

## The Hel Peninsula – Smart Grid Pilot Project

### Authors

Sławomir Noske  
Marek Wawrzyniak

### Keywords

Smart Grid, DMS, AMI

### Abstract

The paper presents the scope and results of engineering, and the scope of Smart Grid deployment in the Hel Peninsula. The following functionalities will be described: Fault Detection, Isolation & Recovery – FDIR function, Integrated Volt/Var Control (IVVC) function, advanced supervision of LV grid, including distributed energy resources. The paper contains implementation results and research findings, as well as preliminary cost-benefit analysis of the project. Moreover, since Smart Metering and Smart Grid projects are being deployed in the same region – the Hel Peninsula – the benefit achieved by merging the two projects will be explained.

**DOI: DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014408**

### 1. General information

Development of the power sector in the European Union, including Poland, in the coming years will be based on sustainable development, and will entail widespread use of renewable energy sources, and promote increased energy use efficiency. Changes in the generation mix, including extensive use of distributed energy sources will result in:

- growing importance of large networks for connection of load centres and large-scale centralized renewable generation
- development of small local grid clusters, providing ancillary services including decentralized local generation, energy storage, and active consumers
- two-way flow of information and electrical power
- need for dynamic management of generation and load alike.

The future power grid will have to smartly stimulate and integrate the actions and behaviours of producers, consumers and other entities operating in the energy market so as to ensure a reliable, economically viable, and sustainable supply of electricity. This will require large-scale implementation of smart grid solutions, which will ultimately result in development of a power system that will be:

- optimal in terms of infrastructure utilisation
- proactive, not just reactive arising emergencies
- distributed, regardless of geographic and/or organizational constraints
- integrated, combining a variety of systems
- self-healing and adaptive.

Distribution system operators (DSOs) will have to cope with the resultant challenges and expectations, preparing their own strategies taking into account differences between individual DSOs in terms of their structure and governance, as well as diverse local conditions.

ENERGA-OPERATOR SA has recognized innovativeness and new solutions in the following key areas as major premises of its strategy:

- product – development of new products and services
- technology – changes in the way of services provision
- organisation – changes in the internal organisation
- marketing – changes in the way of reaching the customer.

The company's strategy, changes in the business environment, and customer expectations, naturally lead the company to exploit the broad opportunities offered by new technologies in the areas of power equipment, ICT, and management methods. Changes outside and within the company prompt the next step in grid development: the transition from a traditional grid and methods of its management to the solutions described today as a Smart Grid. Key projects implemented in this regard by ENEGRA-OPERATOR SA include:

- AMI Advanced Metering Infrastructure – program implemented in the company's entire operating area (2.8 million customers)
- MV grid automation including deployment of remotely controlled switches and fault indicators in overhead lines, and of MV assemblies with remotely controlled switches and fault indicators in MV/LV substations
- grid asset management support by a computerized system with GIS units as an important component
- IT systems integration
- Smart Grid pilot project in the Hel Peninsula.

### 2. Smart Grid pilot project area

Following the major challenges in ensuring high quality of the electricity supply, improving the power system efficiency, and enabling the offering of new services and new service levels

to energy consumers, ENERGA-OPERATOR SA is launching a pilot project of Smart Grid solutions. The Hel Peninsula has been selected as the pilot project area, with its ca. 200 km of MV lines, 150 MV/LV substations, and 150 km of LV lines. The grid supplies ca. 10,000 customers. The project has been phased into three stages.

Stage I consisted in the development of the concept of transition from traditional grid to Smart Grid, including the feasibility study, and was completed in 2011. A document containing key information necessary to start grid construction was prepared as part of the concept of Smart Grid deployment in the pilot area: The document contained:

- Smart Grid construction and operation concept
- model tests of the grid operation
- feasibility study for the implementation of Smart Grid project.

Stage II consisted in the Smart Grid construction in the pilot area and was completed in 2012. At this stage detailed engineering documentation was drawn up, which formed the basis for grid upgrade works. A technical specification was also prepared, based upon which new functionalities were implemented in grid operation supporting IT systems.

Stage III involves testing the solutions, and analysis and feasibility studies of their roll-out throughout EOP area. This work is scheduled for 2013.

Basic requirements for the Smart Grid include:

- Construction of a model control system for the Smart Grid area. The primary function will be an integrated system for voltage control and reactive/active power management, which will enable the grid load adjustment to the actual distribution capabilities and energy parameters (by adjusting the individual load or generation characteristics of each connected entity to the grid conditions)
- Creating opportunities for cooperation between the Smart Grid and smart buildings equipped with microgeneration
- Providing the grid with an adequate infrastructure, including measurement systems for remote reading of measuring data, and control of energy supply to consumers. This solution is to enable the introduction of new products and services by electricity trading companies.

The main elements of the project are:

- deployment of smart meters at customer premises
- deployment of automatic control and measurement devices in MV and LV grids
- extension of SCADA system to the level of LV networks (SCADA LV)
- automatic detection and location of damage in MV grid
- automatic grid reconfiguration
- advanced system of voltage control and regulation in MV grid
- GIS-aided grid visualization in SCADA system
- SCADA integration with GIS
- laying grounds for the provision of new generation services and integration with distributed generation.



Fig. 1. Cabinet with balancing system installed in an MV/LV transformer substation building

In the project implementation ENERGA-OPERATOR SA works together with the Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch.

### 3. Grid upgrade

The aim of the MV grid upgrade was to increase its monitoring and control capabilities. The extended grid provides data for advanced IT systems that support grid management, and enables flexible grid reconfiguration. An AMI system was deployed in the pilot area, along with balancing systems in MV/LV transformer substations. Thus every MV/LV transformer substation has been fitted with a balancing system, providing details of active and reactive power flow at the transformer substation (main LV bars). Nearly half of indoor MV/LV substations have been fitted with short-circuit current indicators. Several types of these devices have been installed. The pilot area serves as a test ground for different technologies and engineering solutions. An example of new monitoring solutions is the use of optical measuring sensors. This system allows one to detect short circuits, measure voltage, current, power, and electricity quality parameters, and to control switches in switching substations. The novelty of this solution is the application for electrical parameters measuring of optical sensors, which are attached (bonded) directly to the cable heads. Communication with the sensor is via fibre optic cable, which provides electrical isolation between the power grid and the measuring system. Fig. 2 shows an example of such sensors' fitting.



Fig. 2. Example of optical sensor fitting



Fig. 3. Example of LV switchgear with fuse blow-out indicators, a blow-out signal is forwarded directly by SCADA to the grid operators

In key transformer substations an MV switchgear with remote control has been deployed. In some areas additional monitoring has been installed in LV switching circuits. This monitoring includes measuring currents in each circuit. In addition, LV switchboards have been fitted with fuse blow-out indicators. Such signalling provides information on possible failures or

disruptions in the LV network. Up to now, in the event of emergency power supply interruption in the LV network, the company learned of it from customers.

