

# Electricity distribution management Smart Grid system model

## Authors

Wiesław Nowak  
Wojciech Bąchorek  
Szczepan Moskwa  
Rafał Tarko  
Waldemar Szpyra  
Mariusz Benesz  
Andrzej Makuch  
Jarosław Łabno  
Paweł Mazur

## Keywords

Smart Grid, optimization of medium voltage networks, distributed automatic protection

## Abstract

This paper presents issues concerning the implementation of Smart Grid solutions in a real distribution network. The main components possible to quick implementation were presented. Realization of these ideas should bring tangible benefits to both customers and distribution system operators. Moreover the paper shows selected research results which examine proposed solutions in area of improving supply reliability and reducing energy losses in analysed network.

## 1. Introduction

One of the directions of development in power engineering are so-called intelligent systems for electricity generation, transmission and distribution, popularly called a Smart Grid. The main objective of development and implementation of this type solution is to reduce the impact of power system infrastructure on the environment, to integrate distributed (including renewable) energy sources with the power system, to improve energy reliability and the quality and efficiency of its supply to consumers. In addition, these solutions are being impact on the further development of information technology. These efforts are aimed at consumers, who, along with the feasibility of electricity generation of from their own sources, are becoming prosumers (both energy producers and consumers). Without limiting consumers' current activities, they should enable active demand, thus allowing consumers' interaction with energy companies.

In the relevant literature, as well as presentations at various seminars, many Smart Grid network definitions and concepts are offered. This paper focuses on the following aspects of the Smart Grid network structure model:

- distribution network balancing in the context of measuring instruments deployment and the metering necessary for other areas of the Smart Grid concept

- network operation optimisation by network reconfiguration using automatic overhead switches
- network automation through implementation of various automatic controls necessary for the smart electricity distribution management
- dynamic management of electricity flows in high voltage (HV) and medium voltage (MV) networks
- requirements for communication devices to provide data transfer at the level required for proper performance of the Smart Grid.

Also discussed is the impact of the connection of local sources on the proposed solutions' outcome. In the following chapters of this paper the above issues are discussed in more detail. A simplified diagram of electrical (energy flow directions) and information (measurement and control signals flow directions) connections in the proposed model is shown in fig. 1.

## 2. Distribution network balancing

The ability to control energy consumption is one of the basic assumptions of the Smart Grid concept, since implementing an intelligent metering system can bring tangible benefits to both consumers and suppliers of energy and transmission services. The essential benefits include lower energy consumption,

### SMART GRID master supervisory system

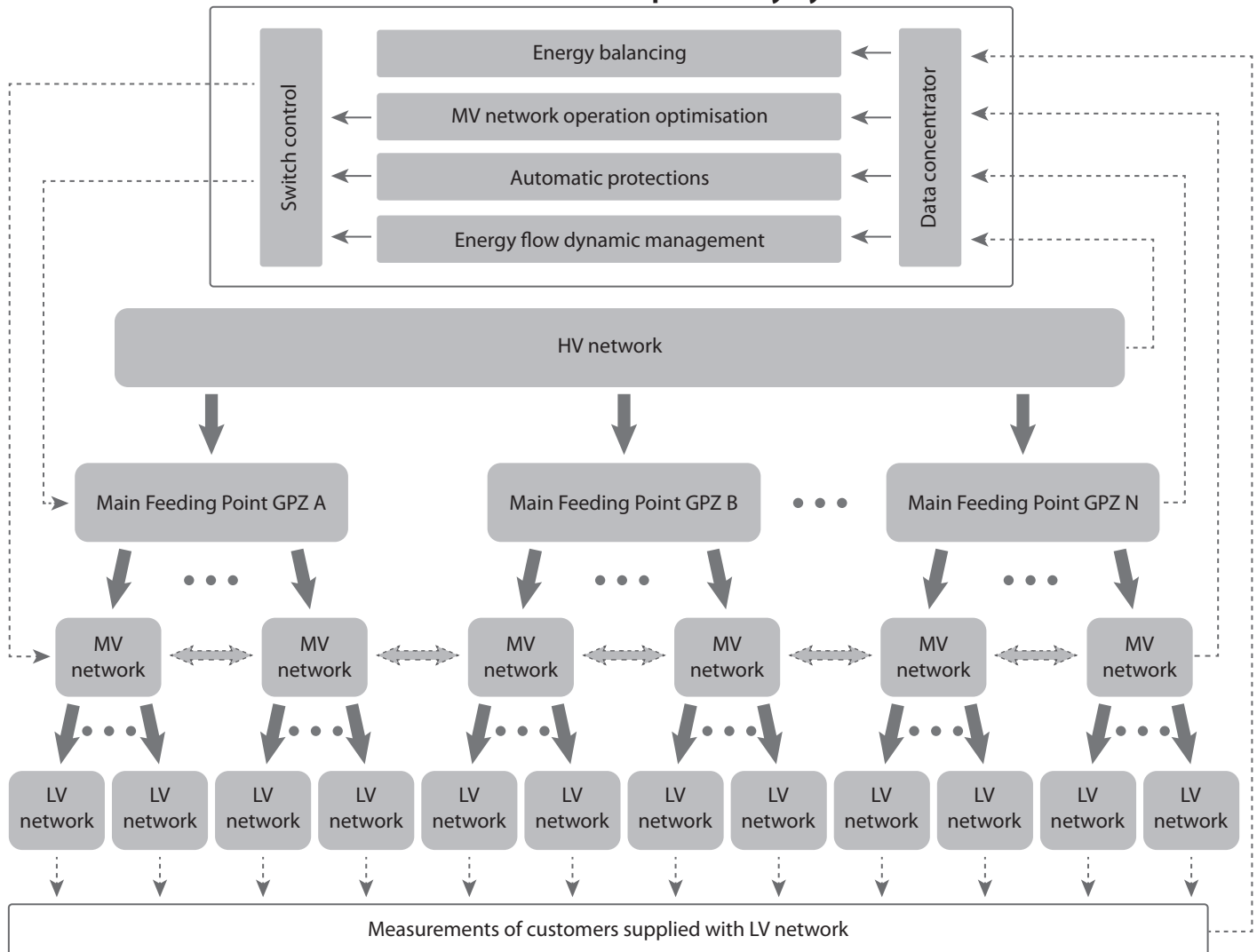


Fig. 1. Smart Grid system model diagram

reduced customer service costs, and reduced commercial losses. Additional benefits arise from the ability to acquire measurements needed for the distribution network calculations and analyses in order to reduce losses and improve energy quality. The concept of a metering system for the purpose of balancing is based on the installation of smart meters in all MV/LV substations at the low-voltage side, and in the Main Feeding Points in individual line sequences, via measurement transformers (indirect metering). Their installation will complement the implemented system of AMI (Advanced Metering Infrastructure) for remote customer metering. The balancing will be made at time intervals corresponding to the intervals of data recording by electricity meters. The meter clock synchronization and the ability of almost simultaneous reading out measurement data from the measuring system enables accurate energy balancing at selected time intervals. This refers in particular to the balance of the energy output from individual MV/LV transformer substations (determining the difference between the energy input to the LV network and the energy output to consumers supplied from these substations)

and the energy input to individual MV lines (determining the difference between the energy input to individual lines and the energy output to the LV network through the MV/LV substations powered from these lines).

The main benefits arising from the comprehensive metering system implementation include primarily the acquisition of detailed data of electricity flows in individual MV and LV network components that enables determination and identification of balancing loss items, and therefore the acquisition of data that allows reducing the balancing differences – to reduce technical and commercial losses alike.

