

Power Demand Estimation in Quasi-Real Time in a Medium Voltage Grid Area Under Conditions of Limited Observability

Authors

Tomasz Pakulski
Leszek Bronk

Keywords

load forecasting, MV grid, local balancing area

Abstract

The paper presents the possibilities of practical use of available measurements to estimate in quasi-real time the demand for active (P) and reactive (Q) powers in a selected medium voltage (MV) grid area under conditions of limited observability. To estimate customers instantaneous power demand, the next day load forecasts, energy consumption profiles obtained off-line from AMI (Advanced Metering Infrastructure) balancing meters, P and Q power measurements in selected MV/ LV transformation points (reference substations), and meteorological measurements were used. To build the forecasting model, the artificial intelligence methods based on neural networks contained in MATLAB computing environment were used. The power demand and distribution grid operating status estimation method was used in the project "Development of a local balancing area as an element of increasing the distribution system operation security and energy efficiency". The task was financed under the GEKON Program by NCBiR National Centre of Research and Development and NFOŚiGW National Fund for Environmental Protection and Water Management, and implemented with the participation of ENERGA-OPERATOR SA, the University of Zielona Gora and the Institute of Power Engineering, Gdansk Division.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018406

Received: 13.04.2018

Accepted: 16.10.2018

Available on-line: 15.03.2019

1. Introduction

In domestic distribution networks, a significant deficit of measurement data due to the MV grid's low observability has been noted [1]. This applies to grid infrastructure and distributed generation alike, as well as to consumers' demand for power. For operational grid management it is necessary to obtain reliable information/estimations of the current demand for active and reactive power in MV/LV substations [2]. As part of the project, a concept of the MV grid state estimation based on available data was developed. Due to the MV grid limited observability, the estimation of operating conditions, which uses a small number of measurements from the grid, will be essential for the grid operation planning and management. The MV grid's current operating conditions will be monitored in the real time based on the base model, updated with measurement and estimated data (Fig. 1). P and Q power demand forecasts in individual MV/LV grid nodes, supplemented by the forecast generation output, will be used for flow analyses to determine power flows in lines and voltages in

MV/LV nodes. The concept will be used for operational management in the analysed MV grid area.