In MV overhead lines remotely controlled disconnectors or circuit breakers have been installed, as well as short-circuit current indicators.

#### 4. SCADA/DMS

An active role in realizing the Smart Grid idea is played by a SCADA system with new DMS features. The MV grid in the pilot area before the project implementation was supervised by a SCADA system (Syndis RV by Mikronika). The following tasks were performed as part of the new software functionality implementation:

- telemetry – extending the supervision scope to the new devices installed in MV and LV grids
- GIS – transfer of MV and LV grid model's geographical mapping to SCADA
- implementation of FDIR Fault Detection, Isolation and Restoration feature
- implementation of IVVC Integrated Volt/Var Control feature
- extension of the OMS functionality for LV network.

Owing to the above, the main premises of the Smart Grid concept have been accomplished:

- **monitoring** of the grid performance with emphasis on end consumers, and future microgenerators
- increased automatic **operability** of the system in emergencies by detecting and isolating faulty components
- increased flexibility and sensitivity to changing grid operator parameters for the purpose of its **optimization**.

Method		Effect
telemetry + GIS + OMS	=	monitoring
telemetry+ FDIR	=	operability
telemetry + IVVC	=	optimization

#### Telemetry

The Syndis RV system demonstrated its scalability in the centralization process of EOP Gdańsk branch dispatch centre. In the implementation of a Smart Grid in the Hel Peninsula project the extent of its grid supervision was extended to additional devices in the MV grid and LV switchboards. Thanks to this the data acquisition range has included a number of additional electrical parameters:

- currents in each phase
- neutral conductor current
- phase voltage
- phase-to-phase voltage
- total active, reactive and apparent power
- active and reactive power in each phase
- $\cos \varphi$  power factor
- average active and reactive power

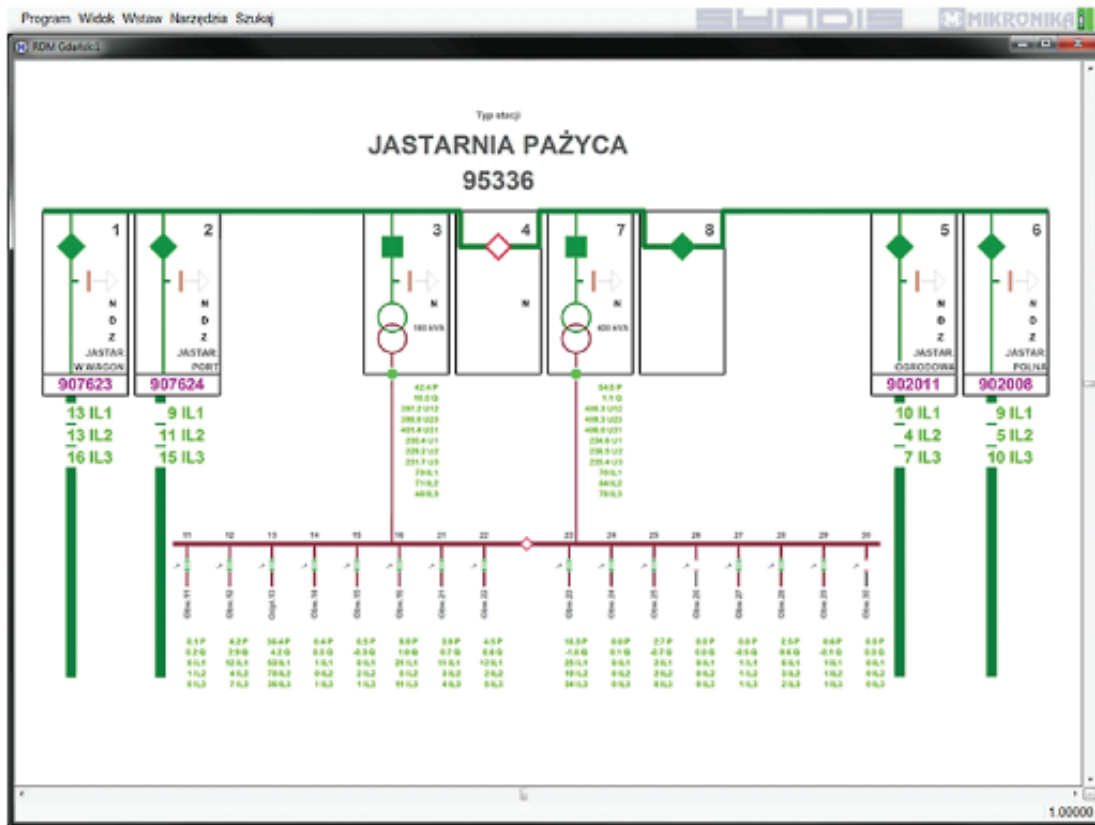


Fig. 1. Upgraded MV/LV substation diagram in Syndis RV SCADA

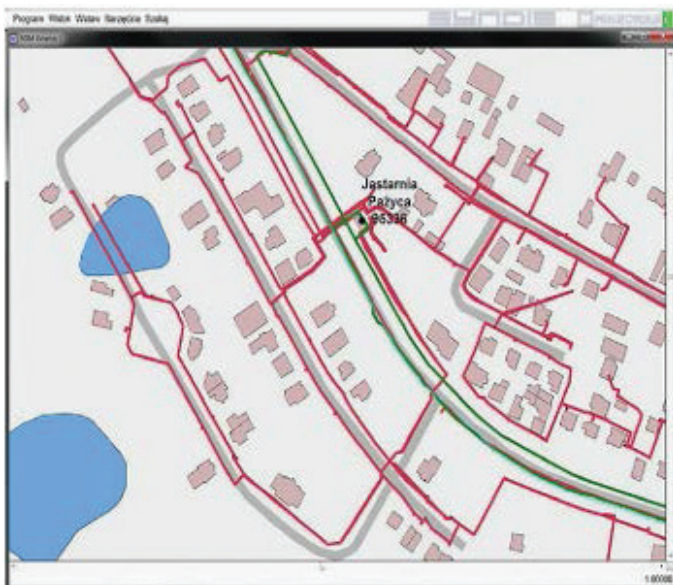


Fig. 2. Geographical grid view in Syndis RV SCADA

- maximum active and reactive power
- total harmonic distortion THD for current and voltage
- percentage of 3, 5, 7, 9 and 11 harmonics.