### 3. Optimization of medium voltage networks

Medium voltage distribution networks operate in open configurations, although for the most part they have been procured as closed networks. Power and energy losses in these networks significantly depend on the location of the permanent network division (network cut point). The network cut point optimization

practice so far has boiled down to the search for a cut point at which losses in the analysed network operating condition are minimal. Cut points are set for a whole year (sometimes even several years), less often seasonally (e.g. for winter and summer seasons). Cut points are usually located in areas where switches are installed – additional switches are less often installed in other points of the network. Better use of the opportunities to reduce power and energy losses resulting from optimization of the local network cut point locations is possible, but requires the installation of remotely controlled switches. Calculations performed for the analyzed network show that many present permanent network cut points do not match current inflow points, and the inflow points (and thus the optimal network cuts locations) may vary both seasonally and throughout the day. Connection of local energy sources to a medium voltage network also has a significant impact on changes in power flows in the network, due to the daily load variability, as well as changes in the source's output power to the network. Tests performed have shown that in both cases it is possible to reduce power and energy losses as a result of the cut points' relocation by remotely controlled switches. It should be noted, however, that determining the optimal permanent network cut points corresponding to individual load conditions will be possible only after implementation of Smart Metering technology at least at the level of MV/LV substations and in the line bays of MV switching substations at the Main Feeding Point. Undoubtedly, the greatest benefits are offered by automatically switches, so-called reclosers, which also enable automatic cut off of a damaged network section, thus preventing switching off these sections which

remain operable. An additional effect of the recloser installation is therefore reduction of failure identification time and cost, and significant improvement in the reliability of consumer supply and power output from local sources alike.

Identification of switch locations is an optimization task. It is assumed here that switches are installed in main (trunk) lines, and only overhead or overhead/cable (predominantly overhead) lines are considered for that purpose. The number and locations of switches depend on the MV/LV transformer substation loads, their deployment along the lines, and network configuration and load carrying capacity of backup connections. The MV/LV transformer substation loads are determined assuming the same load degree of transformers in substations powered from the line. Such determination of MV/LV substation loads is due to limited scope of measured data (measured in the line bay of the MV switchgear in the 110 kV / MV substation). The analysis ignores the existing network switches, since they do not enable automatic operation. It was also assumed that a maximum of four reclosers can be installed in each line – to divide the main line into a maximum of five sections. The main line is initially sectioned under the assumption of equal loads of every section (part of the circuit between two switches), fig. 2. Also considered is the possibility of the line's backup supply by closing the switch at the point of permanent network cut (the main line endpoint), which reduces the number of switched off recipients. In order to quantify the line's operating reliability, the concept of line (trunk) redundancy factor  $K_r$ , has been developed, defined by the following formula:

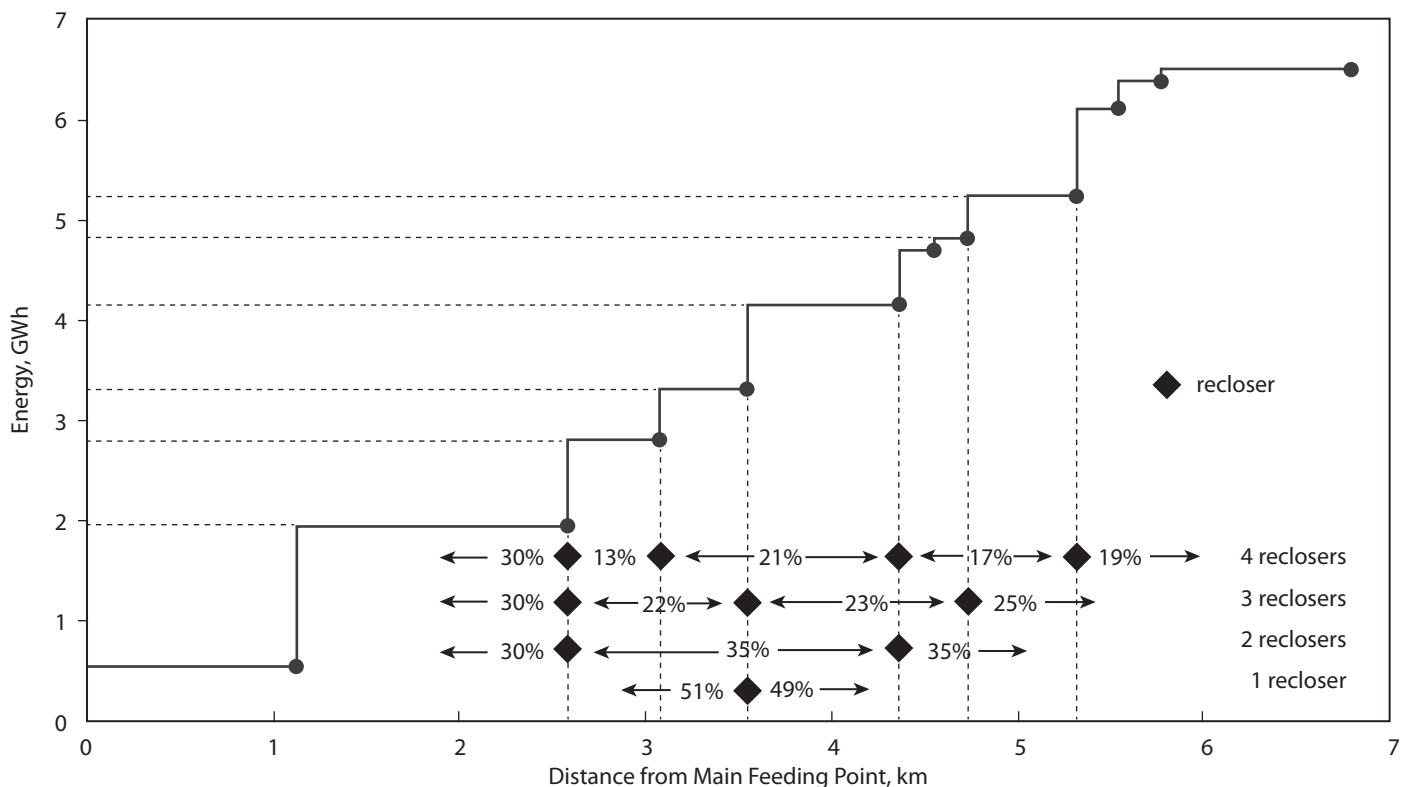


Fig. 2. Energy output from the example MV line powered from bay 16 as a function of distance from the Main Feeding Point, and the anticipated recloser locations

$$K_r = \frac{A - A_o}{A}, A_o = \frac{1}{L} \sum_i l_i A_{oi} \quad (1)$$

where:

- A – total energy output from line
- A<sub>o</sub> – energy not supplied while *i* section is switched off
- l<sub>i</sub> – length of *i* section
- L – total line length.

The line redundancy factor *K<sub>r</sub>* describes the probability of supply of all loads connected to a line while its one section is switched off.

The recloser localisation algorithm determines the reclosers' number in each line, so that the average redundancy factor for all lines is *K<sub>r</sub>* and corresponds to the assumed limit of non-supplied energy. Then, the switch locations are corrected again,

depending on the line route's local conditions. The lengths of line segments with higher failure rates (e.g. in forests areas) should be then reduced. Tab. 1 presents the redundancy factors *K<sub>r</sub>* for selected MV lines in the analysed Main Feeding Point, subject to the assumption of different numbers of the installed reclosers. Prior to the reclosers' installation their final locations should be verified in view of the number of customers supplied from the adjacent MV/LV substations. A large number of them can be grounds for the recloser's relocation to the next substation. This has to be decided individually for each of the installed reclosers. In addition to reduction of failure effects, i.e. the volume of energy not supplied to recipients, reclosers can improve SAIDI, SAIFI and MAIFI reliability indicators.

Bay No.	Main line length, km	Main line redundancy factor <i>K<sub>r</sub></i>			
		1 recloser	2 reclosers	3 reclosers	4 reclosers
25	6.35	0.559	0.598	0.728	0.889
16	6.78	0.500	0.666	0.739	0.778
32	7.15	0.496	0.664	0.743	0.812
18	9.50	0.490	0.671	0.738	0.795
12	13.42	0.513	0.646	0.763	0.799
5	22.45	0.476	0.670	0.744	0.784
<b>Average redundancy factor <i>K<sub>r</sub></i></b>		<b>0.496</b>	<b>0.653</b>	<b>0.742</b>	<b>0.810</b>

Tab. 1. Redundancy factors *K<sub>r</sub>* for selected MV lines powered from the Main Supply Point

#### 4. Distributed automatic protection

Modern protection systems are one of the conditions for Smart Grid networks deployment and operation. Traditional centralised solutions are characterized by a single automatic protection system, resulting in switching off the entire line in the event of a fault, and relatively long fault location time. As a result of the transfer of protection systems and devices deep into an MV distribution network, the network becomes highly automated and self-adapting to a variety of operating conditions, faults in particular. With the dispersal of protection devices and their mutual co-ordination and control, significant improvement in the quality and reliability of supply is achieved. Devices that enable such dispersal of automatic protection systems include, among others, reclosers, i.e. automatic overhead MV switches with appropriate protection systems. Fig. 3 presents a separate 15 kV line string between Main Feeding Points GPZ A and GPZ B. In the network cut point P a radio-controlled THO type overhead switch is currently installed. In the normal operating condition, with switch P open, line LA is protected in Main Feeding Point GPZ A by a system activated upon opening of switch W<sub>A</sub> in the line bay of the 15 kV switching substation.

