

# New MV and LV Grid Monitoring Systems as a Basis for Improvement of the Distribution Grid's Operational Efficiency

## Authors

Dominik Falkowski  
Sławomir Noske

## Keywords

Smart Grids, grid automation, AMI, Upgrid, Horizon 2020, quality regulation

## Abstract

Improvement of grid operation reliability and efficiency is one of the main challenges faced by Distribution System Operators (DSO). The quality regulation implemented in 2015 by the URE Energy Regulatory Office sets goals for the DSO to reduce the SAIDI and SAIFI grid failure indices. Implementation of new engineering solutions in the Smart Grids domain, i.e. advanced systems for MV and LV grids monitoring as well as smart AMI metering, provides new data on the operational grid performance. This enables the development of new functionalities that introduce a new quality in the distribution grid management. This paper describes ENERGA-OPERATOR SA's activities completed as part of the Upgrid demonstration project, aimed at increasing the level of MV and LV grids' observability and control in the demonstration area. The grid and IT solutions employed in the project are described, as well as the AMI application options to improve the grid performance. The applied solutions' impact on the distribution grid management's mode and effectiveness is also discussed.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018401**

Received: 14.04.2017

Accepted: 14.07.2017

Available on-line: 15.03.2019

## 1. Introduction

Sustainable development, quality of supply and efficient use of energy, as well as increasing the share of renewable energy sources have been key elements of the energy sector's development in the European Union in recent years. These development vectors have a major impact on the way the distribution grid is operated. The emergence of new players on the energy market, i.e. prosumers, increased dynamics of energy consumption, as well as legal and legislative amendments confront DSOs with new challenges.

In order to cope with the ever-newer expectations from the DSOs, the approach and method of power grid's operation, management and construction should be changed. The changing nature and dynamics of the power system's operation require building more flexible and interference-resistant distribution grids, including LV grids. Micro-sources connected to LV grids, increased demand for energy and changes in the structure of loads installed in households make the LV grids operate

with much greater dynamics than was assumed at the stage of building and designing the majority of existing grids. The above factors may have a negative impact on the quality of energy supplied to the recipients in the form of increased voltage fluctuations, number of excesses over allowable voltage values and dips, load asymmetry, THD increase, overloading of line components i.e. transformers and power supply lines.

The emergence of new I&C technologies has provided power companies with the access to new tools, including Smart Grid technologies, on top of traditional solutions and those used for years. Advanced grid monitoring systems, MV and LV grids automation, advanced measurement infrastructure AMI, tools to optimize grid management processes, and advanced analytical programs are just some of the technologies that allow increasing the distribution grid efficiency. The range of tools available to DSOs is very wide. The selection of appropriate tools and their effective application within the whole distribution grid is a challenge for the DSOs. For this purpose, many analyses and studies

based on available knowledge and technology verification in demonstration (pilot) areas are necessary.

## 2. Increasing DSO efficiency

Continuous efficiency and productivity increasing and improving is a natural development path for every business. Efficiency can be considered at various levels and described by many indicators and coefficients, both technical and economic. In the case of DSO, the business effectiveness in technical terms can be defined in several key areas: reliability and continuity of energy supplies to recipients, quality of energy supplied, and technical and commercial losses of energy.

The quality regulation introduced by the URE Energy Regulatory Office in 2015, puts a lot of emphasis on the issue of improving the electricity supply quality. The quality tariff directly correlates the DSO's regulated income with the electricity supply quality [1]. The purpose of the quality regulation implementation is to reduce the failure rates and duration of interruptions in electricity supplies to the European level and standards. The President of the Energy Regulatory Office has set goals for each DSO and each year with regard to SAIDI and SAIFI indicators defining the power supply quality and continuity. In practice, the DSOs are obliged to reduce by the end of 2020 the indicators by 50% of their 2015 values. The URE introduced mechanism provides for penalties for DSOs under the quality tariff for non-performance of their annual targets. The basis for fulfilling the URE set goals is to understand which elements have a major impact on these indicators. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) and SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) are assessed after the following formulas:

$$SAIDI = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum A_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (2)$$

where:  $T_i$  – annual duration of interruption in supply of recipient  $i$ ,  $N_i$  – number of recipients in the location,  $A_i$  – sum of unplanned interruptions (failures) in supply of recipient during the year.

According to the indicators' assessment methodology, their final values depend on: the number of recipients not supplied due to unscheduled outages, duration of such interruption, and number of interruptions. As regards the SAIDI and SAIFI indices, the duration of 3 minutes is critical, because according to [2] no interruption in excess of 3 minutes is included in their assessment.

The failure duration is the sum of the component durations resulting from the servicing and troubleshooting procedure. This process consists of individual stages: taking action to repair the failure, arrival of field services on the failure site, damage location, isolation of the damaged section, required repairs, restoring the power supply and normal network operation. The SAIDI and SAIFI indicators can be reduced by shortening the durations of the failure repair's individual stages. The duration of the initial failure repair stage (taking action and damage site location) can be shortened by using failure occurrence signalling devices, e.g. fault detectors in a MV grid.

Another way to reduce the SAIDI and SAIFI indicators is to reduce the number of recipients affected by the accident. Since the SAIDI index is assessed continuously during a failure, with sectioning the supply chains and reducing the number of substations without power supply, the number of recipients included in the SAIDI assessment can be reduced. The radio-controlled remote switches installed in MV grids are perfectly suited for isolating the damage and limiting the failure area. As the switches are remotely controllable, the dispatchers are able to start the grid reconfiguration and to limit the failure area much faster than the on-site maintenance services.

In their MV grids the DSOs implement monitoring and control systems that allow quick fault location and remote grid switching to isolate the damaged part. To this end various technologies are implemented at various paces. The existing LV grids are virtually unmonitored and remotely unreconfigurable. According to the report of the Council of European Energy Regulators (CEER) [7], ca. 75% of the aggregate SAIDI and SAIFI indices for customers connected at the LV level have been due to MV grid events, 20% to LV grid events, and only ca. 5% to HV grid events. Therefore, it is crucial to monitor the MV and LV grids' performance in order to faster and more efficiently detect and service failures by the OSDs.

The above described factors make the grid operation reliability and distribution grid management efficiency improvement the main priorities and challenges for the DSOs. An important factor for power companies is also the grid efficiency improvement. In this respect, as previous experience has shown [3, 4], the greatest potential for reducing technical losses in the grid is in the urban LV grids.

## 3. Upgrid Project – a pilot implementation of new solutions for MV and LV grids

The Upgrid demonstration project was an international project implemented in the European Union under the Horizon 2020 program. Its main objective was the development of functionalities that facilitate the LV and MV grids' integration with the demand side management and distributed generation. As part of the project, selected Smart Grid technologies were tested in four demonstration areas. These areas were located in Poland, Spain, Portugal and Sweden. The project activities were mainly focused on the implementation of solutions supporting the LV grid management using mapping of the grid operation's actual state in dispatcher systems along with the information derived from analyses in the DMS Distribution Management System. In the Polish demonstration area, the project was implemented in Gdynia's three districts: Witomino, Działki Leśne, and Chwarzno. It comprised 55 MV/LV substations (including 6 subscriber substations) that supply 15,000 recipients. The medium voltage grid consists only of cable lines with total length of 34 km. The low voltage network consists of both cable and overhead lines with total length of 102 km. The recipients in the pilot area have remotely readable AMI meters installed.