The central dispatch system monitors the fuses and short-circuit current indicators in LV switchboards. At the same time SCADA



Fig. 3. Web portal with online in-grid presentation of effects of the outages currently registered in Syndis RV's OMS module

can remotely control MV switches in MV/LV substations and overhead lines.

### GIS + OMS

EOP grid topography is registered by Apator – Rector’s KOMIT GIS system. In the project implementation a Syndis RV application was integrated with the system. The process involved automatic creation of a context between the topological model in the SCADA geographical view of the grid. With the topology processor feature in the OMS module, the Syndis RV system

determines the voltage strings supply condition and displays the results in spatial arrangement, accurate to a subscriber service line. The view is available through Syndis RV dispatcher terminals. At the same time results of these analyses are presented in EOP's public web portal in the form of a layer of the streets affected by the power outage in a pictorial administrative map rendered in the WMS (Web Map Service) standard.

### Fault Detection, Isolation and Restoration (FDIR)

With such a large number of remotely controllable and readable devices, the use of the FDIR feature of Syndis RV's DMS module is well justified. The purpose of the algorithm is to detect failure (short-circuit) and to limit its reach to the place of its occurrence, within the shortest possible time. An indicator of improved distribution quality is the reduction of SAIDI and SAIFI by reducing the number of customers affected by supply outages longer than three minutes, and shortening the time of failure recovery in an isolated grid section by the automatic detection of its location. General principle of FDIR algorithm:

- Location of the short-circuited line section – the monitored voltage string is fitted with a set of fault sensors, dividing the line into sections. A fault detection event recorded in the SCADA identifies the fault location between the device (indicates short-circuit current) and upstream to the switch in the (main) substation, the opening of which resulted in the fault elimination.
- Fault location isolation – development of a control sequence, the implementation of which will result in both-sides cut-off of the whole section, where the fault location has been identified.
- Power restoration – concurrently with the previous stage a sequence of remote switch controls has been developed, the implementation of which restores the remaining (not faulty) part of the network to proper operation.

There may be many ways to reconfigure a grid. Ultimately, the algorithm proposes the most optimal one, where the criterion is:

- maximum number of substations with restored power supply
- use of the switch, the opening of which resulted in the initial outage
- minimum number of switching operations
- minimum distance between the isolating switch and the switch closed to restore power.

Using the feature reduces the importance of human factor, but at the same time the dispatcher retains continuous control over its proper course.

During switching sequence execution FDIR module checks at every step, whether this operation is a safe, taking into account having the deployment, e.g. of system earthing, maintenance crews, and fault areas. In the event of an occurrence of any of these conditions, the FDIR algorithm will try to calculate an alternative switching sequence, and if this is not found, will terminate its operation. An additional protection is the user's capability to immediately interrupt the switching operation.

### IVVC

IVVC *Integrated Volt/Var Control* feature of Syndis RV's DMS module serves to optimize the customer supply quality. It is performed by an automatic procedure of MV/LV transformer voltage adjustment. The pilot system was launched in the grid section in the Hel Peninsula, supplied by PZ Jurata substation. The control is effected by remote setting of voltage setpoints for two regulators of 30/15 kV transformers at PZ Jurata substation, based on measurements located in PZ Jurata and further out in the grid, in MV/LV substations on LV side. The software runs fully automatically on the SCADA/DMS Syndis RV system server in two modes: IVVC-on or IVVC-off, which are toggled by the operator. In IVVC-on mode the software constantly monitors the voltage conditions in selected MV/LV substations, and in the event of a situation that requires voltage adjustment, it takes actions to change transformer taps. In IVVC-off mode the software does not take any action to adjust voltage. Regardless of the set operating mode, the software archives in a database the measurements (voltage, current) recorded in the selected MV/LV substations before and after the transformer tap change. Based on the collected data, the grid response (voltages in MV/LV substations) to the tap change can be analysed, and the voltage conditions in individual substations can be forecast. In IVVC-on mode, on the basis of the collected measurement data, the voltage control algorithm analyses, prior to a tap change, possible scenarios of the grid response to a change in the power transformers voltages. At a time when the archive data is not available, the control algorithm's operation is based on actual LV voltage measurements in selected substations. In such a situation, each voltage deviation from its rated value is controlled, and if it has exceeded an acceptable threshold, the procedure of the appropriate transformer's tap change is launched. The maximum deviation thresholds are set independently for excesses above and below the rated value, and are configurable. The tap change procedure counts down the dead time in the first place, and after it's expired, the proper control phase is implemented. If during the countdown the normal voltage condition has been restored, then the whole tap change procedure is cancelled. The dead time is configurable. If an excess over the threshold voltage continues after the dead time has expired, then based on the voltage conditions in all substations supplied from the transformer the tap change decision is made. The software, in order to protect the tap changer from too many changes, monitors the number of switches throughout a day in such a way as to prevent exceeding a preset daily limit. The software controls the tap changer's current position, and if it reaches an extreme value, does not perform the switching.

Users interact with the IVVC module through GUI of Syndis RV SCADA/DMS system. In the appropriate dispatching diagrams there are elements for toggling operating modes of the transformer regulator (automatic/manual) and voltage control module (IVVC-on/IVVC-off). In addition, the diagram contains details of each transformer's current tap changer position.

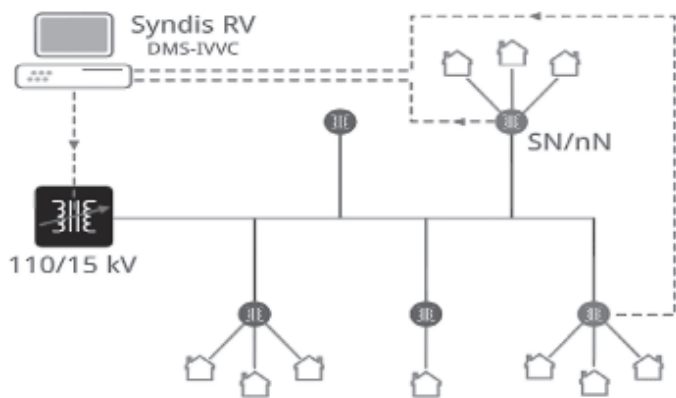


Fig. 7. Functional diagram of IVVC module

## 5. Conclusions

The pilot project aims to test technology and solutions that will improve the efficiency of the company operation while ensuring high standards of electricity supply. Expected benefits include:

1. Reduced interruptions in power supply in the pilot area.  
Planned reductions compared to 2011 levels: SAIDI by 50%, SAIFI by 30%
2. Reduced grid operating cost by grid operation automation in the pilot area.
3. Reduced grid losses in the pilot area, respectively, for the voltage levels:
  - MV grid – grid losses reduction by 1%
  - LV network - network losses reduction by 4%
4. Ability to assess effectiveness of undertaken actions, including assessment of benefits achievable through the use of Smart Grid solutions.

