigniew Lubośny  
Jacek Klucznik  
Sławomir Noske  
Dominik Falkowski

### Słowa kluczowe

sieć niskiego napięcia, monitoring i sterowanie sieci, optymalizacja

### Streszczenie

Prezentowany jest opis projektu dotyczącego m.in. optymalizacji pracy sieci niskiego napięcia przy wykorzystaniu danych z liczników AMI. Prace były prowadzone w ramach europejskiego grantu UPGRID, realizowanego przez konsorcjum firm z siedmiu państw europejskich, w tym również z Polski.

Data wpływu do redakcji: 06.02.2017

Data akceptacji artykułu: 27.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

### 1. Wstęp

Wiedza operatora dystrybucyjnego na temat aktualnego stanu pracy sieci niskiego napięcia jest obecnie bardzo skromna. Oznacza to, że operator dystrybucyjny nie dysponuje informacjami na temat aktualnych napięć i obciążeń elementów sieciowych w sieci niskiego napięcia albo jest to wiedza szczątkowa, obejmująca tylko wybrany, testowy obszar sieci, tak jak ma to miejsce np. na Półwyspie Helskim. W przypadku wykrywania awarii w sieci nn w zasadzie jedynym źródłem są informacje o zaniku zasilania dostarczane przez klientów telefonicznie lub drogą internetową. Podobnie sytuacja wygląda z wiedzą operatora na temat jakości energii elektrycznej, gdzie ewentualne analizy podejmowane są po uprzednich reklamacjach ze strony klientów. Wykorzystanie infrastruktury AMI na szeroką skalę sprawiło, że obecnie operatorzy badają możliwości wykorzystania liczników AMI do innych zadań niż tylko rozliczeń rzeczywistego zużycia energii elektrycznej. Liczniki AMI, w zależności od modelu, mają zdolność rejestracji różnych wielkości elektrycznych, takich jak np.: chwilowe wartości napięć, chwilowe wartości mocy, zdefiniowane zdarzenia (np. chwilowe obniżenie napięcia). Połączenie wymienionych własności liczników AMI z możliwością zdalnego pobierania pomiarów sprawia, że rozważane są kolejne obszary, w których można wykorzystać tę infrastrukturę. Zweryfikowanie nowych zastosowań infrastruktury AMI jest złożonym przedsięwzięciem, w którym z jednej strony należy zaangażować wiele zasobów przedsiębiorstwa, a z drugiej strony potrzebne jest wsparcie firm zewnętrznych, potrafiących zrealizować zadania niebędące domeną operatora, np. stronę programistyczną.

Z początkiem 2015 roku ENERGA-OPERATOR SA, Politechnika Gdańska,

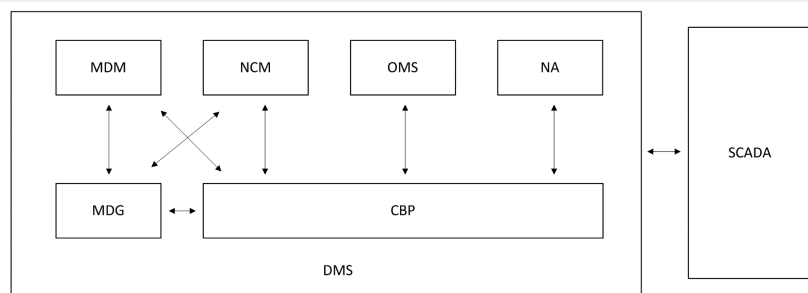
Instytut Elektroenergetyki oraz Atende SA rozpoczęły współdziałanie w realizacji grantu europejskiego o akronimie UPGRID, realizowanego w ramach programu Horyzont 2020 [4]. W grancie tym, oprócz polskich partnerów, uczestniczy jeszcze 15 innych z 7 różnych państw europejskich. W swoim założeniu grant ten dotyczy realizowalności systemu zdalnego monitorowania i sterowania siecią niskiego i średniego napięcia. Przy czym dopuszczona jest tu pewna elastyczność wyboru przez operatorów realizowanych zagadnień, zdefiniowanych w ramach przyjętych tematów. Operator dystrybucyjny w danym kraju precyzuje, które zagadnienia realizuje. Jest to uzasadnione różnicami pomiędzy operatorami, zarówno w sferze technologicznej, jak i już zdobytych doświadczeń. Polski operator skoncentrował się na zagadnieniach związanych z siecią niskiego napięcia. Niniejszy referat przedstawia wybrane zagadnienia realizowane w ramach przedmiotowego grantu przez polskich partnerów [1], a są to m.in.:

- monitorowanie i sterowanie siecią nn
- obliczanie rozpyływu mocy w sieci nn
- estymacja stanu sieci nn
- prognozowanie obciążenia i generacji w sieci nn
- optymalizacja punktów podziału sieci nn
- prognozowanie temperatury transformatora SN/nn
- wybór optymalnego transformatora dla stacji SN/nn
- lokalizacja awarii.

Powyżej wymienione zagadnienia stanowią w projekcie niezależnie rozważane funkcjonalności wchodzące w skład opracowanego systemu DMS (*Distribution Management System*). Ogólną strukturę tego systemu przedstawiono na rys. 1.

### 2. Charakterystyka obszaru testowego sieci niskiego i średniego napięcia

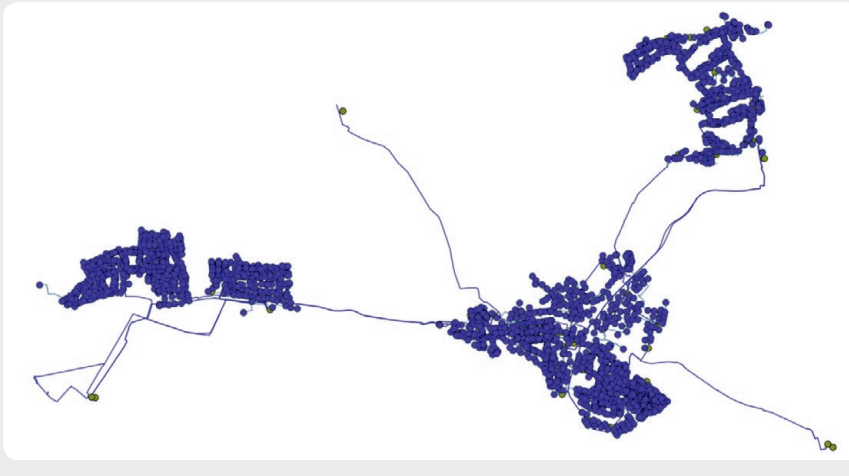
Idea przedmiotowego grantu polega na sprawdzeniu realizowanych zagadnień w rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. Do analiz zdefiniowano zatem określony demonstracyjny obszar sieci średniego i niskiego napięcia, znajdujący się



Rys. 1. Ogólna struktura systemu DMS. MDM – Meter Data Management; NCM – Network Control and Management; OMS – Outage Management System; NA – Network Analysis; MDG – Meter Data Gateway; CBP – Central Database; SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 58–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Demonstracyjny obszar sieci średniego i niskiego napięcia

w dzielnicach miasta Gdynia: Witomino, Działki Leśne oraz Chwarzno (rys. 2). Na obszar ten składają się:

- linie kablowe średniego napięcia o łącznej długości 33,71 km
- linie kablowe niskiego napięcia o łącznej długości 90,75 km
- linie napowietrzne niskiego napięcia o łącznej długości 26,68 km
- 54 stacje transformatorowe wewnętrzne SN/nn, z których zasilanych jest 300 obwodów niskiego napięcia.

Wszystkie stacje SN/nn, znajdujące się na demonstracyjnym obszarze, posiadają infrastrukturę AMI, w skład której wchodzi m.in.: koncentrator zbierający pomiary z liczników komunalnych i licznik bilansujący, realizujący pomiary na szynach głównych rozdzielnic nn. W ramach projektu rozbudowano wybrane stacje SN/nn w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu monitorowania i sterowania siecią. Przykładowo, w trzech wybranych stacjach zrealizowano pomiar prądów na każdym obwodzie nn wraz z kontrolą przepalenia wkładek bezpiecznikowych na poszczególnych obwodach nn.