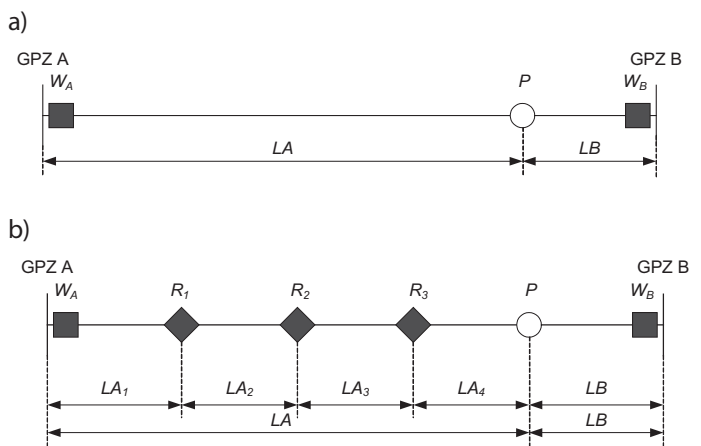


Fig. 3. The 15 kV line string between Main Feeding Points GPZ A and GPZ B: a) with a radio-controlled THO type overhead switch at network cut point P; b) with automatic overhead switches (reclosers) R

In order to disperse the automatic protections, in line LA automatic overhead switches with appropriate protection systems (recloser) will be installed (fig. 3b). The recloser number and

location selection algorithm is presented in point 3. Resulting from the installation of, for instance, three reclosers, line LA becomes divided into sections LA<sub>1</sub>, LA<sub>2</sub>, LA<sub>3</sub>, LA<sub>4</sub>. The following protection zones are adopted:

- switch WA – section LA<sub>1</sub>
- recloser R<sub>1</sub> – section LA<sub>2</sub>
- recloser R<sub>2</sub> – section LA<sub>3</sub>
- recloser R<sub>3</sub> – section LA<sub>4</sub>.

The basic idea is selective switch off of the switch assigned to a zone under short-circuit fault in the zone, and then elimination of the transient fault by automatic reclosing in the zone, or elimination of the faulty section in the event of a permanent fault and supply of some recipients from Main Feeding Point GPZ B. A feasibility study has been concluded that included an analysis of the automatic protection algorithms and operating conditions at switching off phase to phase short circuit and single-phase short-circuit (earthing) faults. It is assumed that the reclosers will be equipped with:

- delayed directional overcurrent protections, with dependent characteristics (according to PN-EN 60255-151), to eliminate phase to phase short circuits:

$$t(I) = TMS \left[ \frac{k}{(I/I_s)^\alpha - 1} + c \right] \quad (2)$$

where:

- $t$  – action time
- $I$  – protection current
- $I_s$  – current setpoint
- $k, \alpha, c$  – constants
- $TMS$  – time multiplier

- sensitive delayed, directional earth fault protections, with independent characteristics to eliminate earthing.

A characteristic feature is the assumption of the reclosers' autonomous operation at phase to phase faults, resulting from the need to ensure fault elimination in no more than 0.4 seconds. In the event of an unsuccessful reclosing cycle a signal is forwarded from the recloser to the Control and Supervision System (CSS) to trigger the line's automatic reconfiguration to eliminate its permanently faulty section and supply some recipients from the adjacent Main Feeding Point, as well as to change the recloser's protection setting. An analysis concluded for line strings of the selected Main Feeding Point has shown that for the time-current characteristics (2) it is possible to fulfil the selectivity requirement, and the required speed of the multi-phase fault protections' actions.

In the event of an earth fault the protections act differently. This is due to the fact that the zero component of the earth faulty line's current, measured by protections deployed in the line from the switching substation's bars to the fault location,

do not differ significantly enough to obtain selectivity of the protections' action. Therefore, the protections must communicate with each other for proper operation, wherein the ground fault elimination time is not as critical as in the case of a phase to phase fault.

Upon an earth fault the earth fault protections of switch W<sub>A</sub> in Main Feeding Point GPZ A are activated, as well as the earth fault protections of the relevant reclosers R (fig. 3b). All activated protections must communicate with the upstream protections and lock their action, thus allowing the opening of the switch closest to the fault on the supply side. The protection of the switch downstream of the fault location can also detect current I<sub>0</sub> in excess of the ground-fault protection's setpoint. However, owing to the protection's directionality, the recloser will only respond to a current incoming from the supply side. The protection response times must be so selected that they have enough time to communicate with each other before switching the faulty section off. The protections should unlock automatically after a specified time resulting from the reclosing cycle. In the event of an unsuccessful reclosing cycle, the protections of switches W<sub>A</sub> and reclosers are reactivated. In the following sequence of events the recloser will open, and the fault location will be definitively cut off from the supply, and then all the previously locked protections will unlock. At the same time the reclosers and the switch in the substation (all protections activated at the fault) will send a fault signal to the Control and Supervision System in order to supply some recipients from the adjacent Main Feeding Point.

The proposed distributed automatic protection systems integrate previously applied technologies, such as radio-controlled THO type overhead switches. The following benefits will be achieved:

- better fault location
- shorter fault location time
- lower operating costs
- fewer recipients exposed to electricity supply interruptions
- lower risk of possible claims for damages.

## 5. Dynamic management of electricity flows

Increased demand for electricity, and network switching operations in after-fault conditions to ensure continuity of electricity supply to customers, are associated with the need to transmit more power through some power network lines, including the MV and HV distribution network. This may lead to certain lines' temporary overloading, resulting in exceeding of their wires' allowable distance from the ground or crossed objects. A solution to this problem may be the construction of new, or reconstruction of existing, power lines, but because of its economics and/or new development project location restrictions this solution may not be feasible. An alternative is to increase the load of already existing lines, on the basis of dynamic evaluation of their load carrying capacity in on-line mode.

There are two approaches to determining and predicting

a line's dynamic load carrying capacity, and hence to determining the additional energy that can be safely transferred to it. The first, which uses thermal models of power lines, and the second – based on monitoring basic parameters relevant for determining the load carrying capacity (indirect or direct). The measured parameters are related to individual components of the heat balance equation, which ties up the factors affecting overhead line wires' temperature, such as the wire's chemical and physical properties, its lifetime, climatic conditions seasonality, and power flows in the network in question. Application of a system of continuous monitoring of line load carrying capacity allows utilising the existing lines' transmission capacity more efficiently, to increase supply reliability, to better utilise the capacity of local energy sources (if there are limitations resulting from line load carrying capacity), and to avoid costly investments.

## 6. Requirements for communication devices

In order to ensure a Smart Grid's proper performance in a power network, communication connectivity of its several basic components is required. Two-way and reliable data transmission should be provided between:

- control and supervision system (CSS)
- THO disconnectors in MV network (reading out measurements and signalling, disconnectors control) – the existing trunking connectivity
- reclosers at selected points in MV network (reading out measurements and signalling, switch and automatic protection control, settings bank switching, change of configuration – data transmission directions) – GSM / GPRS links
- protections installed in Main Feeding Points – LAN and fibre-optic networks
- energy meters installed in Main Feeding Points – LAN
- energy meters installed at the LV side in MV/LV substations
- energy meters installed at end recipients of electricity.

As regards communication with electricity meters, data will be sent to the existing readout and measurement systems via a LAN (from meters in Mains Feeding Points, and from MV/LB

substations using MV PLC links) and via a GPRS link (from other MV/LV substations). Data from readout systems will also be sent to the network balancing software.

The choice of transmission system depends on the technical capabilities of individual devices and the transmission system available at the analyzed network's specific location. Centralized communication systems include the SCADA system, readout systems, engineering link software, and dedicated network operation control and balancing software. Regardless of the SCADA system, communication with protections should be effected through the engineer channel, used for protection configuration. Assuring devices' connectivity is a key element of Smart Grid performance. In the event of failure, analysis of the transferred information will enable selective elimination of short circuits and provide automatic post-failure network reconfiguration.