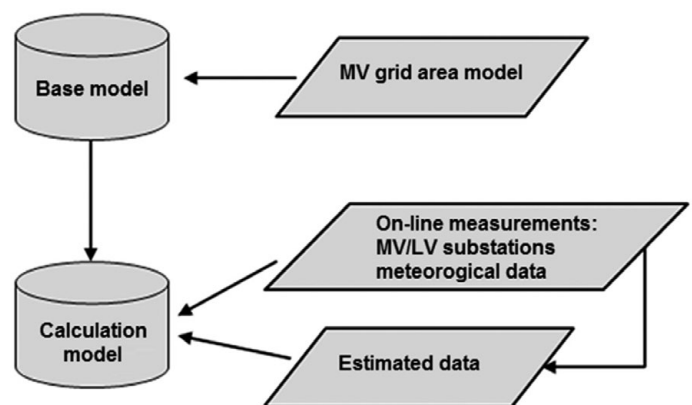


Fig. 1. Calculation model for operational grid management

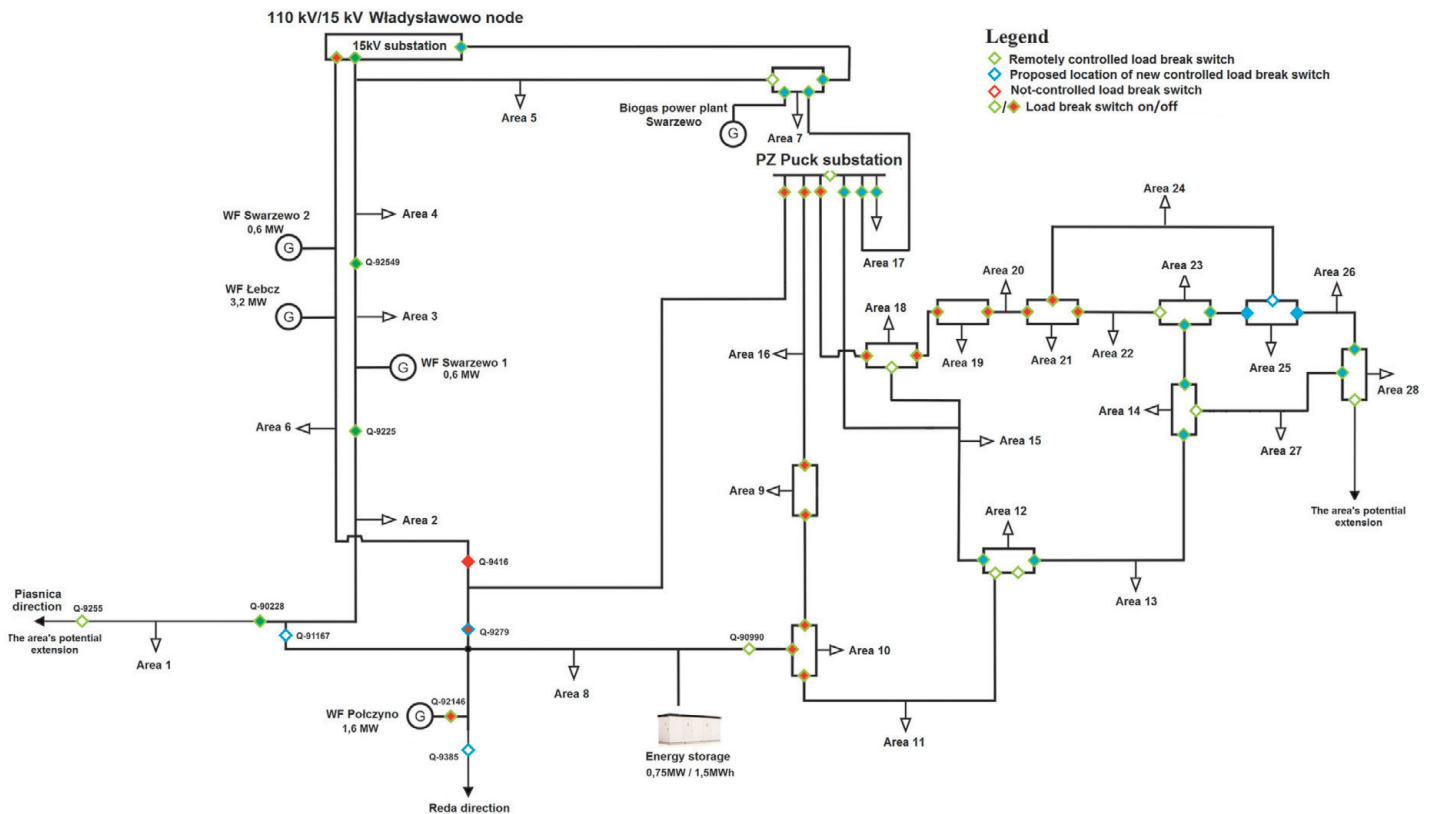


Fig. 2. Aggregated local balancing area model with sub-areas between MV/LV substations

2. Input data for power demand estimation

Power demand forecasts for the grid operation status estimation based on:

a) historical P and Q measurements from the AMI, recorded at 15-minute intervals.

To develop the forecasting model, historical P and Q measurements from individual MV/LV substations were used. There are 70 MV/LV substations deployed in 28 aggregation areas in the analysed grid area (Fig. 2). The substations have various dominant power demand profiles (households, industrials and mixed), load ranges, and 15-minute power change gradients. For these substations, P and Q measurements are available from the AMI, with 2÷6-hour delay.

b) on-line measurements from selected, representative MV/LV substations.

As part of the project, measuring sets for the on-line P and Q demand measurements in selected MV/LV substations were installed. The reference MV/LV substations were selected including the following criteria:

- correlation of the P and Q demand in the selected MV/LV substation with other substations
- MV/LV substations with an unusual daily demand profile (e.g. industrial) and a significant demand for P and/or Q
- voltage correlation between MV grid areas.

Based on the above criteria, 17 MV/LV substations were selected for the installation of telemetry sets for remote P and Q power and voltage measurements. With the measurements the power demand can be estimated in substations not covered by on-line monitoring.

3. The next-day P and Q demand forecasting model

The main task of the forecasting model (Fig. 3) is to predict the P and Q demand in the 24-hour horizon of the next day ($n + 1$). To develop the forecasting model, Neural Network Toolbox library available in the MATLAB computing environment was used. One-way, multilayer neural networks built on multilayer perceptron (MLP) were used. The individual network architectures differed in terms of:

- number of neurons in hidden layer or layers
- activation function of neurons in each layers
- network learning algorithm
- number of network learning cycles.

Power demand will be forecast independently for P and Q in each MV/LV substation, individual defined sub-areas, and the local balancing area. It was found that most MV/LV substations have a strong autocorrelation coefficient and the demand for P and Q in these substations is relatively regular and repeatable from day to day. For this reason, historical 15-minute measurement data from the AMI were used for the simulation. The set consisted of 332 daily samples, of which the training database accounted for 80% of the set, and the test data for the remaining 20%. They were randomly divided to test the learned network's mapping quality for changing demand conditions. As a result, the smallest error of individual MV/LV substation loads mapping solution was founded.



Fig. 3. The next-day P and Q demand forecasting concept

The error was considered as:

- forecast's mean absolute error (MAE), calculated as the average absolute forecast error, described by the following equation:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |y_t - y_t^p|$$

where:

y_t – actual value in time t

y_t^p – forecast value in time t

- mean absolute percentage error (MAPE), expressed in percent, allowing to compare the accuracy of forecasts by different models, described by the following equation:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{y_t - y_t^p}{y_t} \right| \cdot 100\%$$

or in a generalized form:

$$MAPE = \frac{MAE}{|\bar{y}_t|} \cdot 100\%$$

where:

\bar{y}_t – average value in time t

4. Power demand estimation in non-metered MV/LV substations

Short-term P and Q demand in the local balancing are forecasted in quasi-real time based on the day ahead forecasts for individual MV/LV substations and actual P and Q measurements in selected reference substations. The power demand estimation method for non-metered MV/LV substations based on on-line measurements from reference metered MV/LV substations is shown in Fig. 4.