### 3. Planowane funkcjonalności w sieci nn

W ramach realizowanego grantu przewidziano wiele funkcjonalności obejmujących sieć niskiego napięcia. Poniżej przedstawiono syntetyczny opis tych funkcjonalności z wybranymi problemami lub ograniczeniami, które mają wpływ na bieżącą realizację.

#### 3.1. Monitoring i sterowanie siecią nn

Monitorowanie i sterowanie sieci nn przez polskich operatorów dystrybucyjnych odbywa się obecnie w zasadzie tylko w ramach obszarów pilotażowych, gdzie testowane są wybrane rozwiązania. W tym przypadku, w zasadzie po raz pierwszy, prace skierowane są na odtworzenie demonstracyjnego obszaru sieci niskiego napięcia w systemie SCADA, z którego to systemu korzysta ENERGA-OPERATOR. W ramach realizacji niniejszej funkcjonalności w systemie SCADA przewidziano m.in. pokazywanie:

- napięć w węzłach sieci nn

- przepływów prądów i mocy w poszczególnych odcinkach liniowych
- przepływów prądów i mocy w poszczególnych transformatorach SN/nn
- stanów łączników nn sterowanych ręcznie
- stanów pracy mikroźródeł wraz z wartością generowanej mocy
- informacji o przepaleniu wkładki bezpiecznikowej chroniącej obwód nn (stacja SN/nn).

Przewidziano również możliwość zdalnego wykonywania sterowań z poziomu systemu SCADA. Dotyczy to mikroźródeł, które można zdalnie załączać lub wyłączać.

Część z powyżej wymienionych informacji nie będzie pochodziła z bezpośrednich pomiarów. W przypadku rozplywu prądów i mocy w odcinkach liniowych wartości te będą wynikiem obliczeń wykonanych przez estymator stanu sieci nn. Z kolei w przypadku zmiany stanu łączników sterowanych ręcznie informacja będzie pochodziła od brygad pogotowia energetycznego. Pozostałe wielkości będą efektem pomiarów. W przypadku napięć wartości dla złącz kablowych będą pochodziły z liczników komunalnych. Ponieważ jednak do jednego złącza kablowego może być przyłączonych wiele liczników, pokazana zostanie wartość najmniejsza i największa. Napięcia na dolnych szynach transformatora SN/nn oparte będą na pomiarach realizowanych przez licznik bilansujący. Należy tu wspomnieć, że pewnym problemem jest efektywność pozyskiwania pomiarów z liczników komunalnych przy wykorzystaniu technologii PLC (*Power Line Communication*), która w ogólności charakteryzuje się zwiększeniem czasu uzyskania pomiaru z licznika komunalnego wraz z odległością elektryczną jego umiejscowienia względem koncentratora znajdującego się w stacji SN/nn. Jest to o tyle niekorzystna cecha, że do sprawnego prowadzenia bieżącego ruchu w sieci potrzebna jest informacja o stanie sieci uzyskana w możliwie najkrótszym czasie. Pożądany czas zwykle lokuje się w przedziale sekund. Niestety, zdobycie danych pomiarowych znajdujących się głębiej w sieci może sięgać kilkunastu, a w skrajnych przypadkach kilkudziesięciu minut, co sprawia, że taki pomiar staje się dla dyspozytora nieprzydatny. Pojawiła się zatem konieczność

estymowania wartości napięć, których nie uda się pozyskać w akceptowalnym czasie. Realizowane będzie to z wykorzystaniem estymatora stanu sieci nn, który pokrótce został opisany w rozdziale 3.3. Przyjęto przy tym graniczny czas przekazania informacji do systemu SCADA na poziomie 15 minut.

#### 3.2. Wyznaczenie rozplywu mocy

Moduł obliczania rozplywu mocy w sieci nn jest przeznaczony do realizacji funkcji związanych z planowaniem lub analizą pracy sieci, a więc tam, gdzie wykorzystuje się dane historyczne lub prognozowane. Algorytm został oparty na powszechnie stosowanej metodzie iteracyjnej Newtona–Raphsona [5], która charakteryzuje się dużą zbieżnością. Istotą tej metody jest rozwiązanie nieliniowego układu równań, w którym dla każdego z węzłów sieci muszą być spełnione równania na moc czynną  $P_i$  i bierną  $Q_i$ , generowaną lub pobieraną:

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = -U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in n_i} U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2)$$

gdzie:  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$  – różnica kątów napięć węzłowych,  $U_i$  – napięcie w węźle  $i$ ,  $G_{ij}$ ,  $B_{ij}$  – elementy macierzy impedancyjnej.