The presented solutions have not been put into practice on a larger scale – only tested by the manufacturers. In particular, the systems of transmission from devices deployed deep in the network, i.e. from reclosers, to the SCADA system, and between them, and from MV/LV stations (MV PLC), are beta solutions that require practical testing in close cooperation with equipment vendors.

## 7. Summary

On the basis of completed tests it can be concluded that implementation of the proposed solutions can bring about tangible benefits to both energy consumers and the distribution network operator.

At this stage of research, the effects of implementing the proposed solutions cannot be more accurately quantified. This will be possible only after implementing the Smart Metering technology.

From the power industry point of view, the Smart Grid technology implementation process should start from integration of the partial solutions used so far to support the process of electricity generation, transmission and distribution, and construction of new, and upgrade of existing, power facilities in the framework of capital expenditure programmes.

### Wiesław Nowak

AGH University of Science and Technology

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Employed at the AGH University of Science and Technology in Krakow. Specialised in electrical power engineering, and his main scientific interests are related to computer modelling and analysis of dynamic states in power systems.

### Wojciech Bąchorek

AGH University of Science and Technology

e-mail: wojciech.bachorek@agh.edu.pl

Employed at the Department of Electrical and Power Engineering, AGH University of Science and Technology in Krakow. His scientific interests pertain to modelling and analysis of operating states in power distribution grids, as well as application of artificial intelligence in operating optimisation.

**Szczepan Moskwa**

AGH University of Science and Technology

e-mail: [szczepan.moskwa@agh.edu.pl](mailto:szczepan.moskwa@agh.edu.pl)

Employed at the Department of Electrical and Power Engineering, AGH University of Science and Technology in Krakow. The main areas of his professional activities relate to the strategies for operation of electrical power equipment, and reliability of electrical equipment and power systems.

**Rafał Tarko**

AGH University of Science and Technology

e-mail: [rafal.tarko@agh.edu.pl](mailto:rafal.tarko@agh.edu.pl)

Employed at the Department of Electrical and Power Engineering, AGH University of Science and Technology in Krakow. His main research interests include the analysis of operational and electromagnetic stress related to transient states in power systems.

**Waldemar Szpyra**

AGH University of Science and Technology

e-mail: [waldemar.szpyra@agh.edu.pl](mailto:waldemar.szpyra@agh.edu.pl)

Employed at the Department of Electrical and Power Engineering, AGH University of Science and Technology in Krakow. His interests include modelling, operating condition estimation, and optimization of distribution grids, application of artificial intelligence methods in electric power engineering, and electric power economics.

**Mariusz Benesz**

AGH University of Science and Technology

e-mail: [mariusz.benesz@agh.edu.pl](mailto:mariusz.benesz@agh.edu.pl)

Employed at the Department of Electrical and Power Engineering, AGH University of Science and Technology in Krakow. His interests include various issues of operational exposure in electrical power systems.

**Andrzej Makuch**

AGH University of Science and Technology

e-mail: [andrzej.makuch@agh.edu.pl](mailto:andrzej.makuch@agh.edu.pl)

Employed at the Department of Electrical and Power Engineering, AGH University of Science and Technology in Krakow. His main interests include computer modelling of automatic controls.

**Jarosław Łabno**

Tauron Distribution

e-mail: [jaroslaw.labno@tauron-dystrybcja.pl](mailto:jaroslaw.labno@tauron-dystrybcja.pl)

Graduated from the AGH University of Science and Technology in Krakow. A long-standing employee of a power engineering company responsible for issues of distribution grid development, including innovation and new technologies; a moderator of the Forum of the Association of Polish Electrical Engineers SEP.

**Paweł Mazur**

Tauron Distribution

e-mail: [pawel.mazur@tauron-dystrybcja.pl](mailto:pawel.mazur@tauron-dystrybcja.pl)

Graduated from the AGH University of Science and Technology in Krakow. A long-standing employee of a power engineering company responsible for issues of power distribution; a member of the Association of Polish Electrical Engineers SEP.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 58–64. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Model systemu Smart Grid zarządzania dystrybucją energii elektrycznej

### Autorzy

Wiesław Nowak  
 Wojciech Bąchorek  
 Szczepan Moskwa  
 Rafał Tarko  
 Waldemar Szpyra  
 Mariusz Benesz  
 Andrzej Makuch  
 Jarosław Łabno  
 Paweł Mazur

### Słowa kluczowe

Smart Grid, optymalizacja sieci dystrybucyjnej średniego napięcia, rozproszona automatyka zabezpieczeniowa

### Streszczenie

W artykule przedstawiono zagadnienia dotyczące wdrażania rozwiązań typu Smart Grid w konkretnej sieci rozdzielczej. Omówiono główne systemy, możliwe do szybkiego wdrożenia, których zastosowanie przyniesie wymierne korzyści zarówno odbiorcom energii elektrycznej, jak i operatorowi sieci. Przedstawiono też wybrane wyniki badań, których celem było sprawdzenie proponowanych rozwiązań pod kątem możliwości osiągnięcia założonych celów, a w szczególności poprawy pewności zasilania oraz ograniczenia strat energii w analizowanej sieci.

### 1. Wstęp

Jednym z kierunków rozwoju elektroenergetyki są tzw. inteligentne systemy wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej, popularnie nazywane Smart Grid. Głównym celem rozwoju i wdrażania tego typu rozwiązań jest ograniczenie wpływu infrastruktury elektroenergetycznej na środowisko, integracja rozproszonych (w tym również odnawialnych) źródeł energii z systemem elektroenergetycznym, poprawa niezawodności i jakości energii oraz efektywności zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną. Nie należy również zapominać o wpływie tych rozwiązań na dalszy rozwój technologii informatycznych. Działania te są ukierunkowane na konsumenta, który wraz z możliwością generacji energii elektrycznej z własnego źródła staje się prosumentem (jednocześnie producentem i konsumentem energii). Nie ograniczając dotychczasowej aktywności odbiorców, powinny one umożliwić aktywny popyt, pozwalający odbiorcom prowadzić interakcję z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W literaturze, jak również w prezentacjach podczas seminariów, można spotkać wiele definicji i koncepcji sieci typu Smart Grid. W niniejszym artykule skoncentrowano się nad następującymi aspektami modelu struktury sieciowej typu Smart Grid:

- bilansowanie sieci dystrybucyjnej w kontekście lokalizacji urządzeń pomiarowych, a także opomiarowanie niezbędne dla pozostałych obszarów opracowanej koncepcji sieci Smart Grid
- optymalizacja pracy sieci poprzez rekonfigurację układu z wykorzystaniem napowietrznych łączników samoczynnych
- automatyzacja sieci w zakresie zabudowy różnego rodzaju automatyk, niezbędnych

do zarządzania dystrybucją energii elektrycznej w sposób *smart*

- dynamiczne zarządzanie rozpyłkami energii elektrycznej w sieciach WN i SN
- wymagania dla urządzeń łączności w celu zapewnienia transmisji danych na poziomie wymaganym dla prawidłowego funkcjonowania Smart Grid.

Zbadano też wpływ przyłączenia lokalnych źródeł na efekty proponowanych rozwiązań. W kolejnych rozdziałach niniejszego artykułu wymienione wyżej zagadnienia zostaną omówione bardziej szczegółowo. Uproszczony schemat powiązań elektrycznych (kierunki przepływu energii) oraz informatycznych (kierunki przepływu sygnałów pomiarowych i sterujących) proponowanego modelu pokazano na rys. 1.

### 2. Bilansowanie sieci dystrybucyjnej

Możliwość kontroli zużycia energii elektrycznej jest jednym z podstawowych założeń koncepcji Smart Grid, bowiem wdrożenie systemu inteligentnych pomiarów może przynieść wymierne korzyści zarówno odbiorcom, jak i dostawcy energii oraz usług przesyłowych. Do zasadniczych korzyści można zaliczyć obniżenie zużycia energii, zmniejszenie kosztów obsługi odbiorców, zmniejszenie strat handlowych. Dodatkowe korzyści wynikają z możliwości pomiaru wielkości potrzebnych do obliczeń i analiz sieci rozdzielczych w celu zmniejszenia strat i poprawy jakości energii.