Reference substations were assigned to non-metered MV/LV substations based on the analysis of P and Q demand correlation between MV/LV substations in the area (Tab. 1). For each non-metered substation, the reference substation was selected, which was best correlated in terms of the demand for P and Q, with preference for the active power load correlation. These substations have been marked red, bold font.

P and Q demand in non-metered MV/LV substations was estimated from the following input data:

- long-term forecast in day ahead:
 - for non-metered MV/LV substations
 - MV/LV reference substations

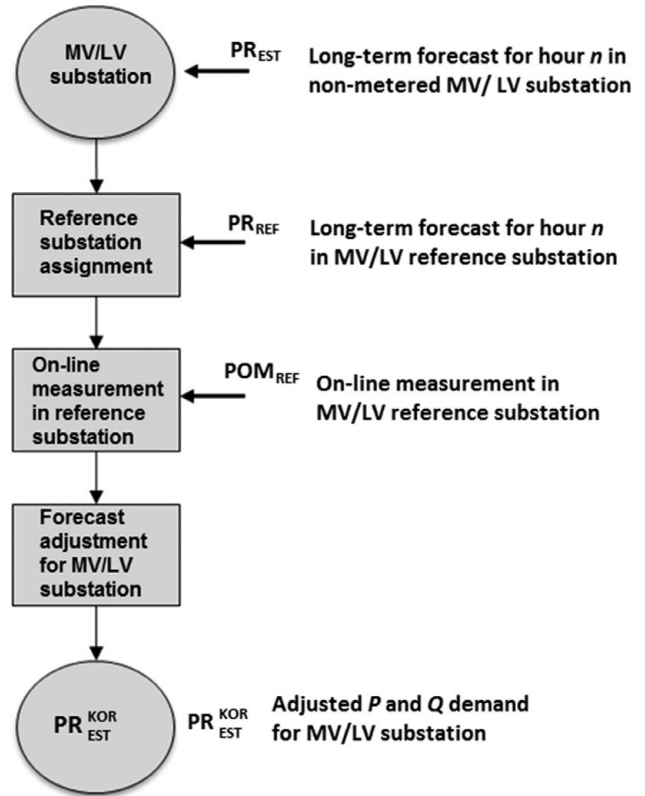


Fig. 4. Power demand estimation procedure for non-metered MV/LV substations

- outside temperature

- on-line measurements from reference MV/LV substations.

With the forecasting model an adjusted P and Q demand forecast was produced for individual non-metered MV/LV substations in the local balancing area under quasi-real conditions (Fig. 5).

5. Comparison of forecast errors of the forecasting models

In Tab. 2 and Tab. 3. errors are compared of the next day P and Q forecasts and their adjustments under quasi-real conditions as determined from the estimations based on the on-line measurements from reference MV/LV substations.

The results indicate the average load forecast errors for individual MV/LV substations of ca. 16% and 32% for active and reactive power, respectively. Larger errors relate mainly to nodes with relatively lower loads (Fig. 6–7). The long-term forecasts adjustment (to the next day) by estimating the power demand in

MV/LV subst.	Ref. subst. 1		Ref. subst. 2		Ref. subst. 3		Ref. subst. 4		Ref. subst. 5		Ref. subst. 6		Ref. subst. 7		Ref. subst. 8		Ref. subst. 9		Ref. subst. 10	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Subst. 1	0.14	-0.03	0.06	0.05	0.59	0.16	0.30	0.00	0.55	0.14	0.33	0.00	0.45	0.02	0.54	0.11	0.57	-0.05	0.25	-0.03
Subst. 2	0.19	0.53	0.06	-0.03	0.85	0.45	0.49	0.28	0.86	0.46	0.46	0.10	0.64	0.60	0.83	0.52	0.83	0.47	0.40	0.37
Subst. 3	0.58	0.74	0.13	0.03	0.68	0.60	0.55	0.43	0.72	0.63	0.47	0.08	0.89	0.86	0.78	0.64	0.67	0.59	0.63	0.47
Subst. 4	0.00	0.69	0.14	0.00	0.80	0.57	0.46	0.40	0.78	0.54	0.47	0.14	0.44	0.74	0.69	0.59	0.76	0.62	0.26	0.42
Subst. 5	0.64	0.77	0.13	0.08	0.61	0.57	0.51	0.47	0.66	0.56	0.49	0.14	0.87	0.75	0.77	0.62	0.62	0.54	0.58	0.51
Subst. 6	0.40	0.37	0.30	0.17	0.80	0.55	0.68	0.40	0.83	0.54	0.52	0.08	0.68	0.42	0.84	0.51	0.76	0.15	0.51	0.34
Subst. 7	0.54	0.55	0.29	0.30	0.78	0.46	0.78	0.75	0.85	0.44	0.62	0.24	0.82	0.48	0.91	0.59	0.76	0.28	0.59	0.52
Subst. 8	0.45	0.78	0.14	0.18	0.81	0.61	0.66	0.63	0.85	0.60	0.52	0.22	0.79	0.76	0.93	0.71	0.82	0.54	0.58	0.58
Subst. 9	-0.01	-0.22	0.11	-0.07	0.79	-0.22	0.52	-0.21	0.79	-0.14	0.35	-0.10	0.44	-0.19	0.73	-0.31	0.76	-0.16	0.33	-0.23
Subst. 10	-0.03	-0.03	0.06	-0.10	0.89	0.12	0.46	-0.14	0.85	0.14	0.45	0.10	0.47	0.05	0.75	-0.04	0.86	0.10	0.30	-0.16