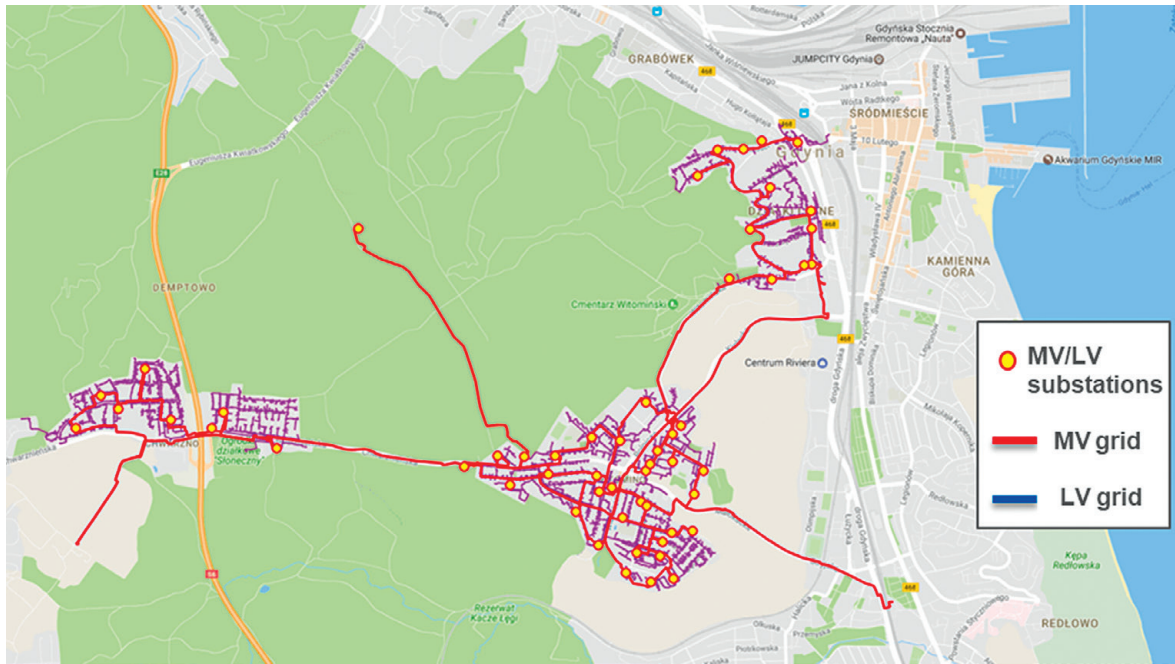


Fig. 1. The Polish demonstration area of Upgrid project

#### 4. Integrated cabinets and solutions for substations

The basic MV and LV grids' operation monitoring elements implemented as part of the project, were new prototype integrated AMI + Smart Grid (AMI/SG) cabinets for MV/LV transformer substations. The experience and knowledge gained from previous pilot Smart Grid projects implemented at ENERGA-OPERATOR SA, i.e. the pilot project of the Smart Grid deployment on the Hel Peninsula [5, 6] have demonstrated the purposefulness of developing a concept integrating the solutions used in the AMI project and the MV grid automation program. The prototype cabinets were made in two variants: 1W – for substation monitoring, and 2W – with added capability of remote control of switches in the MV switchgear. The integration takes place at the level of the hardware layer and in the layer of data exchange and transfer to IT systems. Each cabinet comprises:

- Smart Grid controller (RTU) integrated with short-circuit detection modules in the MV grid
- AMI Data Concentrator Unit (DCU), also for energy parameters' monitoring on the LV side
- 24 V buffer power supply with UPC system: 1-hour uptime for 1W solutions, and 24-hour uptime for 2W solutions
- communication router for data transfer via two communication channels to the SCADA dispatching system and to the AMI application.

Below in Fig. 2 and 3 an illustrative diagram of the AMI/SG cabinets for the 1W and 2W versions, respectively.

The controllers in the AMI/SG cabinets supervise the transformer substation operation to the extent of:

- short circuit detection in MV networks and current measurement
- general signalling (power and battery condition checks, substation door opening, gas pressure checks in FS6 switchgear)

- LV switchgear monitoring (measurements of currents and voltages in individual circuits, fuse checks) – for selected substations
- MV switchgear control – for 2W version.

Each of the MV/LV substations has been provided with one of two described solutions. In the substations that had been provided with telemechanics systems and in some upgraded substations, 2W cabinets with two short-circuit current signalling devices were installed. 16 MV/LV substations in the pilot area have been provided with the MV switch remote control capability. The other substations have been furnished with 1W cabinets with one MV short-circuit current signaller. With this any damage in the grid can be precisely located. As part of the project, new MV short-circuit current detection systems were deployed in selected substations, whereby phase-to-phase and ground faults are detected based on phase current and voltage measurements, and the 3I0 current and 3U0 voltage are calculated on that basis. Owing to this, short-circuit signallers ensure correct detection of short-circuit current for ground and phase-to-phase faults in grids with any neutral point configuration, including compensated grids with AWSC active current component's automatic forcing, grids with the neutral point grounded by a resistor, and in grids with isolated neutral point.

With shared components, which so far have been doubled in the telemechanics and AMI measuring cabinets, i.e. the buffer power suppliers or communication modems, it was possible to limit the solutions' implementation costs. Completing one solution with elements of the other allows for a new added value, which initially was not available without incurring significant expenditure. An example of this is the 1-hour uptime UPS, with which unambiguous information can be obtained about a voltage drop in the substation (switching to emergency backup power supply), or the AMI DCU and balancing set's supply can be maintained. The

integrated solution at the level of the telecommunications layer was related to the implementation of new cyber security rules. Communication takes place via two communication channels (two different technologies: CDMA + LTE and UMTS) and takes into account the priorities of data transmission from telemechanics systems over data from AMI meters.

### 5. LV grid monitoring

In order to improve the LV grid observability and operational controllability, as part of the project, new LV switchgear and controlgear assemblies were installed in selected stations (Photo 1). They are provided with systems for real-time monitoring of electrical parameters in each of the LV outgoing feeders,

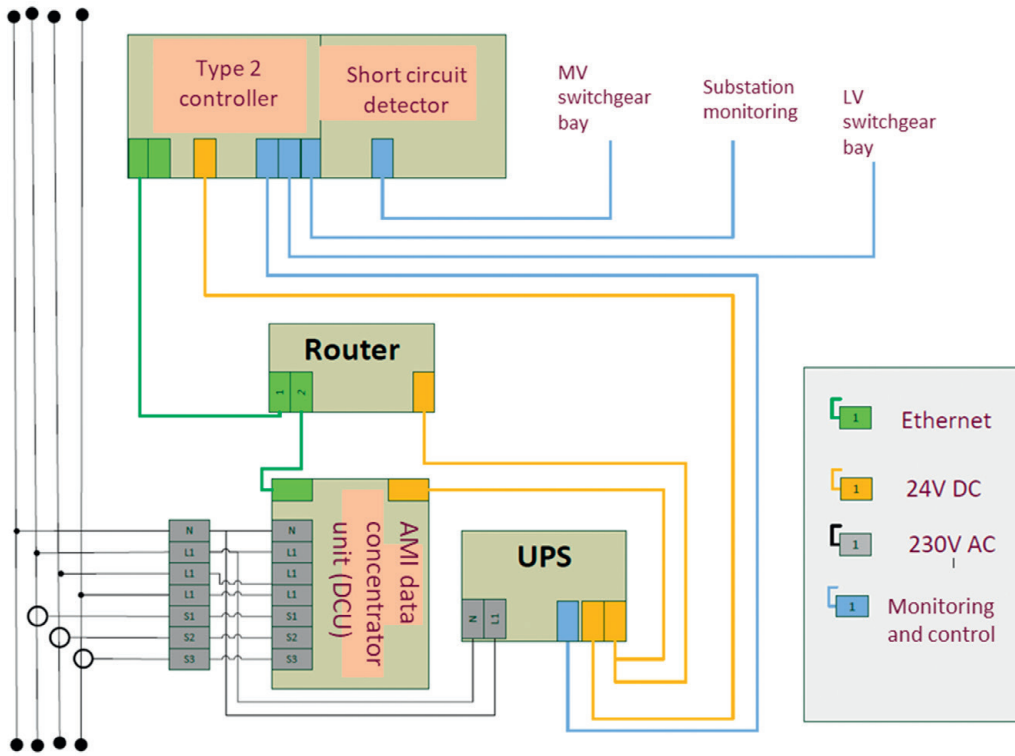


Fig. 2. AMI/SG cabinet, 1W version

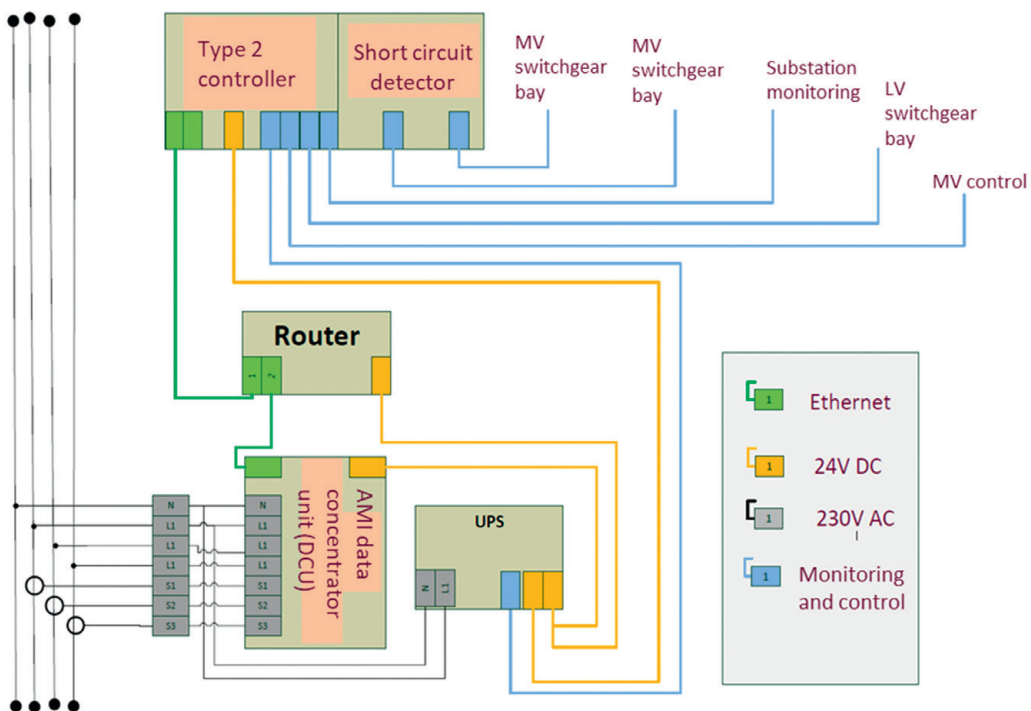


Fig. 3. AMI/SG cabinet, 2W version

along with fuse blow signalling. The applied solutions allow one to obtain information on the current in each outgoing feeder, voltage on LV bus, active and reactive power load, and on failures in the LV grid.