Koncepcja systemu pomiarowego do celów bilansowych oparta jest na instalacji liczników typu *smart* we wszystkich stacjach SN/nN po stronie niskiego napięcia oraz w GPZ na poszczególnych ciągach liniowych, za pośrednictwem przekładników (pomiar pośredni). Ich instalacja stanowić

będzie uzupełnienie wdrażanego systemu zdalnego opomiarowania odbiorców AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*). Bilans dokonywany będzie w okresach czasowych odpowiadających okresom rejestracji danych przez liczniki energii elektrycznej.

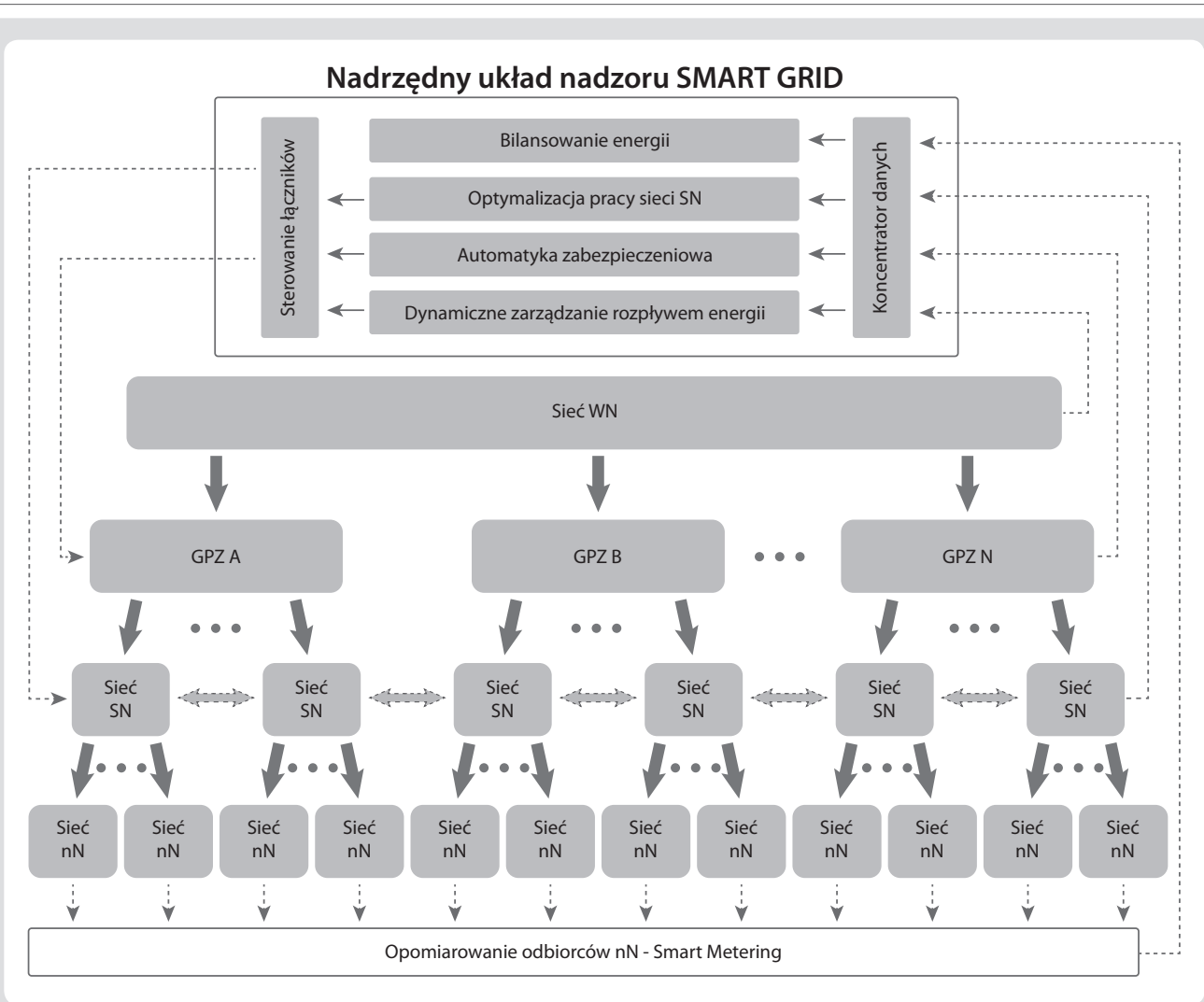
Synchronizacja zegarów liczników oraz możliwość praktycznie równoczesnego odczytu danych pomiarowych z układu pomiarowego daje możliwość dokładnego bilansu energii w wybranych interwałach czasu. W szczególności dotyczy to bilansu energii pobieranej z poszczególnych stacji transformatorowych SN/nN (wyznaczenie różnicy pomiędzy energią wprowadzoną do sieci niskiego napięcia a energią pobraną przez odbiorców zasilanych z tych stacji) oraz energii wprowadzonej do poszczególnych linii średniego napięcia (wyznaczenie różnicy energii wprowadzonej do poszczególnych linii i energii oddanej do sieci niskiego napięcia poprzez stacje SN/nN zasilane z tych linii).

Najważniejsze korzyści wynikające z wdrożenia kompleksowego systemu pomiarowego to przede wszystkim pozyskanie szczegółowych danych dotyczących przepływu energii elektrycznej w poszczególnych elementach sieci SN i nN, umożliwiające wyznaczenie i lokalizację składników strat bilansowych, a w efekcie uzyskanie danych pozwalających na redukcję różnic bilansowych – ograniczenie zarówno strat technicznych, jak i handlowych.

### 3. Optymalizacja pracy sieci średniego napięcia

Sieci rozdzielcze średniego napięcia pracują w konfiguracjach otwartych, mimo że w znacznej części są zbudowane