Tab. 1. P and Q correlations between MV/LV substations selected for power demand estimation and MV/LV reference substations selected for telemetry set installation

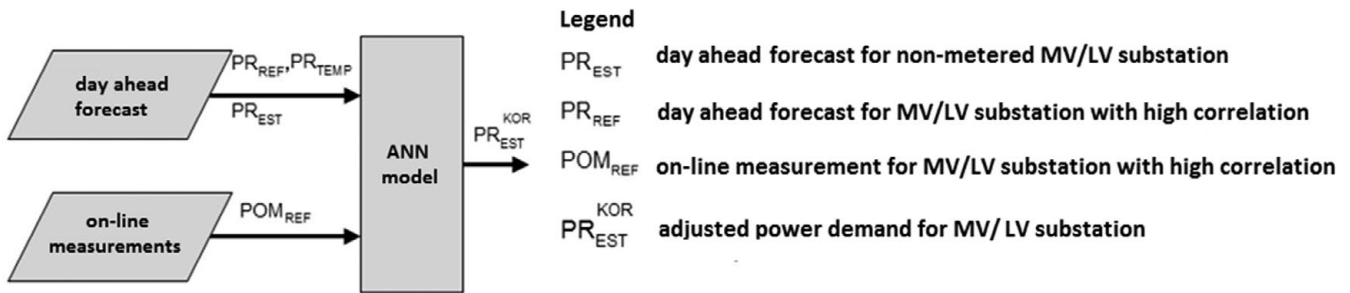


Fig. 5. Power demand adjustment procedure for non-metered MV/ LV substation

MV grid area	Average demand, kW	MAE forecast error kW		MAPE forecast error %		Improvement %
		forecast	adjustment	forecast	adjustment	
Individual nodes	49.1	5.5	5.2	16.2	15.4	6.6
Aggregated sub-areas	122.8	10.9	10.1	11.2	10.4	8.9
Analysed area	3438.8	130.4	97.7	3.8	2.8	25.1

Tab. 2. Comparison of active power demand forecast errors in the MV grid area

MV grid area	Average demand, kVar	MAE forecast error kVar		MAPE forecast error %		Improvement %
		forecast	adjustment	forecast	adjustment	
Individual nodes	10.8	2.05	2.0	31.6	30.6	3.9
Aggregated sub-areas	26.4	4.17	4.0	23.9	23.1	4.9
Analysed area	738.5	43.23	34.4	5.8	4.7	20.3