Additionally, in nine locations LV cable connectors were replaced and provided with short-circuit current detection systems and measurement of electrical parameters to the same extent as in the above-described LV assemblies (Photo 2). With this information the operation services can act and the field emergency teams can be dispatched quicker to repair the failure, still before the relevant customer notice.

The basic element installed under the project in the LV grid to improve its observability, was the remote metering system with smart AMI meters. AMI meters installed in MV/LV substations and end recipient premises users are important sources of the

LV grid's operational status details. Besides forwarding electricity consumption data at a specific time interval, the meters installed in the pilot project area can also provide actual currents and voltages and trigger an automatic alarm if a disturbance has occurred in the grid. These disturbances may be related to a voltage dip, power supply recover after a failure, exceeding a certain voltage level, and phase voltage decay in the case of 3-phase meters. In order to effectively utilise the AMI meters' potential for the distribution grid operation management, it is necessary to implement an IT system to support the data and information management process. As part of the project, the potential and feasibility of the aforementioned functionalities' application to improve the grid operation efficiency and streamline the failure repair process were examined.



Photo 1. LV switchgear and controlgear assembly with individual LV circuits monitoring capability



Photo 2. LV cable connectors with monitoring capability

## 6. IT systems

Another element implemented as part of the Upgrid project to improve the distribution grid operation efficiency was a dispatcher system for the LV grid operational management, including: SCADA/NMS for LV grid and DMS for LV grid. The system uses data and information from existing and newly installed grid devices as well as data from the AMI system, including electricity consumption details.

The system's basic module, SCADA/NMS for LV, is an interface for dispatchers and is responsible for acquiring data from grid monitoring devices. The LV grid is visualized by its geographical layout and electrical diagram, just like as the MV grid has been visualised. DMS for LV consists of several modules providing various functionalities. The Network Analysis module is the basic analytical tool for flow calculations in quasi-real time. For the flow analysing purpose, a LV grid model was developed, which uses data from AMI meters and monitoring devices installed in the depth of the LV grid. The analytical module was also responsible for the loads and generation estimation in the LV network based on historical data, analysis of technical losses, optimization of the grid layout (grid partition points) and optimization of transformer operation parameters. The Network Control and Management module complements the analytical module and enables offline analyses of power supply quality and non-technical losses, as well as management of microgeneration sources connected to the LV grid. The Outage Management System module supports the scheduled outages' and breakdowns' management process. With alarms received from smart meters, information from signalers installed in LV cable connectors, and measurements and blown fuse alarms from LV switchgear bays, the LV grid's failures are detected and located. The LV grid's operational disturbance details are delivered to the operation managing dispatcher without the need of the relevant customer reports. This solution allows to take the action to repair any failure immediately after its occurrence. The system is also capable of analysing the available grid switching options, to isolate the failure and maintain supply of as many recipients, as possible. The module's another functionality is the fault location support based on the input from

the smart measurement infrastructure (actual PLC topology) and the LV grid topology details from SCADA/NMS (failure extent in the LV grid). This feature is useful in cases of failures with a small range and power supply interruptions reported by customers.

## 7. Benefits

The main benefit of the advanced grid monitoring systems is the MV and LV grids' improved observability and controllability. With better knowledge of the grid's operating condition its safety and operational supervision can be improved. AMI meters installed in end user premises and forwarding data and information of events in the LV grid, add a new quality to the grid management method. Measurements and data obtained from telemechanics systems and AMI devices are the basic element for the implementation of new IT solutions that ensure the grid operation's increased flexibility. Based on the flow calculations, the analytical tools allow for the distribution grid's more efficient management and reduction of grid losses, by grid layout optimisation among other measures. Implementation of standard solutions that integrate both solutions, i.e. AMI and grid automation, within one integrated cabinet allows to achieve additional functionalities while reducing the implementation costs. The grid monitoring systems have a very large impact on improving the distribution grid's operational reliability and reducing SAIDI and SAIFI indicators. The short-circuit signalers, fuse blow signalers in LV assemblies and the new AMI meter functionalities allow faster response of the operation services and fault location. The MV grid automatic controls allow limiting the number of recipients affected at each failure stage owing to their remote grid reconfiguration capability. Based on the MV grid monitoring and automation systems, advanced algorithms can be implemented for after-failure automatic grid reconfiguration in less than 3 minutes. The FDIR (Fault Detection Isolation and Restoration System) is one of the solutions with the largest impact on the SAIDI and SAIFI reduction. Based on the information coming from short-circuit signalling devices, the system itself determines the fault location and develops a plan for switching to isolate the damaged grid section. The efficiency and effectiveness of SAIDI and SAIFI reduction in

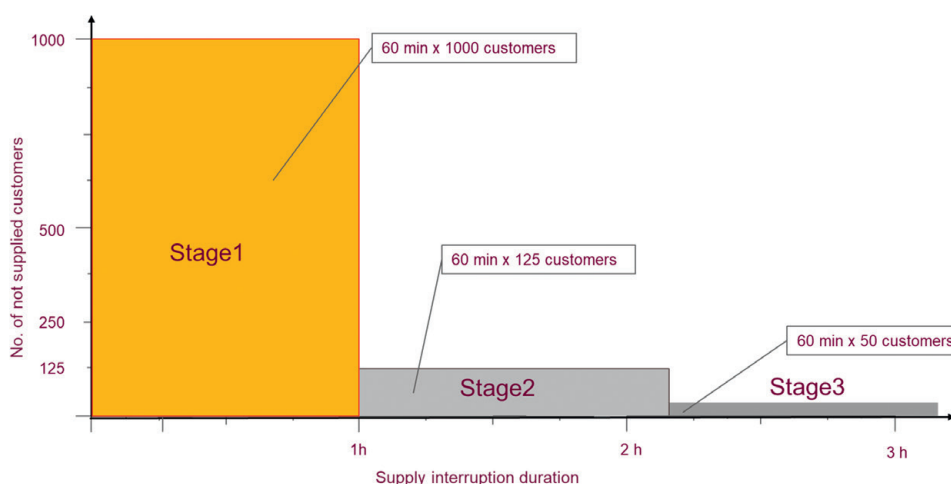


Fig. 4. SAIDI indices with no MV grid automation

the above-described cases depends mainly on the degree of grid automation and saturation with remotely controlled switches. The FDIR system is one of the few ways to reduce the SAIFI index, which defines the number of power interruptions over 3 minutes. Fig. 4–6 show chart diagrams of the SAIDI indices for MV grid failures: without grid automation, with grid automation, and with advanced grid reconfiguration systems FDIR. Stage 1 – fault location by dispatcher or field maintenance services (with no MV grid automation). Stage 2 – field maintenance services’ access to failure site and its isolation. Stage 3 – failure repair and recipient power supply recovery. The SAIDI indices for each stage is represented as the respective stage’s area.

### 8. Summary

New challenges of improving grid operational efficiency and failure rate facing DSOs require the implementation of new solutions dedicated to distribution grid management. Knowledge of the grid’s operational status and availability of its control are key factors in the implementation of effective tools to meet these requirements. Now the DSOs have access to advanced

and mature solutions, i.e. MV grid automation and FDIR class systems, which allow mitigating MV grid failures’ adverse consequences. In Poland the Upgrid project was a pioneer project that treated grid management in such an advanced manner. This is the first project implemented in Poland, which on a large scale tried to use the AMI system for purposes other than billing. Data from AMI meters, which complements measurements from the monitoring systems installed in MV/LV substations, will be a key element for improving the MV grid’s reliability and operational efficiency.