Danymi wejściowymi w przypadku implementacji powyższej metody są:

- parametry techniczne elementów sieciowych (odcinków liniowych i transformatorów)
- topologia sieci
- stan łączników
- wartości napięć dolnej strony transformatorów SN/nn
- moce pobierane przez odbiory i generowane przez mikroźródła.

Ze względu na promieniowy charakter sieci nn obliczenie rozplywu mocy można dekomponować na podsieci zasilane z transformatora SN/nn. W implementacji metody należy dokonać podziału węzłów na odpowiednie typy: generacyjne, odbiorcze, bilansujące. Można jednocześnie pominąć węzły generacyjne, ponieważ mikroźródła instalowane w sieci nn nie są w stanie zapewnić regulacji napięcia w węźle, do którego są przyłączone. Zatem wszystkie węzły są traktowane jako węzły odbiorcze, gdzie przyjmuje się (np. z pomiarów historycznych lub prognozy) moce czynne  $P_i$  i bierne  $Q_i$  jako zadane. Wyjątkiem są szyny dolnej strony transformatora SN/nn, które traktowane są jako węzeł bilansujący. Dla tego węzła przyjmuje się moduł napięcia zadanego (np. z prognozy, z trendów historycznych lub z pomiarów) oraz kąt tego napięcia równy zero lub inny dowolny kąt odniesienia.

W efekcie zastosowania metody Newtona–Raphsona uzyskuje się następujące wielkości:

- prądy płynące w poszczególnych odcinkach liniowych oraz transformatorach zdefiniowanego obszaru sieci
- napięcia we wszystkich węzłach zdefiniowanego obszaru sieci
- moce czynne i bierne na początku i końcu każdego odcinka liniowego



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 58–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- moce czynne i bierne płynące przez transformatory
- straty mocy czynnej i biernej we wszystkich odcinkach liniowych.

### 3.3. Estymacja stanu sieci nn

Podstawowymi informacjami, które interesują dyspozytora podczas prowadzenia bieżącego ruchu sieci, są napięcia w sieci oraz obciążenia poszczególnych odcinków liniowych i transformatorów. Jak wspomniano wcześniej, w przypadku sieci niskiego napięcia operator obecnie nie dysponuje bieżącą wiedzą na temat jej stanu. Za pomocą infrastruktury AMI można zdobyć informacje, ale z określonymi ograniczeniami. Głównym ograniczeniem jest efektywność pozyskiwania danych pomiarowych z liczników komunalnych. Z tego też powodu nie jest możliwe wykorzystanie modułu rozplywu mocy i trzeba się posłużyć estymatorem stanu sieci, który na podstawie niepełnych pomiarów oszacuje pomiary brakujące. Aktualnie, na podstawie przeprowadzonych analiz, szacuje się, że w założonym 15-min. przedziale czasu uda się pozyskać pomiary z większości liczników komunalnych, ale nie ze wszystkich. Powyższe powoduje, że należy zastosować rozwiązanie, które na podstawie niepełnych danych przedstawi wiarygodny obraz pracy sieci nn.

Dane wejściowe opracowanego algorytmu w zasadzie pokrywają się z danymi potrzebnymi w module wyznaczającym rozplyw mocy w sieci (rozdział 3.2). W tym przypadku nie są konieczne moce pobierane przez odbiory i generowane przez mikroźródła. Dodatkowo jednak wymagane są:

- pomiary napięć w wybranych licznikach komunalnych
- pomiary energii z liczników bilansujących.

Podstawą działania algorytmu jest macierz admitancyjna kwadratowa o rozmiarze odpowiadającym liczbie węzłów danej podsieci:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_y + \mathbf{Y}_z \quad (3)$$

gdzie:  $\mathbf{Y}_y$  – macierz zawierająca elementy podłużne sieci,  $\mathbf{Y}_z$  – macierz zawierająca elementy poprzeczne sieci.