Tab. 3. Comparison of reactive power demand forecast errors in the MV grid area

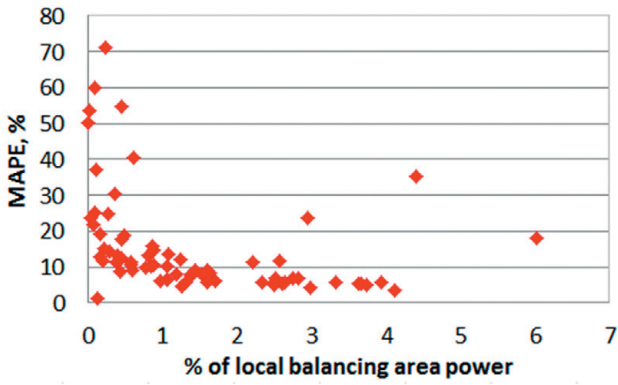


Fig. 6. MAPE error of active power demand adjustment in MV/LV nodes

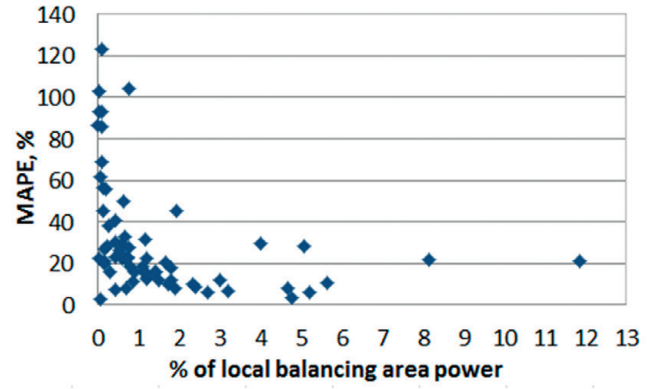


Fig. 7. MAPE error of reactive power demand adjustment in MV/LV nodes

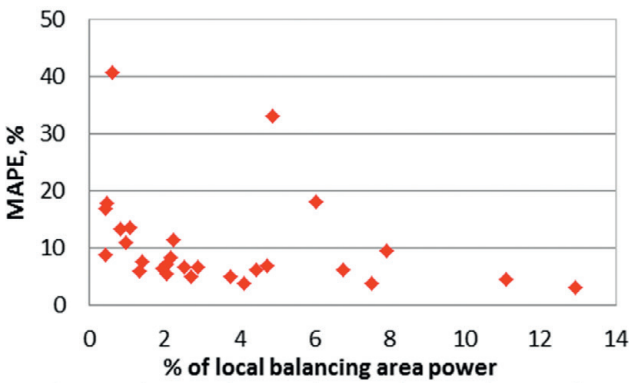


Fig. 8. MAPE error of active power demand adjustment in sub-areas

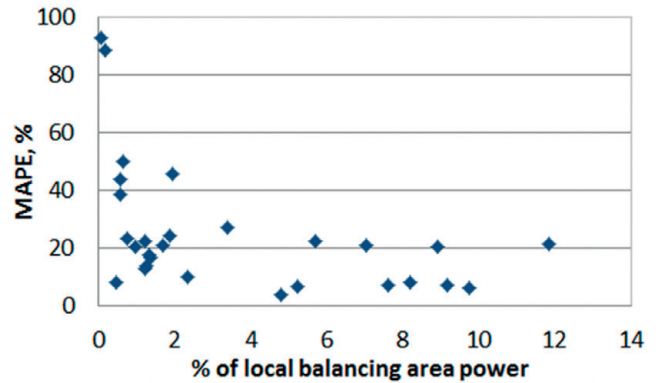


Fig. 9. MAPE error of reactive power demand adjustment in sub-areas

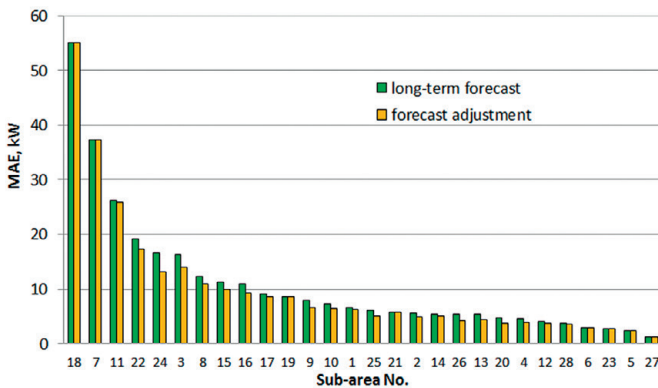


Fig. 10. MAE error of active power demand in sub-areas

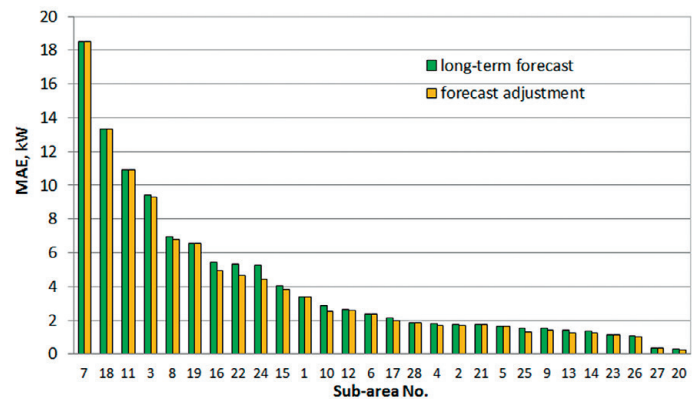


Fig. 11. MAE error of reactive power demand in sub-areas

non-metered MV/LV substations reduced the active power forecast error in individual MV/LV substations on average by ca. 7% and 4% for active and reactive power, respectively.

In aggregated sub-areas the larger forecast errors are less important due to the compensation of deviations. The forecast errors (including estimation) for the entire analysed MV grid area amounted to ca. 3% and 5% for active and reactive power, respectively. The results of testing the developed models are shown in Fig. 6–15.

6. Summary and conclusions

The paper presents a methodology of the active and reactive power demand estimation in quasi-real time, in a MV grid area under conditions of its limited observability. The methodology allows to determine the MV grid's current operating conditions in an entire local balancing area.