### REFERENCES

1. “Regulacja jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” [Qualitative control in 2016–2020 for Distribution System Operators], Warsaw, September 2015.
2. “Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ze zmianami z dnia 21 sierpnia 2008 r.” [Regulation of the

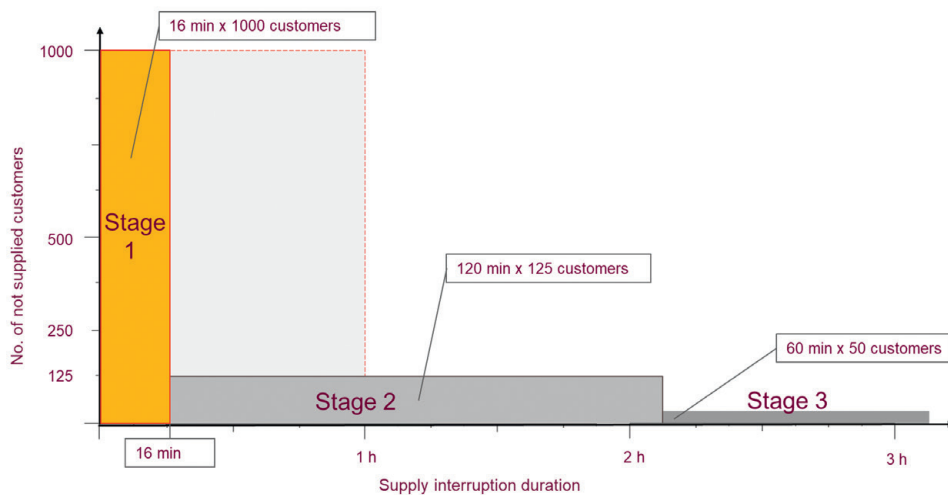


Fig. 5. SAIDI indices with MV grid automation

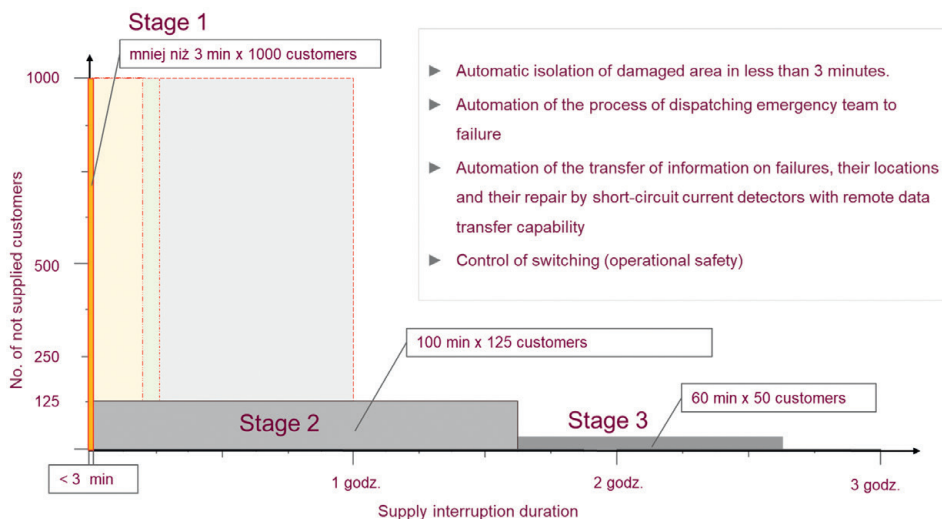


Fig. 6. Impact of MV grid automation and FDIR automatic grid reconfiguration on SAIDI

- Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions for the operation of the power system as amended on 21 August 2008], chapter 10, par. 40.
3. Noske S. et al., “Możliwości redukcji strat sieciowych dzięki optymalizacji układu pracy sieci”, [Options to reduce grid losses with grid layout optimisation], VI Scientific and Technical Conference “Electricity Losses in Power Grids”, Rawa Mazowiecka 2014, May 7–8, 2014.
  4. Falkowski D., Noske S., “GIS and AMI Systems as Sources of Data to Improve Grid Operation Efficiency, the Results of a Pilot Study”, *Acta Energetica*, No. 2/27, pp. 156–165, 2016.
  5. Noske S., Falkowski D., Helt P., “Monitorowanie, pomiary w sieciach inteligentnych – projekt pilotażowy Smart Grid na Półwyspie Helskim” [Monitoring, Measurements in Smart Grids – Smart Grid on the Hel Peninsula Pilot Project], VI Scientific-Technical Conference “Electricity Losses in Power Grids”, Rawa Mazowiecka, May 7–8, 2014.
  6. Noske S. et al., “Increase in power network observability as a data source to improve the efficiency of the power network – results of the pilot Smart Grid project”, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, June 15–18, 2015.
  7. “CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply Data”, update Ref: C14-EQS-62-03, February 12, 2015.

### Dominik Falkowski

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2012). Employed at the Innovation Department of ENERGA-OPERATOR SA. As a student was awarded a mention in the ENERGA SA competition for a project regarding the impact of capital expenditures until 2025 for generation capacity and transmission and distribution networks on the load capacity of nodes and the current overload capacity of lines in the ENERGA SA operation area. Professional interests: Smart Grids, power system development, and new technologies of energy transmission and storage.

### Sławomir Noske

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

A graduate of the Electrical Engineering Faculty of Poznań University of Technology (1990). In 2013 awarded the doctoral degree in engineering at the same Faculty. He completed the MBA management program at the Gdańsk Foundation for Management Development. An employee of ENERGA-OPERATOR SA. At present he is involved in implementing innovative smart grid solutions in distribution systems. Member of PKWSE, the Polish CIGRE committee, representative of Poland in the CIGRE Study Committee B1 Insulated Cables, chairman of the cable team at PTPIREE Polish Power Transmission and Distribution Association. Author and co-author of multiple papers and lectures delivered at international (CIGRE and CIRED) and national conferences. The subjects of his papers include cable line testing and diagnostics, and smart grids.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–11. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Nowe systemy monitorowania sieci SN i nN jako podstawa do zwiększania efektywności pracy sieci dystrybucyjnej

### Autorzy

Dominik Falkowski  
Sławomir Noske

### Słowa kluczowe

sieci inteligentne, automatyzacja sieci, AMI, Smart Grid, Upgrid, Horyzont 2020, regulacja jakościowa

### Streszczenie

Podnoszenie niezawodności oraz efektywności pracy sieci jest jednym z głównych wyzwań stojących przed operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD). Wdrożona w 2015 roku przez URE regulacja jakościowa stawia przed OSD cele w zakresie ograniczenia wskaźników awaryjności sieci SAIDI i SAIFI. Wdrażanie nowych rozwiązań technicznych z obszaru sieci inteligentnych, tj. zaawansowanych układów monitorowania sieci SN i nN oraz inteligentnego opomiarowania AMI, dostarcza nowych danych o stanie pracy sieci. Dzięki temu możliwe jest budowanie nowych funkcjonalności, które wprowadzają nową jakość w sposobie zarządzania siecią dystrybucyjną. W artykule opisano działania zrealizowane przez ENERGA-OPERATOR SA w ramach demonstracyjnego projektu Upgrid, mające na celu zwiększenie poziomu obserwowalności i kontroli sieci SN i nN w obszarze demonstracyjnym. W tekście opisano zastosowane w projekcie rozwiązania sieciowe i informatyczne oraz możliwość wykorzystania AMI do zwiększenia efektywności pracy sieci. Wskazano również wpływ zastosowanych rozwiązań na sposób i efektywność zarządzania siecią dystrybucyjną.

Data wpływu do redakcji: 14.04.2017

Data akceptacji artykułu: 14.07.2017

Data publikacji online: 15.03.2019

### 1. Wstęp

Zrównoważony rozwój, jakość dostaw oraz efektywne wykorzystanie energii, a także zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii są kluczowymi elementami rozwoju energetyki w Unii Europejskiej w ostatnich latach. Te kierunki rozwoju mają duży wpływ na sposób działania sieci dystrybucyjnej. Pojawienie się nowych podmiotów na rynku energii, prosumentów, zwiększenie dynamizmu zużycia energii oraz zmiany prawne i legislacyjne sprawiają, że OSD stają przed nowymi wyzwaniami.

W celu sprostanania coraz to nowszym oczekiwaniom stawianym OSD należy zmienić podejście i sposób eksploatacji, zarządzania oraz budowy sieci energetycznej. Zmienny charakter i dynamika pracy systemu energetycznego wymagają budowania bardziej elastycznych i odpornych na zakłócenia sieci dystrybucyjnych, w tym sieci nN. Mikroźródła przyłączane do sieci nN, wzrost zapotrzebowania na energię oraz zmiany w strukturze odbiorów zainstalowanych w gospodarstwach domowych sprawiają, że sieci nN pracują z dużo większą dynamiką, niż było to zakładane na etapie budowy i projektowania większości obecnie istniejących sieci. Powyższe elementy mogą mieć negatywny wpływ na jakość energii dostarczanej odbiorcom w postaci zwiększenia poziomu wahań napięcia, ilości prądów dopuszczalnych wartości oraz zapadów napięcia, asymetrii obciążenia, wzrostu wartości THD, przeciążeń elementów liniowych, tj. transformatorów i linii zasilających.