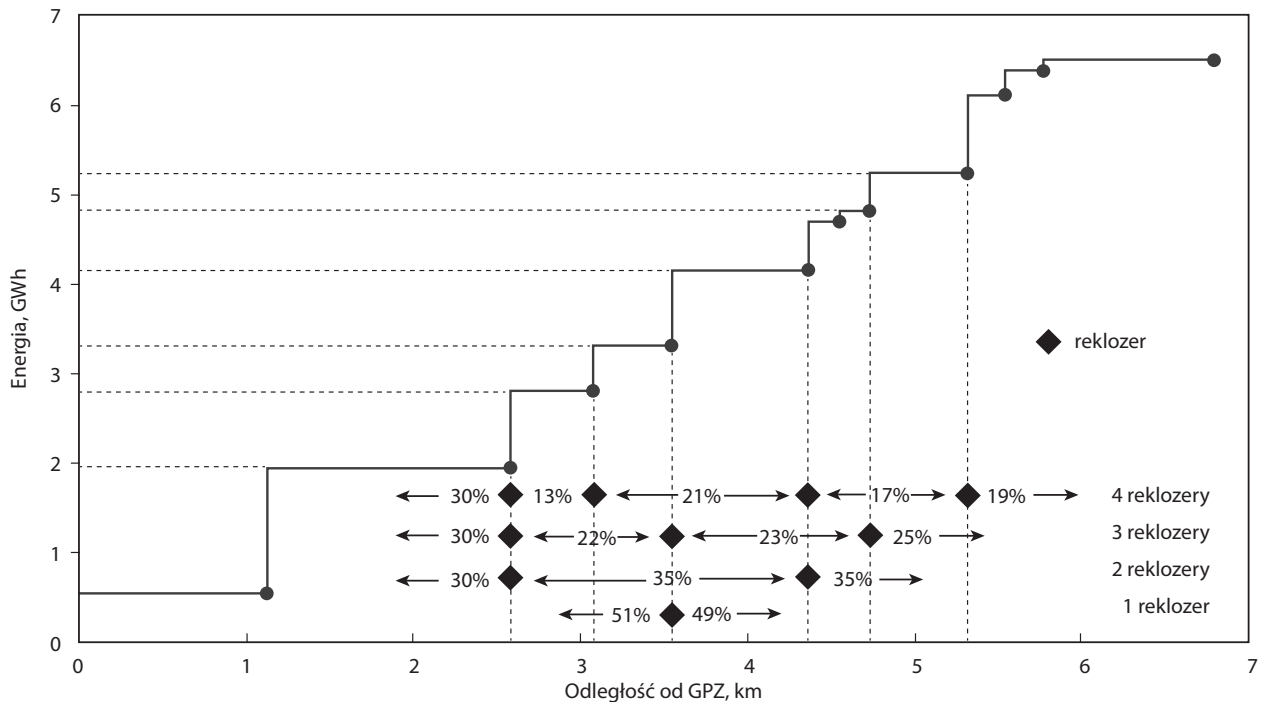


Rys. 1. Schemat modelu systemu Smart Grid

jako zamknięte. Straty mocy i energii w tych sieciach w istotny sposób zależą od lokalizacji punktu stałego podziału sieci (rozcięcia). Dotychczasowa praktyka w zakresie optymalizacji rozcięć sprowadza się do poszukiwania punktu rozcięcia, przy którym straty w analizowanym stanie pracy sieci są minimalne. Punkty rozcięcia ustala się na okres całego roku (czasem nawet kilku lat), rzadziej sezonowo (np. na sezon zimowy i letni). Punkty rozcięcia są zazwyczaj lokalizowane w miejscach, w których zainstalowane są łączniki – rzadziej instaluje się dodatkowe łączniki w innych punktach sieci. Lepsze wykorzystanie możliwości redukcji strat mocy i energii, wynikające z optymalizacji lokalizacji punktów rozcięcia sieci, jest możliwe, ale wymaga zainstalowania łączników sterowanych zdalnie. Obliczenia wykonane dla analizowanej sieci wskazują, że w wielu przypadkach obecne punkty stałego podziału sieci nie pokrywają się z punktami splotu prądów, a punkty splotu (a tym samym optymalne punkty rozcięcia sieci) mogą się zmieniać zarówno sezonowo, jak i w ciągu doby. Przyłączenie do sieci średniego napięcia lokalnych źródeł energii również w istotny sposób wpływa na zmiany rozplwy mocy w tej sieci, wywołane zarówno dobową zmiennością obciążenia, jak i zmianami mocy

oddawanej do sieci przez źródło. Wykonane badania wykazały, że w obu przypadkach istnieje możliwość ograniczenia strat mocy i energii w wyniku zmian punktów rozcięcia za pomocą łączników zdalnie sterowanych. Należy jednak nadmienić, że ustalenie optymalnych punktów stałego podziału sieci, odpowiadających poszczególnym stanom obciążenia, będzie możliwe dopiero po wdrożeniu technologii Smart Metering, przynajmniej na poziomie stacji SN/nN i w polach liniowych rozdzielni SN w GPZ. Niewątpliwie największe korzyści oferują łączniki samoczynne, tzw. reklozery, umożliwiające również automatyczne odłączenie uszkodzonego odcinka sieci, nie dopuszczając tym samym do wyłączenia tych fragmentów, które mogą funkcjonować prawidłowo. Dodatkowym efektem instalacji reklozery jest więc skrócenie czasu i zmniejszenie kosztów lokalizacji awarii oraz istotna poprawa wskaźników niezawodności zarówno zasilania odbiorców, jak i wprowadzenia mocy z lokalnych źródeł. Problem lokalizacji łączników jest zadaniem optymalizacyjnym. Założono tu, że łączniki są instalowane w torach głównych linii (magistralach), przy czym rozważa się jedynie linie napowietrzne lub napowietrzno-kablowe (z przewagą linii napowietrznych). Liczbę i lokalizację

łączników uzależnia się od obciążenia stacji transformatorowych SN/nN, rozmieszczenia stacji wzdłuż linii i konfiguracji sieci oraz obciążalności połączeń rezerwowych. Obciążenie mocą stacji transformatorowych SN/nN wyznacza się przy założeniu jednakowego stopnia obciążenia transformatorów w stacjach zasilanych z danej linii. Taki sposób określania obciążenia stacji SN/nN wynika z ograniczonego zakresu danych pomiarowych (pomiar w polu liniowym rozdzielni SN w stacji 110 kV/SN). W analizie pomija się istniejące w sieci łączniki ze względu na to, że nie umożliwiają one realizacji samoczynnego działania. Założono ponadto, że w każdej linii możliwe jest zainstalowanie maksymalnie czterech reklozery – dzielących magistralę na nie więcej niż pięć sekcji. Wstępny podział magistrali dokonywany jest z założeniem równego obciążenia sekcji (fragmentu obwodu pomiędzy łącznikami), rys. 2. Uwzględniono również możliwość zasilania rezerwowego linii poprzez zamknięcie łącznika w punkcie stałego podziału sieci (punkt końcowy magistrali), pozwalającą na zmniejszenie liczby wyłączonych odbiorców. W celu ujęcia ilościowego pewności pracy linii wprowadzono pojęcie współczynnika rezerwowania linii (magistrali)  $K_r$ , zdefiniowanego wzorem:



Rys. 2. Wartość pobieranej energii w przykładowej linii SN zasilanej z pola 16 w funkcji odległości od GPZ oraz przewidywane miejsca zainstalowania reklozery

$$K_r = \frac{A - A_o}{A}, \quad A_o = \frac{1}{L} \sum_i l_i A_{oi} \quad (1)$$

gdzie:

- $A$  – całkowita energia pobierana z linii
- $A_o$  – niedostarczona energia w czasie wyłączenia  $i$ -tej sekcji
- $l_i$  – długość  $i$ -tej sekcji
- $L$  – całkowita długość linii.

Współczynnik  $K_r$  wyraża prawdopodobieństwo zapewnienia zasilania wszystkich podłączonych do danej linii odbiorców w czasie wyłączenia jednej sekcji.

W algorytmie lokalizacji reklozery określa się ich liczbę w każdej linii, tak aby średni współczynnik rezerwowania dla wszystkich linii wynosił  $K_r$  i odpowiadał przyjętej wartości ograniczenia ilości niedostarczonej energii. Następnie dokonuje się ponownej korekty lokalizacji łączników

w zależności od warunków terenowych prowadzenia linii. Dla odcinków linii o zwiększonej awaryjności (np. tereny leśne) należy zmniejszyć długość sekcji. W tab. 1 przedstawiono wartości współczynnika rezerwowania  $K_r$  dla wybranych linii SN w analizowanym GPZ, przy założeniu różnej liczby instalowanych reklozery. Przed przystąpieniem do instalacji reklozery należy zweryfikować ostateczne miejsce ich instalacji ze względu na liczbę odbiorców zasilanych z sąsiednich stacji transformatorowych SN/nN. Duża liczba odbiorców może stanowić podstawę do przesunięcia miejsca lokalizacji o kolejną stację. Decyzję w tym zakresie należy podejmować indywidualnie dla każdego z instalowanych reklozery. Oprócz ograniczenia skutków awarii, w postaci ilości niedostarczonej do odbiorców energii, reklozery dają również możliwość poprawy wskaźników niezawodnościowych SAIDI, SAIFI oraz MAIFI.

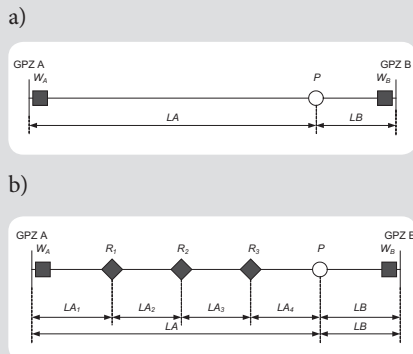
#### 4. Rozproszona automatyka zabezpieczeniowa

Nowoczesne układy zabezpieczeń są jednym z warunków budowy i eksploatacji sieci typu Smart Grid. Tradycyjne rozwiązania scentralizowane charakteryzują się pojedynczym układem automatyki zabezpieczeniowej, skutkującym wyłączeniem całej linii w przypadku wystąpienia zakłócenia, oraz relatywnie długim czasem lokalizacji miejsca zakłócenia. W wyniku przeniesienia układów i urządzeń zabezpieczających w głąb sieci rozdzielczej średniego napięcia otrzyma się sieć wysoce zautomatyzowaną, samoczynnie dostosowującą się do różnorodnych warunków eksploatacji, szczególnie zakłóceń. Dzięki rozproszeniu urządzeń zabezpieczających i ich wzajemnemu skoordynowaniu oraz sterowaniu uzyskuje się znaczącą poprawę jakości i niezawodności zasilania. Urządzeniami umożliwiającymi rozproszenie układów

Nr pola	Długość magistrali, km	Współczynnik rezerwowania magistrali $K_r$			
		1 reklozery	2 reklozery	3 reklozery	4 reklozery
25	6,35	0,559	0,598	0,728	0,889
16	6,78	0,500	0,666	0,739	0,778
32	7,15	0,496	0,664	0,743	0,812
18	9,50	0,490	0,671	0,738	0,795
12	13,42	0,513	0,646	0,763	0,799
5	22,45	0,476	0,670	0,744	0,784
<b>Średnia wartość <math>K_r</math></b>		<b>0,496</b>	<b>0,653</b>	<b>0,742</b>	<b>0,810</b>

Tab. 1. Wartości współczynnika rezerwowania  $K_r$  dla wybranych linii SN zasilanych z GPZ

elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej są między innymi reklozery, czyli samoczynne napowietrzne wyłączniki SN wyposażone w odpowiednie układy zabezpieczeniowe. Na rys. 3 przedstawiono wyodrębniony ciąg liniiowy 15 kV, pomiędzy GPZ A a GPZ B. W punkcie podziału P zainstalowany jest obecnie sterowany radiowo rozłącznik napowietrzny typu THO. W normalnym układzie pracy, przy otwartym rozłączniku P, zabezpieczeniem linii LA jest układ zabezpieczeń w GPZ A działający na otwarcie wyłącznika  $W_A$  w polu liniowym rozdzielni 15 kV.