The results shown in Fig. 6–15 indicate that the active and reactive power demand forecast was improved for each MV/LV substation. The exceptions are sub-areas with the reference substations only, for which current measurements were used and no adjustments were made (Fig. 14–15). The MAPE

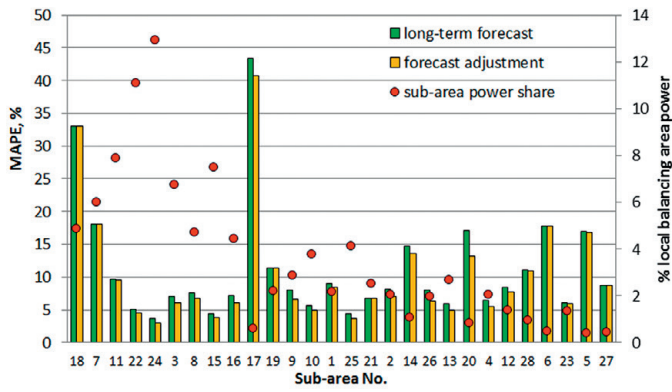


Fig. 12. MAPE error of active power demand in sub-areas

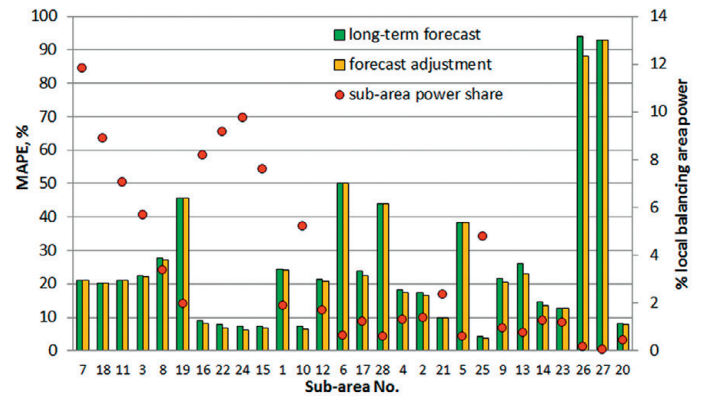


Fig. 13. MAPE error of reactive power demand in sub-areas

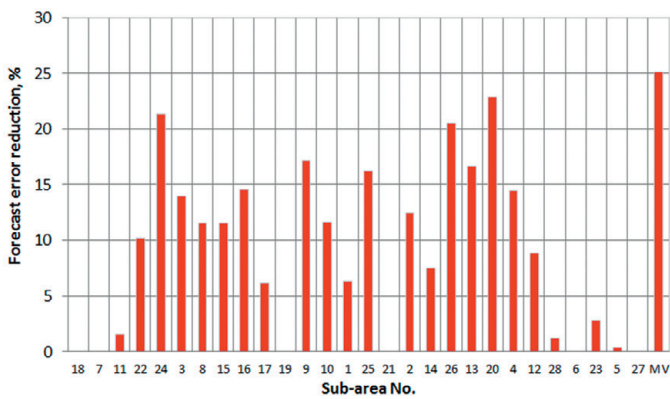


Fig. 14. Active power demand forecast error reduction in sub-areas (with estimation)

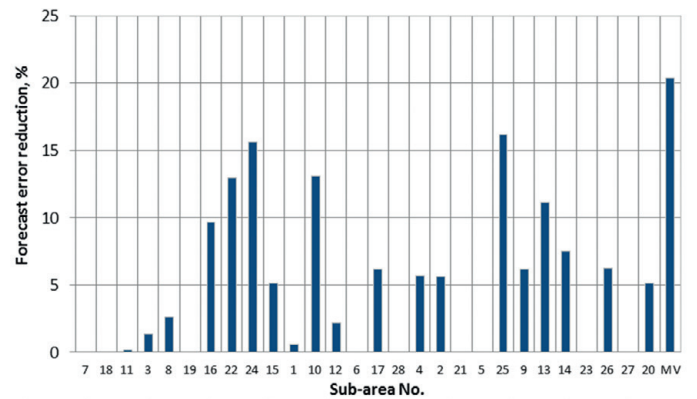


Fig. 15. Reactive power demand forecast error reduction in sub-areas (with estimation)