Pojawienie się nowych technologii informatycznych i telekomunikacyjnych sprawiło, że spółki energetyczne oprócz tradycyjnych rozwiązań stosowanych od lat

uzyskały dostęp do nowych narzędzi, w tym technologii z obszaru sieci inteligentnych. Zaawansowane układy monitorowania sieci, automatyka sieciowa SN i nN, zaawansowana infrastruktura pomiarowa AMI, narzędzia do optymalizacji procesów zarządzania ruchem sieci, zaawansowane programy analityczne to tylko niektóre technologie pozwalające na wzrost efektywności pracy sieci dystrybucyjnej. Zakres dostępnych OSD narzędzi jest bardzo szeroki. Wybór odpowiednich narzędzi i efektywne zastosowanie ich w obrębie całej sieci dystrybucyjnej stanowi wyzwanie dla OSD. W tym celu konieczne jest przeprowadzenie wielu analiz i badań opartych na dostępnej wiedzy oraz weryfikacji technologii w obszarach demonstracyjnych (pilotażowych).

### 2. Zwiększanie efektywności OSD

Ciągle zwiększanie i poprawa efektywności oraz wydajności jest naturalną ścieżką rozwoju każdego przedsiębiorstwa. Efektywność może być rozpatrywana na różnych płaszczyznach oraz opisana wieloma wskaźnikami i współczynnikami, zarówno technicznymi, jak i ekonomicznymi. W przypadku OSD efektywność funkcjonowania przedsiębiorstwa od strony technicznej można zdefiniować w kilku kluczowych obszarach: pewność i ciągłość dostaw energii do odbiorców, jakość energii dostarczanej, poziom strat technicznych i handlowych energii.

Wprowadzona przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) w 2015 roku regulacja jakościowa kładzie bardzo duży nacisk na kwestię poprawy jakości dostaw energii elektrycznej. Taryfa jakościowa w sposób bezpośredni koreluje wartość przychodu regulowanego otrzymywanego przez OSD

z jakością dostaw energii elektrycznej [1]. Celem wdrożenia regulacji jakościowej jest obniżenie wskaźników awaryjności i czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej do poziomu i standardów europejskich. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyznaczył dla każdego OSD cele do osiągnięcia każdego roku w zakresie wykonania wskaźników SAIDI i SAIFI, definiujących jakość i ciągłość zasilania. W praktyce OSD są zobligowani do ograniczenia wskaźników do końca 2020 roku o 50% wartości z 2015 roku. Wprowadzony przez URE mechanizm przewiduje kary dla OSD w ramach taryfy jakościowej za niewykonanie stawianych w danym roku celów. Podstawą do wypełnienia celów stawianych przez URE jest zrozumienie, które elementy mają główny wpływ na te wskaźniki. SAIDI (ang. *System Average Interruption Duration Index*) oraz SAIFI (ang. *System Average Interruption Frequency Index*) wylicza się zgodnie z poniższymi wzorami:

$$SAIDI = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum A_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (2)$$

gdzie:  $T_i$  – roczny czas wyłączenia odbiorcy  $i$ ,  
 $N_i$  – liczba odbiorców w lokalizacji,  
 $A_i$  – suma przerw nieplanowanych (awarii) u odbiorcy w ciągu roku.

Zgodnie z metodyką obliczania współczynników wpływ na ich końcową wartość mają: liczba odbiorców pozbawionych zasilania na skutek wyłączenia nieplanowanego, czas trwania takiego wyłączenia oraz liczba

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–11. When referring to the article please refer to the original text.

PL

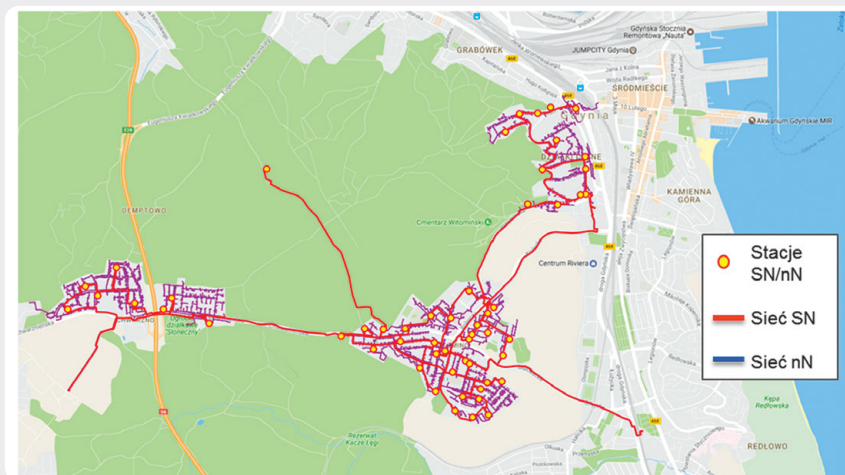
wyłączeń. W przypadku współczynników SAIDI i SAIFI krytyczny jest czas 3 minut, gdyż zgodnie z [2] wyłączenia, których czas nie przekracza 3 minut, nie są uwzględniane w powyższych współczynnikach.

Czas trwania awarii jest sumą czasów składowych wynikających z procedury obsługi i usuwania awarii. Na ten proces składają się poszczególne etapy: powzięcie działań usunięcia awarii, przyjazd służb terenowych do miejsca awarii, lokalizacja miejsca uszkodzenia, wyizolowanie uszkodzonego odcinka, przeprowadzenie wymaganych napraw, przywrócenie zasilania i układu normalnego pracy sieci. Ograniczenie wartości wskaźników SAIDI i SAIFI możliwe jest poprzez skrócenie czasu trwania poszczególnych etapów usuwania awarii. Czas związany z początkową fazą usuwania awarii (powzięcie działań i lokalizacja miejsca uszkodzenia) można skrócić, stosując urządzenia informujące o wystąpieniu awarii, np. sygnalizatory przepływu prądów zwarciovych w sieci SN.

Kolejnym elementem pozwalającym na ograniczenie wskaźników SAIDI i SAIFI jest ograniczenie liczby odbiorców biorących udział w awarii. W związku z tym, że wartość współczynnika SAIDI jest naliczana w sposób ciągły podczas trwania awarii, dzięki sekcjonowaniu ciągów i zmniejszaniu liczby stacji pozbawionych zasilania można zmniejszyć liczbę odbiorców biorących udział w naliczaniu wskaźnika SAIDI. Instalowane w sieci SN rozłączniki sterowane radiowo idealnie nadają się do wyizolowywania uszkodzenia i ograniczania obszaru awarii. Dzięki możliwości zdalnego manewrowania łącznikami służby ruchowe są w stanie w dużo szybszym czasie rozpocząć rekonfigurację układu pracy sieci i ograniczyć obszar awarii niż podczas ręcznego wykonywania przez zespoły terenowe.

W zakresie sieci SN OSD wdrażają systemy monitorowania i kontroli pozwalające na szybką lokalizację zwarć i zdalne dokonanie przełączeń w sieci w celu izolacji uszkodzonego fragmentu. W tym zakresie są wdrażane różne technologie w różnym tempie. Sieć nN jest obecnie praktycznie niemonitorowana oraz nie posiada żadnego zdalnego systemu do rekonfiguracji układu pracy. Według raportu Rady Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) [7] ok. 75% łącznej wartości współczynników SAIDI oraz SAIFI dla odbiorców przyłączonych na poziomie nN wynika ze zdarzeń w sieci SN, 20% ze zdarzeń w sieci nN i tylko ok. 5% ze zdarzeń w sieci WN. W związku z tym kluczowe jest monitorowanie stanu pracy sieci SN oraz nN w celu szybszego oraz bardziej efektywnego wykrywania i obsługi awarii przez OSD.

Opisane powyżej czynniki powodują, że poprawa niezawodności pracy sieci oraz zwiększenie efektywności zarządzania siecią dystrybucyjną są obecnie głównymi priorytetami – wyzwaniami stojącymi przed OSD. Ważnym elementem dla przedsiębiorstw energetycznych jest także podnoszenie efektywności pracy sieci. W tym wypadku, na podstawie dotychczasowych doświadczeń [3, 4], największy potencjał do redukcji strat technicznych w sieci istnieje w miejskich sieciach nN.