Rys. 3. Ciąg liniowy 15 kV pomiędzy GPZ A a GPZ B: a) ze sterowanym radiowo rozłącznikiem napowietrzny typu THO w punkcie podziału P; b) z samoczynnymi napowietrzными wyłącznikami (reklozery) R

W celu rozproszenia automatyki zabezpieczeniowej w linii LA zainstalowane zostaną samoczynne napowietrzne wyłączniki typu reklozer, wyposażone w odpowiednie układy zabezpieczeniowe (rys. 3b). Algorytm doboru liczby i miejsca reklozerów przedstawiony został w punkcie 3. W wyniku zainstalowania np. trzech reklozerów linia LA zostaje podzielona na odcinki  $LA_1, LA_2, LA_3, LA_4$ . Przyjęto następujące strefy działania zabezpieczeń:

- wyłącznik  $W_A$  – odcinek  $LA_1$
- reklozer  $R_1$  – odcinek  $LA_2$
- reklozer  $R_2$  – odcinek  $LA_3$
- reklozer  $R_3$  – odcinek  $LA_4$ .

Podstawowym założeniem jest selektywne wyłączenie łącznika przypisanego danej strefie pod wpływem zakłócenia zwarcioowego w tej strefie, a następnie wyeliminowanie zwarcia przemijającego w wyniku działania automatyki SPZ danej strefy albo wyeliminowanie uszkodzonego odcinka w przypadku trwałego zwarcia i zasilenie części odbiorców z GPZ B. Przeprowadzone studium wykonalności obejmowało analizę dotyczącą algorytmów i warunków działania automatyki zabezpieczeniowej podczas wyłączania zwarć międzyfazowych oraz zwarć jednofazowych doziemnych (doziemień). Przyjęto, że reklozery wyposażone zostaną:

- w zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne, kierunkowe, o charakterystykach zależnych (według normy PN-EN 60255-151) do eliminacji zwarć międzyfazowych:

$$t(I) = TMS \left[ \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + c \right] \quad (2)$$

gdzie:

- $t$  – czas działania
- $I$  – prąd płynący przez zabezpieczenie
- $I_s$  – wartość nastawcza prądu
- $k, \alpha, c$  – stałe
- $TMS$  – mnożnik czasu

- w czułe zabezpieczenia ziemnozwarciowe, kierunkowe, zwłoczne o charakterystykach niezależnych do eliminacji doziemień.

Cechą charakterystyczną jest założenie autonomicznego działania reklozerów w przypadku zwarć międzyfazowych, wynikające z konieczności zapewnienia eliminacji zwarć w czasie nie dłuższym niż 0,4 s. W przypadku nieudanego cyklu SPZ wysyłany jest sygnał od reklozera do Systemu Sterowania i Nadzoru (SSiN), powodujący automatyczną rekonfigurację linii w celu wyeliminowania trwale uszkodzonego odcinka i zasilenie części odbiorców z sąsiedniego GPZ, a także zmieniający nastawy zabezpieczenia reklozera. Analiza przeprowadzona dla ciągów liniowych wybranego GPZ wykazała, że dla charakterystyk czasowo-prądowych (2) możliwe jest spełnienie warunku selektywności i wymaganej szybkości działania zabezpieczeń od zwarć wielofazowych.

Działanie zabezpieczeń w przypadku doziemień jest odmienne. Wynika to z faktu, że wartości składowej zerowej prądu płynącego w doziemionej linii, mierzone przez zabezpieczenia zlokalizowane na linii od szyn rozdzielni do miejsca zwarcia, nie różnią się na tyle znacząco, aby uzyskać selektywność działania tych zabezpieczeń. W związku z tym, zabezpieczenia te muszą się ze sobą komunikować w celu właściwego działania, przy czym czas eliminacji doziemienia nie jest tak krytyczny, jak w przypadku zwarć międzyfazowych.

Po wystąpieniu doziemienia zostają pobudzone zabezpieczenia ziemnozwarciowe wyłącznika  $W_A$  w GPZ A oraz zabezpieczenia ziemnozwarciowe odpowiednich reklozerów R (rys. 3b). Wszystkie pobudzone zabezpieczenia muszą się skomunikować z poprzedzającymi je zabezpieczeniami i zablokować ich działanie, co umożliwi otwarcie łącznika znajdującego się najbliższym zwarciu od strony zasilania. Zabezpieczenie łącznika zlokalizowane za miejscem zwarcia również może wykryć prąd  $I_0$  przekraczający wartość nastaw zabezpieczenia ziemnozwarciowego. Jednak dzięki kierunkowości zabezpieczenia reklozer będzie reagował tylko na prąd płynący od strony zasilania. Czasy zadziałania zabezpieczeń muszą być tak dobrane, aby zdążyły się one ze sobą skomunikować przed wyłączeniem uszkodzonego odcinka. Odblokowanie zabezpieczeń powinno nastąpić samoczynnie po określonym czasie wynikającym z cyklu SPZ. W przypadku nieudanego cyklu SPZ ponownie pobudzone zostaną zabezpieczenia wyłączników  $W_A$  oraz reklozerów. W dalszej sekwencji zdarzeń nastąpi otwarcie reklozera i definitywne odcięcie miejsca zwarcia od zasilania, a następnie odblokowanie wszystkich zablokowanych uprzednio zabezpieczeń.

Jednocześnie reklozery oraz wyłącznik w stacji (wszystkie pobudzone zabezpieczenia podczas zaistniałego zakłócenia) prześlą sygnał o zaistniałym zdarzeniu do SSiN w celu zasilenia części odbiorców z sąsiedniego GPZ.

Proponowane układy automatyki rozproszonej integrują dotychczas stosowane rozwiązania techniczne, jakimi są sterowane radiowo rozłączniki napowietrzne typu THO. Korzyści, jakie zostaną osiągnięte, przedstawiają się następująco:

- lepsza lokalizacja miejsca zakłócenia (awarii)
- skrócenie czasu lokalizacji miejsca zakłócenia (awarii)
- mniejsze koszty eksploatacji
- mniejsza liczba odbiorców narażonych na przerwy w dostawie energii elektrycznej
- mniejsze ryzyko ewentualnych roszczeń odszkodowawczych.

## 5. Dynamiczne zarządzanie rozpięciem energii

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz przełączenia w sieci dokonywane w stanach poawaryjnych w celu zapewnienia ciągłości dostawy energii elektrycznej do odbiorców wiąże się z potrzebą przesłania większej mocy przez niektóre linie sieci elektroenergetycznej, w tym sieci dystrybucyjnej średniego i wysokiego napięcia. Może to doprowadzić do okresowego przecięcia pewnych linii, skutkującego przekroczeniem dopuszczalnych odległości przewodów od ziemi lub krzyżowanych obiektów. Rozwiązaniem tego problemu może być budowa nowych lub przebudowa istniejących linii elektroenergetycznych, ale ze względu na np. rachunek ekonomiczny czy ograniczenia lokalizacyjne dla nowych inwestycji rozwiązanie to może nie być możliwe do realizacji. Alternatywą jest zwiększenie obciążenia już istniejących linii, na podstawie dynamicznej oceny obciążalności linii w trybie on-line.