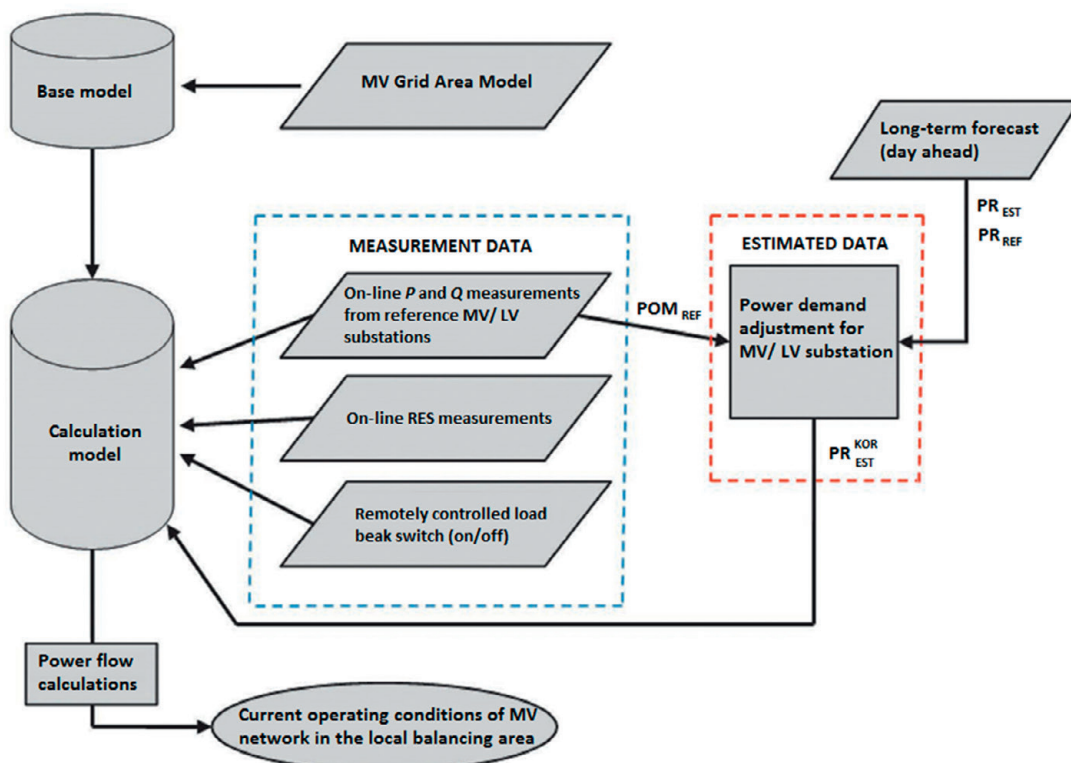


Fig. 16. Flow chart for the determination of MV grid's current operating conditions in the local balancing area

forecast error is largely dependent on the average loads in individual substations (Fig. 6–9).

The highest error rates are generally noted for nodes with a relatively low power demand (Fig. 12–13). For the power flow management, the MAE forecast error will be the most important (Fig. 10–11). Due to the compensation of deviations, the forecast error in an aggregated area will be significantly lower than in a single MV/LV node.

Real-time adjustment of a grid's operation conditions can be used for the grid's operational management. With the P and Q loads determined in individual nodes, supplemented by the sources' output powers, flows in MV lines, and voltages in the local balancing area, the analysed grid area's operation can be simulated in quasi-real time (Fig. 16). The adoption of the operational management methodology implies using flow analysis results as the primary source of information about the local balancing area's operation.

REFERENCES

1. Wasilewski J., "Praktyczne aspekty statycznej estymacji stanu pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w warunkach krajowych" [Practical aspects of static estimation of the operation state of power distribution grids in domestic conditions], *Rynek Energii*, No. 2 (105), 2013.
2. Al-Wakeel A., Wu J., Jenkins N., "State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements", School of Engineering, Cardiff University, Cardiff CF24 3AA, United Kingdom, 2016.
3. "Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego", zadanie 2, podzadanie 2.2, Raport zawierający ogólną metodykę doboru parametrów elementów LOB [Development of a local balancing area (LBA) as an element of increasing the security and energy efficiency of the distribution system operation, task 2, sub-task 2.2. Report on the general methodology of LBA parameters' selection], Institute of Power Engineering, Gdansk Division Gdańsk 2016.
4. "Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego", zadanie 3, podzadanie 3.1, Raport zawierający ogólną metodykę doboru parametrów elementów LOB [Development of a local balancing area (LBA) as an element of increasing the security and energy efficiency of the distribution system operation, task 3, sub-task 3.1. Development of parametrised models of VPP elements], Institute of Power Engineering, Gdansk Division Gdańsk 2016.

Tomasz Pakulski

Institute of Power Engineering, Gdansk Division

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

An engineering-technical specialist in the Strategy and System Development Department at the Institute of Power Engineering, Gdansk Division. His professional interests include issues of power system operation and development of conventional and renewable energy sources, ancillary and regulation services, forecasting, and Smart Grid actions and initiatives.