Rys. 1. Polski obszar demonstracyjny projektu Upgrid

### 3. Projekt Upgrid – pilotażowe wdrożenie nowych rozwiązań dla sieci SN i nN

Demonstracyjny projekt Upgrid był międzynarodowym projektem realizowanym w Unii Europejskiej w ramach programu Horizon 2020. Głównym celem projektu był rozwój funkcjonalności, które służą integracji sieci nN i SN z zarządzaniem stroną popytową i generacją rozproszoną. W ramach projektu wybrane technologie Smart Grid zostały przebadane w czterech obszarach demonstracyjnych. Obszary te były zlokalizowane w Polsce, Hiszpanii, Portugalii i w Szwecji. Działania w projekcie koncentrowały się głównie na implementacji rozwiązań wspomagających zarządzanie siecią nN, wykorzystując odzworowanie rzeczywistego stanu pracy sieci w systemach dyspozytorskich wraz z informacją pozyskiwaną z analiz dokonywanych w systemie DMS (ang. *Distribution Management System*). W polskim obszarze demonstracyjnym projekt realizowany był na obszarze zlokalizowanym w Gdyni na terenie trzech dzielnic: Witomino, Działki Leśne oraz Chwarzno. Obejmował on 55 stacji SN/nN (w tym 6 stacji abonenckich), z których zasilanych jest 15 000 odbiorców. Sieć średniego napięcia składa się wyłącznie z linii kablowych o łącznej długości 34 km. Sieć niskiego napięcia obejmuje zarówno linie kablowe, jak i napowietrzne o łącznej długości 102 km. Odbiorcy na obszarze pilotażu posiadają zainstalowane liczniki ze zdalnym odczytem AMI.

### 4. Zintegrowane szafki i rozwiązania dla stacji

Podstawowym elementem monitorującym pracę sieci SN i nN, wdrożonym w ramach projektu, były nowe prototypowe zintegrowane szafki AMI + Smart Grid (AMI/SG) dla stacji transformatorowych SN/nN. Doświadczenia i wiedza zdobyta z poprzednich pilotażowych projektów wdrożenia sieci inteligentnych w ENERGA-OPERATOR SA, tj. projektu pilotażowego wdrożenia sieci inteligentnej na Półwyspie Helskim [5, 6], wykazały zasadność opracowania koncepcji scalającej rozwiązania stosowane w ramach projektu AMI oraz programu automatyzacji sieci SN.

Prototypowe szafki zostały wykonane w dwóch wariantach: 1W – zapewniający monitorowanie stacji oraz 2W – dodatkowo umożliwiającą zdalne sterowanie łącznikami w rozdzielnicach SN. Integracja odbywa się na poziomie warstwy sprzętowej oraz w warstwie wymiany i przekazywania danych do systemów informatycznych. W skład każdej szafki wchodzi:

- sterownik Smart Grid (RTU) zintegrowany z modułami wykrywania zwarć w sieci SN
- zestaw koncentratorowo-bilansujący (ZKB) AMI, pełniący jednocześnie funkcję urządzenia do monitorowania parametrów energii po stronie nN
- zasilacz buforowy 24 V wraz z systemem podtrzymania zasilania: 1 godzinę dla rozwiązań 1W oraz 24 godziny dla rozwiązań 2W
- router komunikacyjny, umożliwiający przesyłanie danych dwoma kanałami komunikacyjnymi do systemu dyspozytorskiego SCADA oraz do aplikacji AMI.

Na rys. 2 i 3 przedstawiono poglądowy schemat szafek AMI/SG odpowiednio dla wariantu 1W i 2W.

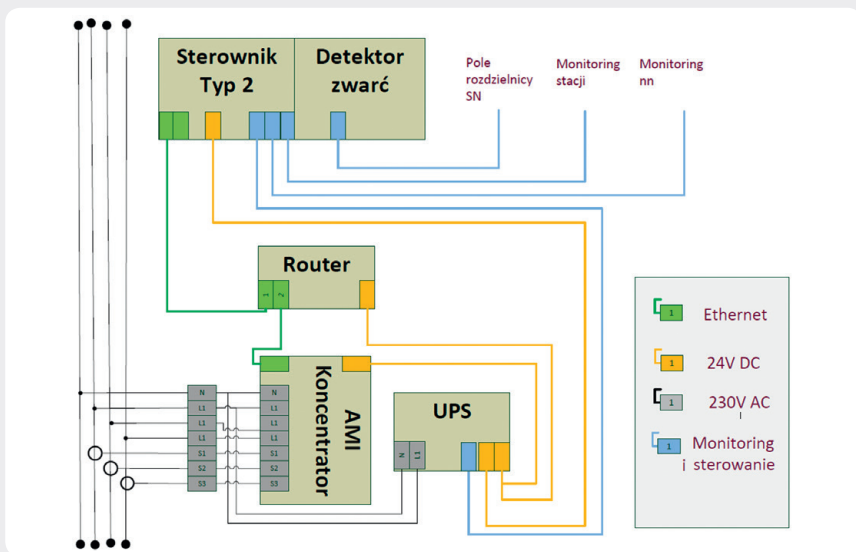
Zastosowane sterowniki w szafkach AMI/SG nadzorują pracę stacji transformatorowych w zakresie:

- wykrywania zwarć w sieci SN i pomiaru prądów
- sygnalizacji ogólnej (kontrola zasilania i stanu akumulatorów, otwarcie drzwi stacji, kontrole ciśnienia gazu w rozdzielnicach FS6)
- monitorowania rozdzielnic nN (pomiar prądów i napięć w poszczególnych obwodach, kontrole przepalenia wkładek bezpiecznikowych) – dla wybranych stacji
- sterowania rozdzielnicą SN – dla wariantu 2W.

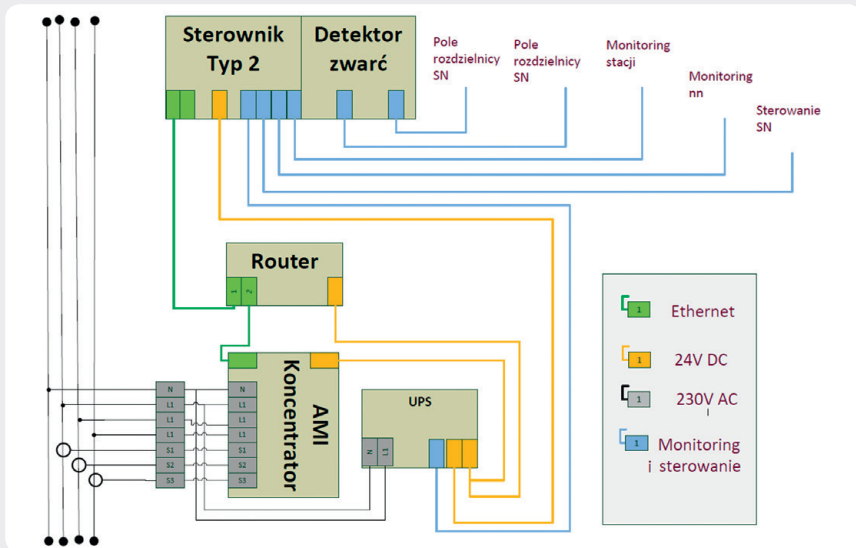
Każda ze stacji SN/nN została wyposażona w jedno z dwóch opisanych rozwiązań. W stacjach, które były wyposażone w układy telemechaniki, oraz w części zmodernizowanych stacji zostały zainstalowane szafki 2W wyposażone w dwa sygnalizatory przepływu prądu zwarciovych. Łącznie 16 stacji SN/nN z obszaru objętego pilotażem zostało wyposażonych w możliwość zdalnego sterowania łącznikami w rozdzielnicach SN.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-11. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Schemat szafki AMI/SG wariant 1W



Rys. 3. Schemat szafki AMI/SG wariant 2W



Fot. 1. Rozdzielnica nN z monitorowaniem poszczególnych obwodów nN

Pozostałe stacje zostały wyposażone w szafki 1W z jednym sygnalizatorem przepływu prądu zwarciowego w sieci SN. Dzięki temu możliwe jest dokładne wskazanie miejsca uszkodzenia w sieci. W ramach projektu w wytypowanych stacjach zastosowano nowe systemy wykrywania prądów zwarciowych w sieci SN, w których detekcja zwarć międzyfazowych i doziemnych odbywa się na podstawie pomierzonych wartości prądów i napięć fazowych oraz wyliczonych na ich podstawie wartości prądu 3I0 oraz napięcia 3U0. Dzięki temu sygnalizatory zwarć zapewniają poprawne wykrywanie przepływu prądu zwarciowego dla zwarć doziemnych i międzyfazowych w sieciach o dowolnym sposobie pracy punktu neutralnego, m.in. w sieciach kompensowanych z automatyką AWSC, w sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor i w sieciach z punktem neutralnym izolowanym.

Dzięki wykorzystaniu wspólnych elementów, które do tej pory były dublowane w szafkach telemechaniki i szafkach pomiarowych AMI, tj. zasilaczy buforowych czy modemów komunikacyjnych, możliwe było ograniczenie kosztów implementacji rozwiązań. Dopełnienie jednego rozwiązania elementami drugiego pozwala na uzyskanie nowej wartości dodanej, która początkowo nie była dostępna bez poniesienia znacznych nakładów. Przykładem może być układ godzinowego podtrzymania napięcia w szafkach 1W, dzięki któremu możliwe jest uzyskanie jednoznacznej informacji o zaniku napięcia w stacji (przejście na zasilanie awaryjne), czy też podtrzymanie zasilania zestawu koncentratorowo-bilansującego AMI. Zintegrowane rozwiązanie na poziomie warstwy telekomunikacyjnej związane było z wdrożeniem nowych zasad cyberbezpieczeństwa. Komunikacja odbywa się dwoma kanałami komunikacyjnymi (dwie różne technologie CDMA+LTE oraz UMTS) i uwzględnia priorytety przesyłania danych z układów telemechaniki nad danymi z liczników AMI.