W określaniu i prognozowaniu dynamicznej obciążalności linii, a co za tym idzie w określaniu ilości energii, która może być dodatkowo przesłana daną linią elektroenergetyczną w sposób bezpieczny, można wyróżnić dwa podejścia. Pierwsze, które wykorzystuje modele termiczne linii elektroenergetycznych, oraz drugie – oparte na monitoringu podstawowych parametrów istotnych dla określenia obciążalności (w sposób pośredni lub bezpośredni). Mierzone parametry związane są z poszczególnymi składnikami równania bilansu cieplnego, który wiąże czynniki wpływające na temperaturę przewodów linii napowietrznej, tj. właściwości chemiczno-fizyczne danego przewodu, okres użytkowania przewodu, sezonowość warunków klimatycznych oraz przepływy mocy w rozpatrywanej sieci. Zastosowanie systemu ciągłego monitoringu obciążalności linii pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie możliwości przesyłowych istniejących linii, zwiększenie pewności zasilania, lepsze wykorzystanie zdolności wytwórczych lokalnych źródeł energii (gdą występują ograniczenia wynikające z obciążalności linii) oraz uniknięcie kosztownych inwestycji.

## 6. Wymagania dla urządzeń łączności

W celu zapewnienia właściwego funkcjonowania systemu Smart Grid w sieci elektroenergetycznej wymagane są połączenia komunikacyjne kilku podstawowych elementów. Dwustronna oraz niezawodna transmisja danych powinna być zapewniona pomiędzy:

- systemem sterowania i nadzoru (SSiN)
- rozłącznikami THO w sieci SN (odczyt pomiarów i sygnalizacji, sterowanie rozłącznikiem) – istniejąca łączność trunkingowa
- reklozarami w wybranych punktach sieci SN (odczyt pomiarów i sygnalizacji, sterowanie wyłącznikiem i automatyką zabezpieczeniową, przełączanie banku nastaw, zmiana konfiguracji – kierunków transmisji danych) – łącza GSM/GPRS
- zabezpieczeniami zainstalowanymi w GPZ – sieć LAN i sieć światłowodowa
- licznikami energii zainstalowanymi w GPZ – sieć LAN
- licznikami energii zainstalowanymi po stronie nN w stacjach SN/nN
- licznikami energii zainstalowanymi u odbiorców końcowych.

W zakresie komunikacji z licznikami energii elektrycznej dane będą przesyłane do istniejących systemów pomiarowo-odczytowych poprzez sieć LAN (z liczników w GPZ oraz ze stacji SN/nN korzystających z łącza PLC MV) oraz poprzez łącze GPRS (z pozostałych stacji SN/nN). Dane z systemów odczytowych przesyłane będą również do oprogramowania odpowiedzialnego za bilansowanie sieci.

Wybór systemu transmisji zależy jest od możliwości technicznych poszczególnych urządzeń oraz systemu transmisyjnego,

dostępnego w danym miejscu analizowanej sieci. Centralne systemy komunikacyjne obejmują system SCADA, systemy odczytowe, oprogramowanie dla łącza inżynierskiego oraz dedykowane oprogramowania do sterowania pracą sieci oraz bilansowania sieci. Niezależnie od systemu SCADA komunikacja z zabezpieczeniami powinna odbywać się przez kanał inżynierski, służący do konfiguracji zabezpieczeń. Zapewnienie łączności urządzeń jest kluczowym elementem funkcjonowania Smart Grid. W przypadku awarii analiza przesłanych informacji pozwoli w sposób selektywny likwidować zwarcia, jak również zapewni automatyczną poawaryjną zmianę układu sieci.

Przedstawione rozwiązania, jak dotąd, nie były realizowane w praktyce na większą skalę – jedynie testowane przez producentów. W szczególności układy transmisji z urządzeń w głębi sieci, tzn. z reklozatorów do systemu SCADA i między nimi oraz ze stacji SN/nN (PLC MV), są rozwiązaniami testowymi wymagającymi sprawdzenia w praktyce przy ścisłej współpracy z dostawcami urządzeń.

## 7. Podsumowanie

Na podstawie wykonanych badań można stwierdzić, że wdrożenie proponowanych rozwiązań może przynieść wymierne korzyści zarówno odbiorcom energii, jak i operatorowi sieci dystrybucyjnej.

Na obecnym etapie badań nie jest możliwe dokładniejsze ilościowe określenie skutków wprowadzenia proponowanych rozwiązań. Będzie to możliwe dopiero po wdrożeniu technologii Smart Metering.

Z punktu widzenia energetyki, proces wdrażania technologii Smart Grid powinien rozpocząć się od integracji stosowanych dotychczas cząstkowych rozwiązań obsługujących proces wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej oraz budowy nowych i modernizacji istniejących urządzeń elektroenergetycznych w ramach działalności inwestycyjnej.

Urządzenia umożliwiające magazynowanie energii elektrycznej dzielimy na: technologie magazynowania pośredniego (z udziałem konwersji energii elektrycznej na inny rodzaj energii) i magazynowania bezpośredniego (w polu elektrycznym lub magnetycznym). Do technologii umożliwiających magazynowanie energii elektrycznej należą: elektrownie wodne pompowe; akumulatory (BES – ang. *Battery Energy Storage*); pneumatyczne zasobniki energii (CAES – ang. *Compressed Air Energy Storage*); superkondensatory (ang. *Supercapacitors*); kinetyczne zasobniki energii (FES – ang. *Flywheel Energy Storage*); nadprzewodzące zasobniki energii (SMES – ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage*); ogniwa paliwowe (FC – ang. *Fuel Cells*) rewersyjne lub pracujące w układach z elektrolizerami i magazynowaniem wodoru.

Technologie te charakteryzują się różnymi właściwościami technicznymi i parametrami ekonomicznymi, warunkującymi możliwości ich zastosowania.

W artykule przedstawiono dwie koncepcje zasobnika energii elektrycznej o zdolności magazynowania co najmniej 50 MWh, wykorzystującą magazynowanie elektrochemiczne (BES) oraz magazynowanie w postaci sprężonego powietrza (CAES).

### Wiesław Nowak

dr hab. inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl

Pracuje w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Jego specjalnością jest elektroenergetyka, a główne zainteresowania naukowe dotyczą komputerowego modelowania i analizy stanów dynamicznych w układach elektroenergetycznych.

### Wojciech Bąchorek

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: wojciech.bachorek@agh.edu.pl

Pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą modelowania i analizy stanu pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych oraz zastosowania metod sztucznej inteligencji w optymalizacji ich pracy.

### Szczepan Moskwa

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: szczepan.moskwa@agh.edu.pl

Pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Główne obszary jego działalności zawodowej dotyczą strategii eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, niezawodności urządzeń i systemów elektroenergetycznych.

### Rafał Tarko

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: rafal.tarko@agh.edu.pl

Pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Jego główne zainteresowania naukowe dotyczą analizy narażeń eksploatacyjnych i elektromagnetycznych stanów przejściowych w układach elektroenergetycznych.

### Waldemar Szpyra

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: waldemar.szpyra@agh.edu.pl

Pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Zajmuję się modelowaniem, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz gospodarką elektroenergetyczną.

**Mariusz Benesz**

mgr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: mariusz.benesz@agh.edu.pl

Pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Jego zainteresowania dotyczą szeroko rozumianej problematyki narażeń eksploatacyjnych w układach elektroenergetycznych.

**Andrzej Makuch**

mgr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: andrzej.makuch@agh.edu.pl

Pracuje w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Jego główne zainteresowania dotyczą komputerowego modelowania automatyki zabezpieczeniowej.

**Jarosław Łabno**

mgr inż.

Tauron Dystrybucja SA

e-mail: jaroslaw.labno@tauron-dystrybucja.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Wieloletni pracownik przedsiębiorstwa energetycznego, osoba odpowiedzialna za aspekty rozwoju sieci dystrybucyjnej, w tym innowacje i nowe technologie, moderator Forum Stowarzyszenia Elektryków Polskich.

**Paweł Mazur**

mgr inż.

Tauron Dystrybucja SA

e-mail: pawel.mazur@tauron-dystrybucja.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Wieloletni pracownik przedsiębiorstwa energetycznego, osoba odpowiedzialna za aspekty dystrybucji energii elektrycznej, członek Stowarzyszenia Elektryków Polskich.