W niniejszym algorytmie odwrócono problem obliczeniowy w stosunku do klasycznego obliczania rozplywu mocy. W tym przypadku na podstawie pomiarów napięć wyznaczane są wartości mocy. W pierwszym kroku algorytmu uzupełniane jest równanie wiążące napięcia i prądy:

$$\mathbf{I} = \mathbf{YU} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_l \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_a & \mathbf{Y}_b \\ \mathbf{Y}_c & \mathbf{Y}_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_l \\ \mathbf{U}_x \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie:  $\mathbf{I}_l$  – wektor prądów w złączach kablowych, gdzie dostępny jest pomiar napięcia,  $\mathbf{U}_l$  – wektor mierzonych napięć,  $\mathbf{U}_x$  – wektor poszukiwanych napięć.

W kolejnym kroku wyznaczane są wartości mocy węzłowych:

$$\mathbf{S} = \mathbf{P} + j\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_l \\ \mathbf{U}_x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_l \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (5)$$

W powyższej metodzie pewnym problemem jest dostępność tylko modułu napięcia, ponieważ liczniki AMI zainstalowane na obszarze demonstracyjnym nie mają możliwości pomiaru kąta napięcia. To powoduje, że uzyskiwany wynik obciążony jest błędem. Dlatego też w kolejnych krokach algorytm estymuje kąt napięć węzłowych. Przeprowadzane jest to na podstawie współczynnika zmiany kąta pomiędzy węzłem początkowym a węzłem końcowym każdego odcinka liniowego  $\alpha_{ik}$ , który zdefiniowany jest jako pochodna zmian kąta względem mocy czynnej odcinka liniowego. Wartości te wyznaczane są dla sieci o określonej topologii jednorazowo przed rozpoczęciem procesu estymacji z wykorzystaniem losowych obciążeń sieci. Pozwala to uzyskać rozkład zmian wartości kątów napięć w funkcji mocy gałęzi, który jest następnie uśredniany z wykorzystaniem regresji liniowej. Następnie wyznaczane są poprawki kątów napięć węzłowych, w zależności od mocy płynącej przez gałąź. W kolejnym kroku iteracji zmierzone napięcia  $\mathbf{U}_l$  są korygowane o obliczony dla każdej gałęzi kąt, wyznaczany jest nowy wektor mocy węzłowych, nowe przepływy mocy w gałęziach i nowe poprawki kątów. Iteracje są powtarzane do chwili uzyskania żądanej dokładności obliczeń.

### 3.4. Prognozowanie obciążenia i generacji mikroźródeł

W projekcie przewidziano również funkcję prognozowania obciążeń i generacji przez mikroźródła, która planowana jest do wykorzystania w innych funkcjonalnościach, np. podczas prognozowania temperatury transformatora SN/nn. Algorytm prognozowania oparty jest na metodach statystycznych. Niezbędne są tu dane historyczne dla odbiorów (generacji) dotyczące profili energii czynnej i jeżeli są dostępne, to również energii biernej.

Prognozowanie zawiera trzy następujące kroki [6]:

1. Pozyskanie danych historycznych z bazy danych

Wyszukiwane są dane historyczne z poprzednich lat dla rozważanego dnia, z uwzględnieniem tego samego dnia tygodnia. Stąd zwykle dla poprzednich lat nie będzie to dokładnie taka sama data jak dla roku bieżącego.

2. Filtrowanie danych historycznych

Dane historyczne mogą być obciążone dwoma problemami, które negatywnie mogą wpływać na wynik prognozowania, są to:

- Brakujące lub nieprawidłowe dane pomiarowe. Teoretycznie przechowywane dane powinny być kompletne, ponieważ stanowią podstawę do rozliczeń z klientem. W rzeczywistości niektórych danych może nie być. W przypadku nieprawidłowych danych mogą one mieć postać: wartości zerowych, wartości niespodziewanie dużych lub niespodziewanie małych. W takim przypadku należy uzupełnić dane, co może się odbyć z wykorzystaniem interpolacji, jednak dopiero po upewnieniu się co do nieprawidłowości danych
- Jeżeli poszukiwany dzień z poprzedniego roku jest innego typu, np. w poprzednim

roku na poszukiwany dzień przypadają święta, a teraz jest to dzień roboczy.