Elements already implemented, as well as those planned in the following steps (power flow, microgeneration management, enhanced OMS functionality) are supposed to enable the company to cope with incoming challenges. The key question emerging with the project development progress is the issue

of the applied solutions' scalability. A response to the needs and feasibility of different Smart Grid solutions' implementation is expected from the now compiled Smart Grid Road Map. Completion of this work is planned still in 2013. The project aims to define a detailed plan for the implementation of specific Smart Grid technologies in order to support ENERGA-OPERATOR SA's accomplishment of strategic objectives until 2020 in areas such as improved continuity of energy supplies, improved efficiency, development and implementation of innovative solutions, creation and implementation of new areas of DSO activity. The project has been phased into three stages.

**Stage I** – aimed to define all Smart Grid related activities and issues to be implemented and addressed by the company. At Stage I ENERGA-OPERATOR SA's current activities and projects will be analysed and evaluated, as well as their actual impact on the strategic objectives achievement. The analysis will be accomplished by way of employee surveys, leverage on expert knowledge, and collection of information from the branches. ENERGA-OPERATOR SA's current activities and projects will be analysed in key areas of the company business, including, grid operation management, grid asset management, grid development, RES connections, customer service, grid works, and ITC technologies.

**Stage II** – will involve preparation of a general road map of the Smart Grid implementation. The document would include such elements as implementation priorities, integration strategy, system approach strategy, scope and scalability of implementing state of the art technological solutions and definition of economic and financial models, an economic efficiency assessment of various smart grid functionalities.

**Stage III** – Includes preparation of a detailed action plan for specific technology, divided by projects. Details of this stage will be set and ready by the end of Phase II, based on analyses and results of financial models and the proposed roadmap. The project is implemented with the contribution of a wide group of experts from ENERGA-OPERATOR SA, and with the support of external experts from General Electric, the Institute of Power Engineering Gdańsk Branch and Ernst & Young.

### Sławomir Noske

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

The chief Smart Grid expert at ENERGA-OPERATOR SA. Employed in the energy company since 1991. Graduate of Poznań University of Technology, Faculty of Electrical Engineering. He completed postgraduate studies in the legal and management field at Gdańsk University of Technology and MBA management studies, organized by the Gdańsk Foundation for Management Development. He received Ph. D. degrees in technical science in 2013 from the Technical University of Poznan.

### Marek Wawrzyniak

MIKRONIKA

e-mail: marek@mikronika.com.pl

A graduate of Poznań University of Technology (1995). Since 1995 employed in BRSPMSA Mikronika as a programmer and project manager. IT and Software Director since 2005.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 91–96. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Półwysep Helski – pilotażowy projekt sieci inteligentnych

### Autorzy

Sławomir Noske  
Marek Wawrzyniak

### Słowa kluczowe

sieć inteligentna, DMS, AMI

### Streszczenie

W artykule opisano podejmowane przez ENERGA-OPERATOR SA działania zmierzające do przebudowy obecnej, tradycyjnej sieci elektroenergetycznej, do poziomu rozwiązań określanych jako sieci inteligentne. Autorzy skupili się na projekcie budowy sieci inteligentnych w obszarze pilotażowym – na Półwyspie Helskim. Opisane zostały dwa kluczowe etapy realizacji tego projektu: opracowanie koncepcji, przebudowa sieci i budowa narzędzi informatycznych wspomagających prowadzenie ruchu sieci.

### 1. Informacje ogólne

Rozwój sektora elektroenergetyki w Unii Europejskiej, w tym także w Polsce, w najbliższych latach opierać się będzie na zasadzie zrównoważonego rozwoju, bazować ma na powszechnym wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii oraz wspierać wzrost efektywności w wykorzystaniu energii. Zmiany w strukturze generacji, w tym szerokie wykorzystanie rozproszonych źródeł energii spowodują:

- rosnące znaczenie wielkich sieci dla przyłączenia centrów obciążenia oraz dużych scentralizowanych generacji odnawialnych
- powstanie małych lokalnych klastrów sieciowych, zapewniających usługi systemowe obejmujące zdecentralizowaną generację lokalną, magazyny energii oraz aktywnych odbiorców
- dwukierunkowy przepływ informacji i mocy elektrycznej
- konieczność dynamicznego zarządzania zarówno generacją, jak i obciążeniem.

Sieć elektroenergetyczna przyszłości będzie musiała w sposób inteligentny pobudzić oraz zintegrować działania i zachowania wytwórców, odbiorców i innych podmiotów funkcjonujących na rynku energii, tak aby zapewnić niezawodne, ekonomicznie uzasadnione i zrównoważone dostawy energii elektrycznej.

Oznaczać to będzie konieczność wdrożenia na szeroką skalę rozwiązań sieci inteligentnej, w efekcie doprowadzą one do powstania systemu elektroenergetycznego, który będzie:

- optymalny pod względem wykorzystania infrastruktury
- przewidyujący, a nie tylko reagujący na powstałe sytuacje krytyczne
- rozproszony, bez względu na ograniczenia geograficzne czy organizacyjne
- zintegrowany, łączący różnorodne systemy
- samonaprawiający się i adaptacyjny.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) będą musieli sprostać wynikającym stąd wyzwaniom i oczekiwaniom, przygotowując własne strategie działania, uwzględniając różnice pomiędzy poszczególnymi OSD w zakresie ich struktury oraz sposobu zarządzania, a także zróżnicowanych lokalnych uwarunkowań.

ENERGA-OPERATOR SA za kluczowe w strategii uznaje m.in. wykorzystanie innowacyjności, nowych rozwiązań w kluczowych obszarach:

- produktowym – kreowanie nowych produktów i usług
- technologicznym – zmiany sposobu świadczenia usług
- organizacyjnym – zmiany organizacji wewnętrznej
- marketingowym – zmiany sposobu dotarcia do klienta.