### 5. Monitorowanie sieci nN

W celu zwiększenia poziomu obserwowalności sieci i kontroli nad pracą sieci nN, w ramach projektu w wytypowanych stacjach zostały zainstalowane nowe rozdzielnice nN (fot. 1). Wyposażono je w układy do monitorowania w czasie rzeczywistym parametrów elektrycznych dla każdego z pól odpiływowych nN, wraz z sygnalizacją przepalenia wkładki bezpiecznikowej. Zastosowane rozwiązania pozwalają na pozyskanie informacji o wartościach prądów przepływających w danym polu odpiływowym, wartości napięcia na szynach nN, stopniu obciążenia obwodu wraz z mocą czynną i bierną oraz o ewentualnej awarii w sieci nN.

Dodatkowo w dziewięciu lokalizacjach zostały wymienione złącza kablowe nN, które wyposażono w układy detekcji przepływu prądu zwarciowego oraz pomiar wartości elektrycznych w identycznym zakresie jak w wyżej opisanych rozdzielnicach nN (fot. 2). Informacje te umożliwiają szybsze powzięcie działań przez służby ruchowe oraz wysłanie zespołu pogotowia energetycznego w celu usunięcia awarii, nim zdąży zawiadomić o tym fakcie klient.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–11. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Fot. 2. Złącza kablowe nN z monitorowaniem

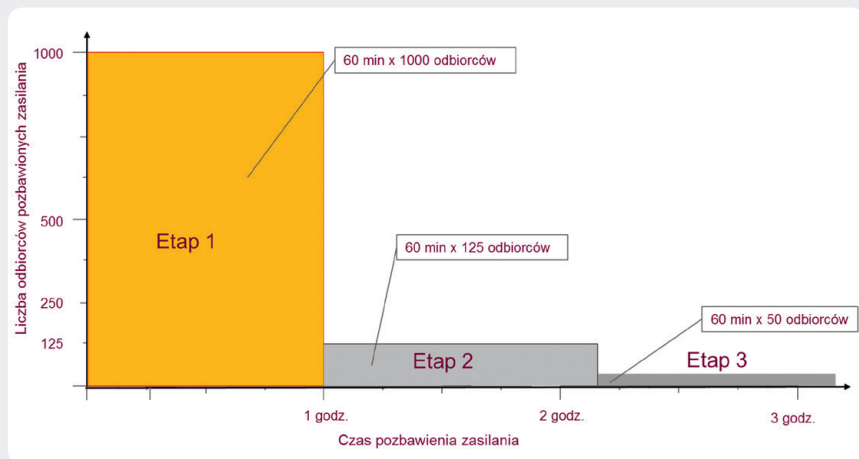
Podstawowym elementem instalowanym w sieci nN, wykorzystywanym w projekcie do podniesienia poziomu obserwowalności sieci, jest system zdalnego opomiarowania i inteligentne liczniki AMI. Liczniki AMI zainstalowane w stacjach SN/nN oraz u odbiorców końcowych są istotnym źródłem danych o stanie pracy sieci nN. Liczniki zainstalowane na obszarze projektu pilotażowego, oprócz możliwości przesyłania danych pomiarowych o zużyciu energii co określony kwant czasu (15 minut), mają również możliwość przesyłania wartości chwilowych prądów i napięć oraz automatycznego wysyłania alarmów na skutek zakłóceń występujących w sieci. Zakłócenia te mogą być związane m.in. z zapadem napięcia, powrotem zasilania po wystąpieniu awarii, przekroczeniu określonego poziomu napięcia oraz zanikiem napięcia fazy w przypadku liczników 3-fazowych. W celu efektywnego wykorzystania potencjału, który niesie ze sobą wykorzystanie liczników AMI do zarządzania pracą sieci dystrybucyjnej, konieczne jest zastosowanie systemu informatycznego wspierającego proces zarządzania danymi i informacjami. W ramach projektu przeprowadzone zostały badania potencjału i możliwości wykorzystania wyżej wymienionych funkcjonalności do poprawy efektywności pracy sieci oraz usprawnienia procesu usuwania awarii.

## 6. Systemy IT

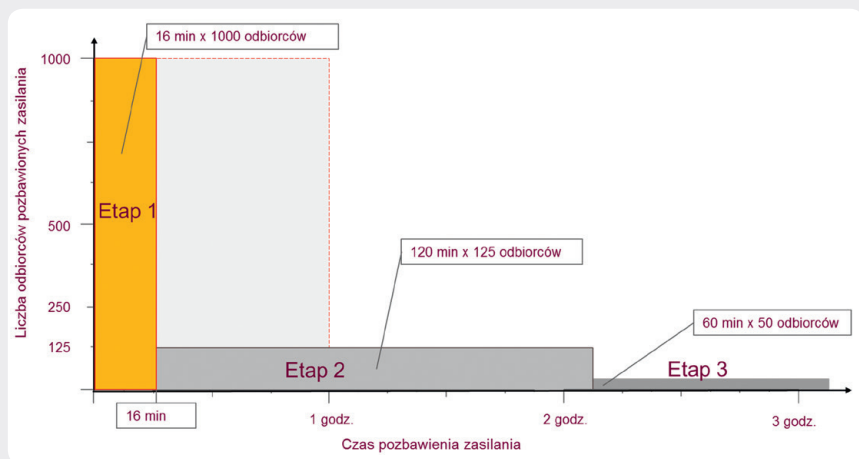
Drugim elementem wdrożonym w ramach projektu Upgrid, wpływającym na poprawę efektywności pracy sieci dystrybucyjnej, był system dyspozytorski do zarządzania pracą sieci nN, obejmujący: SCADA/NMS dla sieci nN oraz DMS dla sieci nN. System wykorzystuje dane i informacje pochodzące z istniejących i nowo zainstalowanych urządzeń sieciowych oraz dane z systemu AMI, w tym dane o zużyciu energii elektrycznej. Podstawowy moduł systemu – SCADA/NMS nN – stanowi interfejs dla dyspozytorów i jest odpowiedzialny za akwizycję danych z urządzeń monitorujących pracę sieci. Sieć nN wizualizowana jest poprzez geograficzny układ sieci i schemat elektryczny, podobnie jak to jest obecnie w warstwie sieci SN. DMS nN składa się z kilku modułów zapewniających różne funkcjonalności. Moduł Network Analysis jest podstawowym narzędziem

analitycznym umożliwiającym wykonywanie obliczeń rozplływowych w czasie quasi-rzeczywistym. Na potrzeby prowadzenia analiz rozplływowych opracowany został model sieci nN, który wykorzystuje dane z liczników AMI oraz urządzeń monitorujących zainstalowanych w głębi sieci nN. Moduł analityczny odpowiedzialny był

również za estymację obciążeń i generacji w sieci nN na podstawie danych historycznych, analizy strat technicznych, optymalizacji układu pracy sieci (punkty podziału sieci) oraz optymalizacji parametrów pracy transformatorów. Moduł Network Control and Management stanowi dopełnienie modułu analitycznego i umożliwia przeprowadzenie analiz jakości zasilania w trybie offline, analiz strat nietechnicznych oraz zarządzanie mikrogeneracją przyłączoną do sieci nN. Moduł Outage Management System wspiera proces zarządzania wyłączeniami planowanymi i awariami. Dzięki alarmom otrzymywanym z liczników inteligentnych, informacjom z sygnalizatorów zainstalowanych w złączach kablowych nN oraz z pomiarów i sygnalizacji przepalenia wkładek bezpiecznikowych w polach rozdzielnic nN wykrywane są miejsca uszkodzeń sieci nN. Informacje o zakłóceniach w pracy sieci nN docierają do dyspozytora prowadzącego ruch sieci bez konieczności zgłaszania braku napięcia przez klientów. Rozwiązanie to pozwala na podjęcie działań zmierzających do likwidacji awarii bezpośrednio po jej wystąpieniu. System zapewnia również możliwość wykonania analizy możliwych przełączeń w sieci, w celu wyizolowania awarii i doprowadzenia do zasilania