3. Obliczenie prognozy mocy

W pierwszej kolejności obliczane są wartości średnie mocy  $P_{mean}$  dla danego dnia, dla każdego  $i$ -tego roku z przeszłości, dla którego dostępne są pomiary dotyczące prognozowanego dnia:

$$P_{mean}(i) = \frac{1}{96} \sum_{j=1}^{j=96} P(i, j) \quad \text{dla } i \in \{2 \dots N\} \quad (6)$$

gdzie:  $j$  – pomiar z interwałem 15-minutowym,  $N$  – liczba lat, dla których dostępne są historyczne pomiary dla prognozowanego dnia,  $i = 1$  – dzień w roku bieżącym, tj. dzień, dla którego obliczana jest prognoza. Następnie dla każdego roku pomiarowego wyznacza się współczynnik zmiany mocy  $k(i)$ :

$$k(i) = \frac{P_{mean(1)}}{P_{mean(i)}} \quad (7)$$

Prognozę odbioru (generacji) mocy z interwałem 15-min., za  $j$ -ty przedział czasu w ciągu doby, można uzyskać z zależności:

$$P(1, j) = \left( \frac{1}{N-1} \left( \sum_{i=2}^N k(i) \cdot P(i, j) \right) \right) (1 + b \cdot \Delta t^c)(1 + d \cdot \Delta s^e) \quad (8)$$

gdzie:  $b, c$  – współczynniki funkcji temperatury,  $\Delta t$  – temperatura,  $\Delta s$  – zachmurzenie (nasłonecznienie).

### 3.5. Optymalizacja punktów podziału sieci nn

Sieci niskiego napięcia budowane są jako sieci oczkowe, przy czym pracują jako sieci promieniowe. Dodatkowo stosowana praktyka budowy sieci niskiego napięcia przez operatorów zakłada, że w zasadzie prawie każde złącze kablowe powinno umożliwiać sekcjonowanie sieci. Dzięki temu relatywnie łatwo jest odseparować np. uszkodzony odcinek liniowy. Obecnie, głównie ze względów kosztowych, do sekcjonowania sieci nn nie są wykorzystywane łączniki zdalnie sterowane. Samo sekcjonowanie odbywa się ręcznie przez brygady pogotowia energetycznego.

Kolejną funkcjonalnością, która będzie realizowana w ramach projektu, jest optymalizacja punktów podziału w sieci nn. W tym przypadku algorytm umożliwia poszukiwanie nowej konfiguracji sieci przy spełnieniu następujących warunków kryterialnych:

- Napięcia w analizowanym obszarze sieci nn zawierają się w dopuszczalnym zakresie, przy czym zakres ten jest parametrem uwzględnianym w obliczeniach
- Nie jest przekroczona obciążalność dopuszczalna długotrwale elementów sieciowych (linii i transformatorów SN/nn) w analizowanym obszarze sieci nn. Optymalizowana może być tu różna funkcja celu, w tym m.in.:
- likwidacja przeciążeń występujących w zdefiniowanym obszarze sieci nn
- likwidacja przekroczeń napięciowych występujących w zdefiniowanym obszarze sieci nn
- poszukiwanie nowego podziału sieci powodowanego koniecznością wyłączenia spod napięcia określonego elementu lub

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 58–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

obszaru sieci, np. na potrzeby usunięcia awarii lub wykonania prac planowych

- minimalizacja strat technicznych w zdefiniowanym obszarze sieci nn.

Algorytm wykonuje obliczenia dla aktualnej konfiguracji zdefiniowanego obszaru sieci nn, z uwzględnieniem prognozowanych obciążeń w określonym przedziale czasu i ze zdefiniowanym interwałem czasu. Następnie poszukiwane są nowe konfiguracje sieci spełniające warunki kryterialne, które przedstawiane są w postaci listy rankingowej.