Strategia firmy, zmiany zachodzące w otoczeniu, oczekiwania klientów w sposób naturalny prowadzą przedsiębiorstwo do wykorzystania szerokiej możliwości, jakie wprowadzają nowe technologie w zakresie urządzeń energetycznych, obszaru ITC oraz sposobów zarządzania. Otoczenie, jak i zmiany wewnątrz firmy wpływają na realizację kolejnego kroku w rozwoju sieci: przejścia od tradycyjnej sieci i metod jej zarządzania do rozwiązań opisywanych dzisiaj jako sieci inteligentne. Kluczowymi projektami, realizowanymi w tym zakresie przez ENERGA-OPERATOR SA, są m.in.:

- AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*) – program wdrażany dla całego obszaru działania spółki (2,8 mln klientów)
- automatyzacja sieci SN obejmująca: stosowanie w liniach napowietrznych łączników ze zdalnym sterowaniem i sygnalizatorów zwarć, stosowanie w stacjach SN/nn rozdzielnic SN ze zdalnie sterowanymi łącznikami oraz sygnalizatorów zwarć
- wspomaganie zarządzania majątkiem sieciowym poprzez komputerowy system, którego ważnym elementem jest system informacji przestrzennej GIS
- integracja systemów informatycznych
- pilotażowy projekt sieci inteligentnych na obszarze Półwyspu Helskiego.

### 2. Obszar pilotażowy Smart Grid

Kierując się głównymi wyzwaniami w zakresie zapewnienia jakości dostaw energii elektrycznej, poprawy efektywności systemu energetycznego oraz umożliwienia oferowania odbiorcom energii nowych usług i serwisu, ENERGA-OPERATOR SA wprowadza w projekcie pilotażowym rozwiązania z obszaru Smart Grid. Jako obszar pilotażowy wybrano Półwysep Helski,

gdzie jest ok. 200 km linii SN, 150 stacji SN/nn, 150 km linii nn. Sieć zasila ok. 10 tys. odbiorców. Projekt realizowany jest w trzech etapach.

Etap I obejmował opracowanie koncepcji przejścia z sieci tradycyjnej do sieci Smart Grid z analizą wykonalności włącznie, został on zrealizowany w 2011 roku. W ramach opracowywanej koncepcji wdrożenia Smart Grid w obszarze pilotażowym przygotowano dokument zawierający kluczowe informacje, niezbędne do przystąpienia do budowy sieci. W skład dokumentu wchodziły:

- koncepcja budowy i funkcjonowania sieci Smart Grid
- badania modelowe pracy sieci
- studium wykonalności realizacji projektu Smart Grid.

Etap II obejmował budowę sieci Smart Grid na obszarze pilotażowym i został zakończony w 2012 roku. W ramach tego etapu została opracowana szczegółowa dokumentacja techniczna, która stanowiła podstawę do wykonania prac modernizacyjnych sieci. Przygotowano także specyfikację techniczną, na podstawie której wdrożono nowe funkcjonalności systemów informatycznych wspomagających pracę sieci.

Etap III obejmuje testy rozwiązań, analizę i badanie możliwości skalowania na obszar całego EOP. Prace te zaplanowano na 2013 rok.

Podstawowe wymagania stawiane przed Smart Grid:

- Budowa modelowego systemu sterowania dla obszaru Smart Grid. Podstawową funkcją będzie zintegrowany system regulacji napięcia oraz zarządzania mocą czynną i bierną, co da możliwość dostosowywania poziomu obciążenia sieci do zdolności dystrybucyjnych i parametrów energii w danej chwili (poprzez dostosowywanie charakterystyki obciążenia lub generacji poszczególnych przyłączonych podmiotów do warunków panujących w sieci)
- Stworzenie możliwości współpracy sieci Smart Grid z budynkami inteligentnymi wyposażonymi w mikrogenerację
- Wyposażenie sieci w odpowiednią infrastrukturę, w tym układy pomiarowe umożliwiające zdalny odczyt danych pomiarowych oraz sterowanie dostawami energii do odbiorców. Rozwiązanie to ma umożliwić przedsiębiorstwom

zajmującym się obrotem energią elektryczną wprowadzenie na rynek nowych produktów i usług.

Głównymi elementami projektu są:

- wdrożenie inteligentnych liczników u odbiorców
- zastosowanie automatyki i pomiarów w sieci SN i nn
- rozbudowa systemu SCADA do poziomu sieci nn (SCADA nn)
- automatyczne wykrywanie i lokalizacja miejsca uszkodzenia w sieci SN
- automatyczna rekonfiguracja sieci
- zaawansowany system kontroli i regulacji napięcia w sieci SN
- wizualizacja sieci w systemie SCADA w układzie geograficznym
- integracja SCADA z systemem GIS
- stworzenie podstaw do świadczenia nowych usług i integracji z generacją roszianą.

W realizacji projektu EOP współpracuje z Instytutem Energetyki Oddział Gdańsk.

### 3. Modernizacja sieci

Celem modernizacji sieci SN i nn było zwiększenie możliwości obserwacji i sterowania. Rozbudowana sieć zapewnia dane dla zaawansowanych systemów informatycznych wspomagających zarządzanie siecią i umożliwia elastyczne rekonfigurowanie sieci.

W obszarze pilotażowym został wdrożony system AMI, wraz z układami bilansującymi w stacjach transformatorowych SN/nn. Tak więc wszystkie stacje transformatorowe SN/nn wyposażone zostały w układ bilansujący, dostarczający informacji o przepływach mocy czynnej i bierniej w stacji transformatorowej (na szynach głównych nn). Blisko połowa stacji wntwrzowych SN/nn została wyposażona w sygnalizatory przepływu prądów zwarciovych. Zastosowano kilka rodzajów tego typu urządzeń. Obszar pilotażowy służy jako miejsce testu różnych technologii i rozwiązań technicznych.



Fot. 1. Szafka z układem bilansującym zamontowana w budynku stacji transformatorowej SWN/nn

Przykładem nowych rozwiązań w zakresie monitoringu jest zastosowanie optycznych czujników pomiarowych. System ten umożliwia wykrywanie zwarć, pomiarów napięć, prądów, mocy, parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz sterowanie łącznikami w rozdzielniach stacyjnych. Nowością tego rozwiązania jest zastosowanie do pomiaru parametrów elektrycznych czujników optycznych, które mocowane (przyklejane) są bezpośrednio na głowicach kablowych. Komunikacja z czujnikiem odbywa się poprzez kabel światłowodowy, który zapewnia izolację elektryczną między siecią energetyczną a systemem pomiarowym. Na fot. 2 przedstawiono przykład montażu takich czujników.



Fot. 2. Przykład montażu czujników optycznych

W kluczowych stacjach transformatorowych zastosowano rozdzielne SN z łącznikami ze zdalnym sterowaniem. W wybranych obszarach zastosowano dodatkowe monitoring na obwodach w rozdzielniach nn. W ramach tego monitoringu dokonuje się pomiaru prądów na poszczególnych obwodach. Dodatkowo zastosowano sygnalizatory przepalenia się wkładek bezpiecznikowych w rozdzielniach nn. Taka sygnalizacja zapewni informacje o ewentualnych awariach lub zakłóceniach w sieci nn. Dotychczas w razie awaryjnych przerw zasilania w sieci nn, przedsiębiorstwo dowiadywało się o tym poprzez informacje uzyskane od klientów.