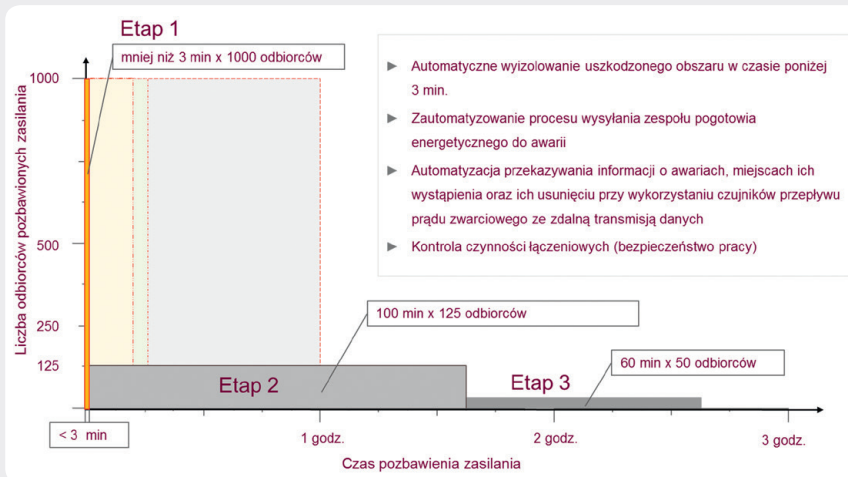
Rys. 4. Kształtowanie się SAIDI w przypadku braku automatyki sieciowej SN



Rys. 5. Kształtowanie się SAIDI w przypadku zastosowania automatyki sieciowej SN

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–11. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 6. Wpływ zastosowania automatyki sieciowej SN oraz systemu automatycznej rekonfiguracji sieci FDIR na kształtowanie się SAIDI

jak największej liczby odbiorców. Drugą funkcjonalnością modułu jest wspomaganie lokalizowania miejsca awarii dzięki informacjom z inteligentnej infrastruktury pomiarowej (z informacji o aktualnej topologii PLC) i informacji o topologii sieci nN pozyskanych ze SCADA/NMS (określanie rozległości awarii w sieci nN). Funkcja ta wykorzystywana jest w przypadkach, gdy awarie mają mały zasięg i brak zasilania został zgłoszony przez klienta.

### 7. Korzyści

Główną korzyścią wynikającą z zastosowania zaawansowanych systemów monitorowania sieci jest wzrost poziomu obserwowalności i kontroli nad siecią SN i nN. Większa wiedza o stanie pracy pozwala na zwiększenie bezpieczeństwa oraz poziomu nadzoru nad siecią dystrybucyjną. Liczniki AMI zainstalowane u odbiorców końcowych, dostarczające danych i informacji o zdarzeniach w sieci nN, zapewniają nową jakość w sposobie zarządzania siecią. Pomiar i dane pozyskiwane z układów telemechaniki oraz urządzeń AMI są podstawowym elementem do wdrażania nowych rozwiązań informatycznych zapewniających wzrost elastyczności pracy sieci. Narzędzia analityczne bazujące na wynikach obliczeń rozprężkowych umożliwiają bardziej efektywne zarządzanie siecią dystrybucyjną i ograniczenie strat sieciowych w sieci, m.in. poprzez optymalizację układu pracy sieci. Wdrażanie rozwiązań standardowych, skalujących oba rozwiązania, tj. AMI i automatyzacji sieci, w ramach jednej zintegrowanej szafki pozwala na osiągnięcie dodatkowych funkcjonalności przy jednoczesnym ograniczaniu kosztów implementacji. Systemy monitorowania sieci mają bardzo duży wpływ na poprawę niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej i ograniczanie wskaźników SAIDI i SAIFI. Sygnalizatory zwarć, układy sygnalizujące przepalenie wkładki bezpiecznikowej w rozdzielni nN oraz nowe funkcjonalności liczników AMI

pozwalają na szybszą reakcję służb ruchomych oraz identyfikację miejsca uszkodzenia. Automatyka sieciowa SN pozwala na ograniczenie liczby odbiorców biorących udział w poszczególnych etapach trwania awarii, dzięki możliwości zdalnej rekonfiguracji sieci. Na bazie systemów monitorowania i automatyzacji sieci SN możliwe jest wdrażanie zaawansowanych algorytmów automatycznej rekonfiguracji sieci po wystąpieniu awarii, w czasie krótszym niż 3 minuty. System FDIR (ang. *Fault Detection Isolation and Restoration System*) jest jednym z najsilniej oddziałujących narzędzi na redukcję współczynnika SAIDI oraz SAIFI. Na podstawie informacji pochodzących z sygnalizatorów zwarć system sam określa miejsce uszkodzenia i opracowuje plan wykonania przełączeń w celu wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci. Skuteczność oraz efektywność redukcji wskaźników SAIDI oraz SAIFI w wyżej opisanych przypadkach jest uzależniona w głównej mierze od poziomu zautomatyzowania sieci oraz stopnia nasycenia łącznikami zdalnie sterowanymi. System FDIR jest jednym z nielicznych sposobów na redukcję wskaźnika SAIFI, który definiuje liczbę przerw w zasilaniu powyżej 3 minut. Na rys. 4–6 przedstawiono ideowe wykresy kształtowania się wskaźnika SAIDI dla awarii w sieci SN w przypadku: braku automatyki sieciowej, przy zastosowaniu automatyki sieciowej oraz w przypadku zaawansowanych systemów rekonfiguracji sieci FDIR. Etap 1 – związany jest z lokalizacją miejsca uszkodzenia przez dyspozytora lub służby terenowe (w przypadku braku automatyki sieciowej SN). Etap 2 – związany jest z dojazdem służb ruchomych do miejsca awarii i izolowaniem miejsca uszkodzenia. Etap 3 – związany jest z wykonaniem koniecznych napraw oraz przywróceniem zasilania odbiorcom. Wartość współczynnika SAIDI dla każdego etapu jest reprezentowana jako pole każdego z etapów.

### 8. Podsumowanie

Nowe wyzwania z zakresu poprawy efektywności pracy sieci i zmniejszenia awaryjności pracy sieci stojące przed OSD wymagają wdrażania nowych rozwiązań dedykowanych zarządzaniu siecią dystrybucyjną. Wiedza o stanie pracy sieci oraz zapewnienie możliwości kontroli i oddziaływania na sieć są elementami kluczowymi do wdrażania skutecznych narzędzi umożliwiających sprostanie tym wymaganiom. OSD dysponują obecnie dostępem do zaawansowanych i dojrzałych rozwiązań, tj. automatyki sieciowej SN oraz systemów klasy FDIR, umożliwiających ograniczenie negatywnych skutków awarii w sieci SN. Projekt Upgrid był pionierskim projektem w Polsce, który w tak zaawansowany sposób traktował zarządzanie siecią nN. To pierwszy projekt realizowany w Polsce, który na szeroką skalę starał się wykorzystać system AMI do celów innych niż rozliczeniowe. Dane pochodzące z liczników AMI, będące dopełnieniem pomiarów z układów monitorowania zainstalowanych w stacjach SN/nN, będą stanowiły kluczowy element umożliwiający poprawę niezawodności i efektywności pracy sieci nN.

### Bibliografia

1. Regulacja jakościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, Warszawa, wrzesień 2015.
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ze zmianami z dnia 21 sierpnia 2008 r., rozdział 10, par. 40.
3. Noske S. i in., Możliwości redukcji strat sieciowych dzięki optymalizacji układu pracy sieci, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka, 7–8 maja 2014.
4. Falkowski D., Noske S., Systemy GIS i AMI jako źródła danych do poprawy efektywności pracy sieci – wyniki badań w obszarze pilotażowym, *Acta Energetica* 2016, No. 2/27, s. 156–165.
5. Noske S., Falkowski D., Helt P., Monitorowanie, pomiary w sieciach inteligentnych – projekt pilotażowy Smart Grid na Półwyspie Helskim, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka, 7–8 maja 2014.
6. Noske S. i in., Increase in power network observability as a data source to improve the efficiency of the power network – results of the pilot Smart Grid project, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 15–18 June 2015.
7. CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply Data update Ref: C14-EQS-62-03, 12 lutego 2015.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–11. When referring to the article please refer to the original text.

PL

### **Dominik Falkowski**

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012). 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 oraz 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.

### **Sławomir Noske**

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1990). Uzyskał tam także tytuł doktora nauk technicznych (2013). Ukończył studia menedżerskie MBA w Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów. Pracownik ENERGA-OPERATOR SA. Obecnie zaangażowany w prace związane z wdrażaniem innowacyjnych rozwiązań Smart Grid w obszarze sieci dystrybucyjnej. Członek Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE), reprezentujący Polskę w Komitecie Studiów CIGRE B1 Insulated Cables, przewodniczący zespołu ds. kabli przy PTPiREE. Autor i współautor wielu publikacji i referatów wygłaszanych na konferencjach międzynarodowych (CIGRE i CIRED) oraz krajowych. Tematyka publikacji jego autorstwa dotyczy badań i diagnostyk linii kablowych oraz obszaru sieci inteligentnych.