### 3.6. Prognozowanie temperatury transformatora SN/nn

W stacjach SN/nn pomiary przepływu mocy przez transformator realizowane są przez licznik bilansujący z interwałem 15-min. Pomiary te są przesyłane do systemu AMI i tam gromadzone, dzięki czemu dostępna jest historia obciążenia transformatora. Na podstawie zmierzonych wartości mocy można dokonać oceny przybliżonej temperatury transformatora w umownym, najgorętszym jego miejscu. Wyznaczenie temperatury oparto tu na normach PN IEC 60354 [2] i PN EN 60076-2 [3].

Na podstawie historii obciążenia transformatora można, z wykorzystaniem funkcji prognozowania (opisanej w rozdziale 3.4), przewidzieć obciążenie transformatora np. na następne 12 godzin. Przy czym określenie tej prognozy możliwe jest tylko przy spełnieniu warunku niezmienności podsięci zasilanej przez transformator, w stosunku do pomiarów z poprzednich lat. Jeżeli ten warunek nie jest spełniony, to należy posłużyć się prognozą wykonaną dla poszczególnych liczników komunalnych, aktualnie zasilanych z rozważanego transformatora. Podejście to jest również słuszne dla przypadku, kiedy następuje rekonfiguracja sieci, np. w ramach optymalizacji punktów podziału, i należy sprawdzić, czy nowa konfiguracja nie będzie skutkowałą przeciążeniem transformatora w perspektywie jego obciążenia dobowego.

### 3.7. Wybór optymalnego transformatora dla stacji SN/nn

W ogólności sieć niskiego napięcia, w większym stopniu niż sieci pozostałych napięć, podlega ciągłym zmianom, zwłaszcza w zakresie odbieranej mocy, a w niedalekiej przyszłości może również w zakresie generowanej mocy przez mikroźródła. Z jednej strony związane jest to z postępującym wzrostem energochłonności gospodarstw domowych, wraz ze wzrostem rozwoju gospodarczego. Z drugiej strony z powstawaniem nowych punktów odbioru energii w miarę rozwijania się aglomeracji miejskich lub też

zmian lokatorskich w budynkach już istniejących. To wszystko powoduje, że krzywa obciążenia danego transformatora SN/nn nie musi być rok do roku powtarzalna i może się na przestrzeni lat zmieniać. Może to w konsekwencji prowadzić do nieefektywnego wykorzystania poszczególnych transformatorów rozdzielczych i stanowić podstawę do ich wymiany.

W ramach projektu zaproponowano funkcję doboru transformatora do stacji SN/nn pod kątem ekonomicznym, gdzie uwzględniane są koszty ponoszone na straty techniczne transformatora oraz koszty związane z wymianą transformatora. Zakłada się tu, że transformator nie jest kupowany, a pochodzi z rezerwy magazynowej operatora dystrybucyjnego. Algorytm w pierwszym kroku na podstawie prognozy obciążenia transformatora i poziomu napięcia na jego szynach, za okres całego roku, oblicza straty energii – jałowe i obciążeniowe. Następnie obliczany jest koszt wymiany transformatora, w którego skład wchodzi: demontaż i montaż transformatora oraz koszty transportu. Porównanie kosztu wymiany z kosztem ponoszonym na straty, które liczone są za okres żywotności transformatora, jest podstawą do podjęcia decyzji o jego wymianie.

### 3.8. Lokalizacja awarii

Obecnie operatorzy lokalizują awarię w sieci nn na podstawie zgłoszeń telefonicznych lub internetowych pochodzących od klientów. W ramach projektu analizowana jest funkcja, która wykorzystując infrastrukturę AMI, ma wspomóc operatora w wykrywaniu awarii w sieci nn.

Stosowane liczniki AMI mają opcję zgłaszania informacji o zaniku napięcia do koncentratora znajdującego się w stacji SN/nn. Ograniczeniem jest tu fakt, że licznik 1-fazowy jest w stanie przesłać taką informację dopiero po powrocie napięcia zasilającego. Natomiast w przypadku licznika 3-fazowego informacja może zostać wysłana od razu, ale tylko w przypadku braku zasilania występującego w jednej lub dwóch fazach.