W linii napowietrznej SN zastosowano rozłączniki lub wyłączniki ze zdalnym sterowaniem oraz sygnalizatory przepływu prądów zwarciovych.

### 4. SCADA/DMS

Aktywną rolę w realizacji idei Smart Grid odgrywa system SCADA z nowymi funkcjami DMS. Sieć SN na obszarze objętym projektem jeszcze przed jego realizacją był nadzorowany przez system SCADA (Syndis RV firmy Mikronika). Podczas wdrożenia nowych funkcjonalności oprogramowania wykonano następujące zadania:

- telemetria – rozszerzenie zakresu nadzoru o nowe urządzenia zainstalowane na sieciach SN i nn
- GIS – przeniesienie odwzorowania modelu sieci SN i nn w układzie geograficznym do SCADA
- implementacja funkcji FDIR (ang. *Fault Detection, Isolation and Restoration*)
- implementacja funkcji IVVC (ang. *Integrated Volt/Var Control*)



Fot. 3. Przykład rozdzielni nn z zastosowanymi sygnalizatorami przepalenia się wkładki bezpiecznikowej – sygnał o uszkodzonej wkładce bezpiecznikowej przekazywany bezpośrednio przez system SCADA do prowadzących ruch sieci

- rozszerzenie zakresu zastosowania funkcjonalności OMS na sieć nn.

Dzięki temu zrealizowano główne idee stojące u podstaw Smart Grid:

- **monitoring** stanu sieci z naciskiem na końcowego odbiorcę, a w przyszłości uczestnika mikrogeneracji
- zwiększenie automatycznej **operatywności** systemu podczas stanów awaryjnych przez wykrywanie oraz izolowanie uszkodzonego elementu
- uelastyczenie i zwiększenie wrażliwości na zmianę parametrów pracy sieci w celu jej **optymalizacji**.

Metoda		Efekt
telemetria + GIS + OMS	=	monitoring
telemetria + FDIR	=	operatywność
telemetria + IVC	=	optymalizacja

### Telemetria

System Syndis RV wykazał się skalowalnością już podczas procesu centralizacji ośrodka dyspozycji oddziału Gdańsk w EOP. Podczas realizacji projektu Smart Grid na Półwyspie Helskim zakres nadzoru nad siecią został rozszerzony o dodatkowe urządzenia na sieci SN oraz w rozdzielniach nn. Dzięki temu obszar akwizycji powiększył się o dodatkową liczbę parametrów elektrycznych:

- prądy w poszczególnych fazach
- prąd przewodu neutralnego
- napięcie fazowe
- napięcie międzyfazowe
- moc czynna, bierna i pozorna całkowita
- moc czynna i bierna w poszczególnych fazach
- współczynnik cosφ
- wartość średniej mocy czynnej i bierniej
- wartość maksymalnej mocy czynnej i bierniej



- współczynnik zawartości harmonicznych THD dla prądu i napięcia
- zawartość procentowa harmonicznych 3, 5, 7, 9, 11.

Centralny system dyspozytorski monitoruje stany wkładek bezpiecznikowych w rozdzielniach nn i sygnalizatorów przepływu prądów zwarcia. Jednocześnie ze SCADA jest możliwe zdalne sterowanie łącznikami SN w stacjach SN/nn i na liniach napowietrznych.

### GIS i OMS

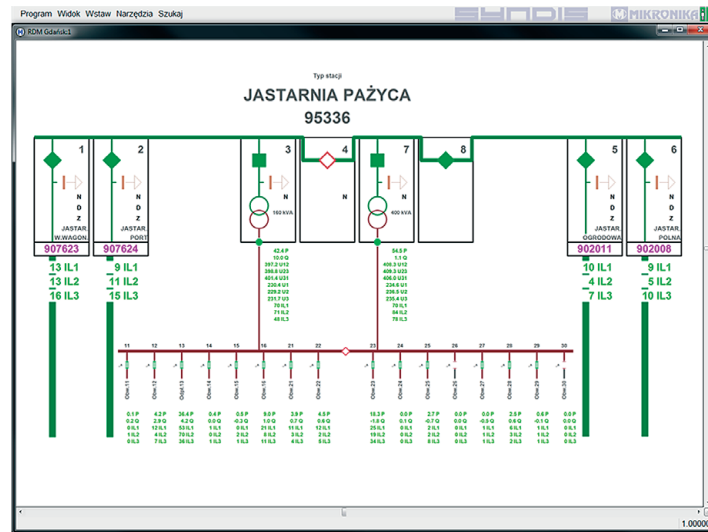
Topografia sieci EOP jest ewidencjonowana przy pomocy systemu klasy GIS – KOMIT firmy Aparator-Rector. Podczas realizacji projektu aplikacja Syndis RV został zintegrowany z tym systemem. Proces polegał na automatycznym utworzeniu kontekstu między modelem topologicznym w SCADA a widokiem geograficznym sieci. Dzięki zastosowaniu funkcji procesora topologii w module OMS system Syndis RV wyznacza stan zasilania ciągów napięciowych i wyniki prezentuje w układzie przestrzennym, z dokładnością do przyłącza abonenckiego. Widok jest dostępny poprzez terminale dyspozytorskie Syndis RV. Jednocześnie wyniki tych analiz są prezentowane na publicznym portalu internetowym EOP w postaci warstwy ulic objętych skutkami przerwy w zasilaniu na poglądowej mapie administracyjnej, zrealizowanej w standardzie WMS (Web Map Service).

### Fault Detection, Isolation and Restoration (FDIR)

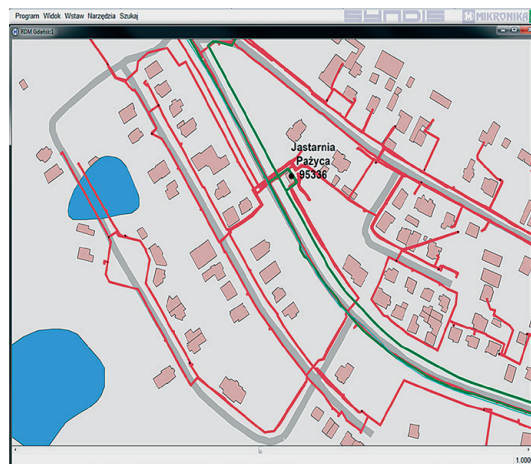
Mając do dyspozycji tak dużą liczbę urządzeń umożliwiających zdalne sterowanie oraz odczyt ich stanów, istnieje uzasadnienie użycia funkcji FDIR modułu DMS systemu Syndis RV. Celem zastosowania algorytmu jest wykrywanie awarii (zwarć) i ograniczanie jej zasięgu do miejsca wystąpienia, w możliwie najkrótszym czasie. Wskaźnikiem poprawy jakości dystrybucji jest obniżenie wartości SAIDI i SAIFI przez zmniejszenie liczby odbiorców dotkniętych wyłączeniem dłuższym niż trzy minuty oraz skrócenie czasu usuwania awarii, na wyizolowanym odcinku, przez automatyczną jego lokalizację.

Ogólna zasada algorytmu FDIR:

- Lokalizacja odcinka linii, na którym doszło do zwarcia – monitorowany ciąg napięciowy jest wyposażony w zestaw czujników zwarcia, dzieląc linię na odcinki. Zdarzenie detekcji zwarcia zarejestrowane w SCADA lokalizuje jego miejsce między urządzeniem (sygnalizuje przepływ prądu zwarcia) a poprzedzającym w kierunku łącznika w GPZ/PZ, którego otwarcie spowodowało wyłączenie
- Izolacja miejsca zwarcia – utworzenie sekwencji sterowniczej, której realizacja spowoduje obustronne odcięcie zasilania całego odcinka, zlokalizowano uszkodzenie
- Przywrócenie zasilania – jednocześnie z poprzednim etapem przygotowana jest sekwencja sterowań zdalnymi łącznikami, w wyniku jej zadziałania pozostała (nieuszkodzona) część sieci będzie przywrócona do prawidłowego działania.



Rys. 1. Schemat zmodernizowanej stacji SN/nn w SCADA Syndis RV



Rys. 2. Widok sieci w układzie geograficznym w SCADA Syndis RV



Rys. 3. Portal internetowy prezentujący online lokalizację aktualnie zarejestrowanych w OMS Syndis RV skutków wyłączeń na sieci

Sposobów rekonfiguracji sieci może być wiele. Ostatecznie algorytm proponuje najbardziej optymalne, gdzie kryterium jest:

- maksymalna liczba stacji, którym zostanie przywrócone zasilanie
- użycie łącznika, którego otwarcie spowodowało pierwotne wyłączenie
- minimalna liczba operacji łączeniowych
- minimalna odległość między łącznikiem izolującym a zamykanym w celu przywrócenia zasilania.

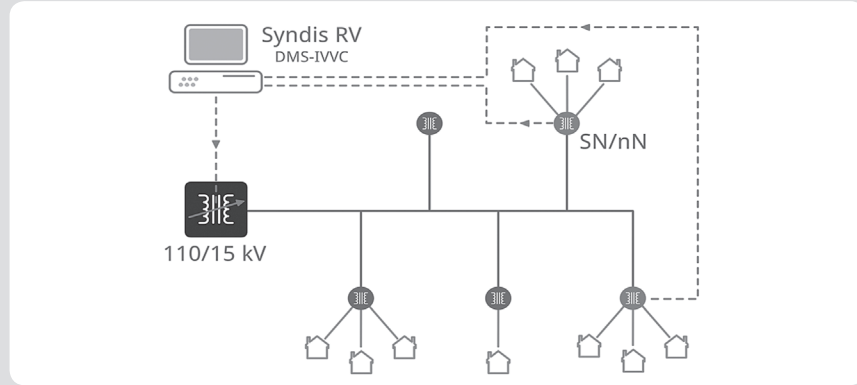
Zastosowanie funkcji zmniejsza znaczenie czynnika ludzkiego, ale jednocześnie dyspozytor ma ciągłą kontrolę nad jej prawidłowym przebiegiem.

Podczas wykonania sekwencji łączeniowej moduł FDIR sprawdza na każdym kroku, czy operacja jest bezpieczna, uwzględniając rozmieszczenie np. uzemiń, brygad i obszarów zwarcia. W razie wystąpienia któregokolwiek z warunków algorytm FDIR będzie próbował wyliczyć alternatywną sekwencję łączy bądź, jeśli takiej nie znajdzie, zakończy działanie. Dodatkowym zabezpieczeniem jest możliwość natychmiastowego przerwania operacji łączeniowych przez użytkownika.

#### IVVC

Funkcja IVVC (ang. *Integrated Volt/Var Control*) modułu DMS systemu Syndis RV jest przeznaczona do optymalizacji jakości energii zasilania odbiorców. Realizowana jest poprzez automatyczną procedurę regulacji napięcia transformatorów SN/nn. Pilotażowo system został uruchomiony na obszarze sieci położonej na Półwyspie Helskim, zasilanej z PZ Jurata. Regulacja jest realizowana poprzez zdalne ustawianie wartości zadanej napięcia dla dwóch regulatorów transformatorów 30/15 kV w PZ Jurata, na podstawie pomiarów zlokalizowanych w PZ Jurata oraz w głębi sieci, w stacjach SN/nn po stronie nn.

Oprogramowanie działa w pełni automatycznie na serwerze systemu SCADA/DMS Syndis RV w dwóch trybach: IVVC-on lub IVVC-off, które są przełączane przez operatora. W trybie IVVC-on oprogramowanie na bieżąco monitoruje stan napięć w wybranych stacjach SN/nn i w przypadku zaistnienia sytuacji, która wymaga regulacji napięcia, podejmuje działania mające na celu zmianę zaczepru transformatora. W trybie IVVC-off oprogramowanie nie podejmuje żadnych działań związanych z regulacją napięcia. Niezależnie od ustawionego trybu pracy oprogramowanie archiwizuje w bazie danych pomiary (napięcie, prąd) z wybranych stacji SN/nn, rejestrowane przed i po zmianie zaczepru transformatora. Na podstawie zebranych danych można prowadzić analizę zachowania się sieci (poziomy napięć na stacjach SN), wynikającą ze zmiany zaczepru, oraz prognozować sytuację napięciową w poszczególnych stacjach. W trybie IVVC-on, na bazie zgromadzonych danych pomiarowych, algorytm regulacji napięcia analizuje, przed przełączeniem zaczepru, możliwe scenariusze zachowania się sieci wskutek zmiany napięcia transformatorów zasilających. W okresie, gdy dane archiwalne nie są dostępne, praca algorytmu regulacji jest oparta na bieżących pomiarach napięć, na wybranych stacjach po stronie nn. W takiej sytuacji kontrolowana jest każda



Rys. 4. Schemat działania modułu IVVC

odchyłka napięcia od wartości znamionowej i jeśli jej wartość przekroczy dopuszczalny próg, zostaje uruchomiona procedura zmiany zaczepru odpowiedniego transformatora. Progi maksymalnej odchyłki są ustalone niezależnie dla przekroczeń powyżej i poniżej wartości znamionowej i są konfigurowalne. Procedura zmiany zaczepru w pierwszej kolejności odlicza czas nieczułości, po jego upływie jest realizowana właściwa faza regulacji. Jeśli podczas odliczania tego czasu sytuacja napięciowa powróci do normy, to wówczas cała procedura zmiany zaczepru jest anulowana. Czas nieczułości jest konfigurowalny. Jeśli po upływie czasu nieczułości dalej dochodzi do przekroczenia wartości progowych napięcia, to na podstawie stanu napięciowego wszystkich stacji zasilanych z danego transformatora jest podejmowana decyzja o zmianie zaczepru.