Innym sposobem wnioskowania o powstaniu awarii w sieci nn jest analiza komunikacji koncentratorka z licznikami komunalnymi. Standardowo przesyłanie danych pomiarowych z liczników komunalnych do koncentratora znajdującego się w stacji SN/nn odbywa się cyklicznie. Komunikacja pomiędzy licznikiem a koncentratorem jest monitorowana w sposób ciągły przez koncentrator. To oznacza, że koncentrator ma bieżącą wiedzę o tym, który licznik odpowiedział na zapytanie o pomiar. Brak odpowiedzi licznika

komunalnego na zapytanie koncentratora w określonym czasie może stanowić przesłankę do wnioskowania o powstaniu awarii w sieci. Jeżeli występuje brak odpowiedzi, to kolejnym krokiem jest weryfikacja listy koncentratorów, które w przeszłości komunikowały się z tym licznikiem, i sprawdzenie, czy w zadanym okresie czasu doszło do przesłania danych. Brak komunikacji rozważanego licznika z innymi koncentratorami może wskazywać awarię. W algorytmie ujęty jest jeszcze fakt koncentracji liczników, zwłaszcza w podsięciach miejskich. Przykładowo w bloku wielorodzinnym brak odpowiedzi z jednego licznika komunalnego może wskazywać na zadziałanie zabezpieczeń przedlicznikowych tego konkretnego licznika. Jeżeli jednak nie będzie odpowiedzi z wielu liczników, to istnieje duże prawdopodobieństwo, że doszło do awarii.

### 4. Podsumowanie

Istniejąca infrastruktura AMI skłania operatorów dystrybucyjnych do podejmowania działań mających na celu wykorzystanie możliwości oferowanych przez tę infrastrukturę, innych niż tylko rozliczenia za energię elektryczną. ENERGA-OPERATOR SA razem z partnerami, w ramach grantu europejskiego UPGRID, jest na etapie wdrażania na obszarze demonstracyjnym rozwiązań dotyczących monitorowania i sterowania w sieci nn. Celem jest zdobycie wiedzy i doświadczeń w dziedzinie wykorzystania infrastruktury AMI.

### Bibliografia

1. Lubośny Z. i in., Real proven solutions to enable active demand and distributed generation flexible integration, through a fully controllable LOW Voltage and medium voltage distribution grid. Demonstration 4 in real user environment: ENERGA – Poland. System Design, w ramach grantu 646531 – UPGRID – H2020-LCE-2014-2015/H2020-LCE-2014-3, Gdańsk 2016.
2. PN IEC 60354: 1999, Przewodnik obciążenia transformatorów olejowych.
3. PN EN 60076-2: 2011, Przyrosty temperatury dla transformatorów olejowych.
4. www.upgrid.eu.
5. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, WNT 1996.
6. Dobrzańska H. i in., Prognozowanie w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2002.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 58–63. When referring to the article please refer to the original text.

PL

### **Krzysztof Dobrzyński**

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzyński@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (1999). Stopień doktora nauk technicznych uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar jego zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

### **Zbigniew Lubośny**

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

### **Jacek Klucznik**

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jacek.klucznik@pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał stopień doktorski. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się układami regulacji generatorów i turbin, energetyką wiatrową oraz elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową.

### **Sławomir Noske**

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej, także na tej uczelni uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Ukończył studia menedżerskie MBA. Zawodowo związany z dystrybucją energii. Obecnie zajmuje się obszarem badań i rozwoju w ENERGA-OPERATOR SA. W centrum jego zainteresowań są: sieci inteligentne, diagnostyka w sieciach kablowych, zarządzanie majątkiem sieciowym. Członek CIGRE i przedstawiciel Polski w Komitecie Studiów B1 Kable.

### **Dominik Falkowski**

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Doktorant na Politechnice Gdańskiej, pracuje w Departamencie Innowacji ENERGA-OPERATOR SA. W trakcie studiów został laureatem i zdobywcą wyróżnienia w konkursie ENERGA SA za projekt dotyczący wpływu inwestycji do 2025 roku w moce wytwórcze oraz sieć przesyłową i dystrybucyjną na obciążalność węzłów i przeciążalność prądową linii znajdujących się na obszarze działania spółki ENERGA SA. Zainteresowania zawodowe: sieci inteligentne, rozwój systemu elektroenergetycznego oraz nowe technologie przesyłania i magazynowania energii.