Oprogramowanie, w celu zabezpieczenia przełącznika zaczeprów przez zbyt dużą liczbą zmian, monitoruje liczbę przełączeń w skali doby w taki sposób, aby nie dopuścić do przekroczenia ustawionego limitu dziennego. Oprogramowanie kontroluje aktualne położenie przełącznika zaczeprów i jeśli osiągnie ono skrajne wartości, nie realizuje funkcji przełączania.

Interakcja użytkownika z modułem IVVC jest realizowana poprzez GUI SCADA/DMS Syndis RV. Na odpowiednich schematach dyspozytorskich znajdują się elementy przeznaczone do przełączania stanu pracy regulatora transformatora (praca automatyczna/ręczna) oraz przełączania trybu pracy (IVVC-on/IVVC-off) modułu regulacji napięcia. Ponadto schemat zawiera informacje o aktualnym położeniu przełącznika zaczeprów każdego transformatora.

#### 5. Wnioski

Pilotażowy projekt ma za zadanie przetestowanie technologii, rozwiązań, które wpłyną na poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa przy jednoczesnym zapewnieniu wysokich standardów dostawy energii elektrycznej. Oczekiwane korzyści to m.in.:

1. Ograniczenie przerw w dostawie energii elektrycznej w obszarze pilotażowym. Planuje się zmniejszenie w stosunku do 2011 roku wskaźników: SAIDI o 50%, SAIFI o 30%
2. Ograniczenie kosztów prowadzenia ruchu sieci poprzez automatyzację pracy sieci na obszarze pilotażowym

3. Ograniczenie strat sieciowych w obszarze pilotażowym, odpowiednio dla poziomów napięć:
  - sieci SN – ograniczenie strat sieciowych o 1%
  - sieci nn – ograniczenie strat sieciowych o 4%

4. Możliwość oceny skuteczności podejmowanych działań, m.in. w zakresie oceny możliwych korzyści do osiągnięcia, poprzez zastosowanie rozwiązań Smart Grid.

Zrealizowane już elementy, a także i te planowane w kolejnych krokach (*power flow*, zarządzanie mikrogeneracją, rozbudowana funkcjonalność OMS), mają umożliwić spółce sprostanie nadchodzącym wyzwaniom. Kluczowe pytanie rodzące się wraz z rozwojem projektu to kwestia skalowalności zastosowanych rozwiązań. Odpowiedź na potrzeby i możliwość wdrożenia różnych rozwiązań z obszaru Smart Grid ma dostarczyć opracowywana Smart Grid Road Map. Zakończenie prac w tym zakresie planowane jest jeszcze w 2013 roku. Projekt ma za zadanie określić szczegółowy plan wdrożenia ściśle określonych technologii z obszaru sieci inteligentnych, w celu wsparcia ENERGA-OPERATOR SA w realizacji celów strategicznych do 2020 roku w takich obszarach, jak: poprawa ciągłości dostaw energii, podnoszenie efektywności, rozwój i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań, kreowanie i wdrażanie nowych obszarów aktywności OSD.

Projekt jest realizowany w trzech etapach:

**Etap I** – jego celem jest zdefiniowanie wszystkich działań i wątków powiązanych z sieciami inteligentnymi, które są prowadzone w spółce. W ramach Etapu I zostanie dokonana analiza i ocena aktualnych działań i projektów prowadzonych w ENERGA-OPERATOR SA oraz ich aktualny wpływ na realizację celów strategicznych. Analiza będzie się odbywać poprzez: ankiety rozsyłane do pracowników, korzystanie z wiedzy ekspertów, jak również poprzez uzyskanie informacji z oddziałów. Analiza aktualnie prowadzonych działań w ENERGA-OPERATOR SA obejmować będzie kluczowe obszary funkcjonowania spółki, m.in. prowadzenie ruchu sieci, zarządzanie majątkiem sieciowym, rozwój sieci, przyłączenie OZE, obszar obsługi klientów, prace na sieci, technologia ITC

**Etap II** – będzie polegał na przygotowaniu ogólnej mapy drogowej wdrażania sieci inteligentnych. Dokument będzie uwzględniał

take elementy, jak: priorytety wdrażania, strategię integracji, strategię podejścia systemowego, zakres i skalowalność wdrażania nowoczesnych rozwiązań technologicznych i określenie modeli ekonomiczno-finansowych, oceny efektywności ekonomicznej poszczególnych funkcjonalności sieci inteligentnych.

**Etap III** – obejmuje przygotowanie szczegółowego planu działania dla konkretnych technologii z podziałem na projekty. Szczegóły tego etapu zostaną określone i przygotowane pod koniec Etapu II, na podstawie analiz i wyników modeli finansowych oraz zaproponowanej mapy drogowej.

Projekt jest prowadzony z wykorzystaniem szerokiego grona ekspertów z ENERGA-OPERATOR SA oraz przy wsparciu ekspertów zewnętrznych z General Electric, Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk oraz Ernst&Young.

---

**Sławomir Noske**

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Główny specjalista ds. Smart Grid w ENERGA-OPERATOR SA. Zatrudniony w przedsiębiorstwie energetycznym od 1991 roku. Absolwent Politechniki Poznańskiej, Wydziału Elektrycznego. Ukończył studium podyplomowe z zakresu prawno-menedżerskiego na Politechnice Gdańskiej oraz studia menedżerskie MBA, organizowane przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów. W 2013 roku obronił doktorat na Politechnice Poznańskiej na temat „Diagnostyka linii kablowych średniego napięcia z wykorzystaniem badania wyładowań niezupełnych metodą samogasnącej fali napięciowej”.

**Marek Wawrzyniak**

mgr inż.

MIKRONIKA

e-mail: marek@mikronika.com.pl

Absolwent Politechniki Poznańskiej (1995). Od 1995 roku zatrudniony w BRSPMSA Mikronika na stanowiskach: programista, kierownik projektów. Od 2005 roku dyrektor IT i oprogramowania.