Leszek Bronk

Institute of Power Engineering, Gdansk Division

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

An employee of the Strategy and System Development Department at the Institute of Power Engineering, Gdansk Division. His professional interests include: issues of power system operation and development of conventional and renewable generation sources, ancillary and regulation services; Smart Grid solutions and initiatives.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–74. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Estymacja zapotrzebowania na moc w czasie quasi-rzeczywistym, na obszarze sieci średniego napięcia, w warunkach ograniczonej obserwowalności

Autorzy

Tomasz Pakulski
Leszek Bronk

Słowa kluczowe

prognozowanie obciążeń, sieć SN, lokalny obszar bilansowania

Streszczenie

W artykule zaprezentowano możliwości praktycznego wykorzystania dostępnych pomiarów w celu estymacji w czasie quasi-rzeczywistym zapotrzebowania na moc czynną (P) i bierną (Q), na wybranym obszarze sieci średniego napięcia (SN), w warunkach ograniczonej obserwowalności. Do celów estymacji chwilowego zapotrzebowania odbiorców na moc wykorzystywano prognozy obciążeń na dobę następną, profile zużycia energii pozyskiwane w trybie offline z liczników bilansujących systemu AMI, pomiary poboru mocy P i Q w wybranych punktach transformacji SN/nn (stacji referencyjnych) oraz pomiary meteorologiczne. Do budowy modelu prognostycznego wykorzystano metody sztucznej inteligencji oparte na sieciach neuronowych zawartych w środowisku obliczeniowym MATLAB. Opracowana metoda szacowania zapotrzebowania na moc i estymacji stanu pracy sieci dystrybucyjnej została wykonana w ramach projektu „Budowa Lokalnego Obszaru Bilansowania (LOB) jako elementu zwiększania bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego”. Zadanie było finansowane w ramach Programu GEKON przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) i realizowane przy współudziale ENERGA-OPERATOR SA, Uniwersytetu Zielonogórskiego i Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk.

Data wpływu do redakcji: 13.04.2018

Data akceptacji artykułu: 16.10.2018

Data publikacji online: 15.03.2019

1. Wstęp

W krajowych sieciach dystrybucyjnych obserwuje się znaczny deficyt danych pomiarowych wynikający z niskiej obserwowalności sieci SN [1]. Dotyczy to zarówno infrastruktury sieciowej, jak i generacji rozproszonej oraz zapotrzebowania odbiorców na moc. Do operacyjnego prowadzenia ruchu sieci niezbędne jest m.in. pozyskanie wiarygodnych informacji/estymacji dotyczących bieżącego zapotrzebowania na moc czynną i bierną w stacjach SN/nn [2]. W ramach projektu opracowano koncepcję estymacji stanu sieci SN przy wykorzystaniu dostępnych danych. Ze względu na ograniczoną obserwowalność sieci SN istotne znaczenie dla prowadzenia ruchu w dobie „n” będzie miała estymacja warunków pracy, wykazująca niewielką liczbę pomiarów z głębi sieci. Monitorowanie bieżących warunków pracy sieci SN w trybie operacyjnym będzie realizowane na podstawie modelu bazowego, aktualizowanego o dane pomiarowe oraz estymowane (rys. 1). Prognozy zapotrzebowania na moc P i Q w poszczególnych węzłach sieci SN/nn, uzupełnione o wielkość prognozowanej generacji, posłużą do wykonania analiz rozpliwowych pozwalających na wyznaczenie przepływów mocy liniami oraz poziomów napięć w węzłach SN/nn. Opracowana koncepcja zostanie wykorzystana do prowadzenia ruchu w trybie operacyjnym, na analizowanym obszarze sieci SN (LOB).

2. Dane wejściowe wykorzystywane do estymacji zapotrzebowania na moc

Prognozy zapotrzebowania na moc wykorzystywane do estymacji stanu pracy sieci są wykonywane za pomocą:

a) historycznych pomiarów mocy P i Q , pozyskiwanych z systemu AMI, rejestrowanych z 15-minutową rozdzielczością.

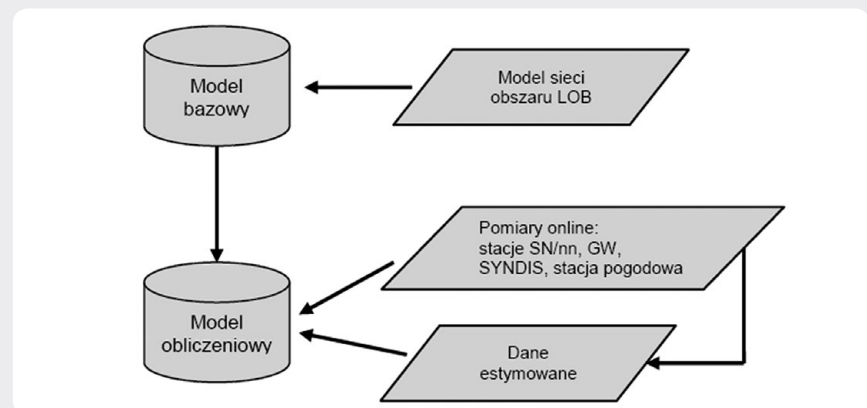
Do budowy modelu prognostycznego wykorzystano historyczne pomiary zapotrzebowania na moc P i Q z poszczególnych stacji SN/nn. Na analizowanym obszarze LOB (rys. 2) zlokalizowanych jest 70 aktywnych stacji SN/nn, rozmieszczonych w 28 obszarach agregacji. Występują stacje o różnych dominujących profilach zapotrzebowania na moc (odbioru komunalno-bytowe,

przemysłowo-wytwórcze oraz mieszane), o różnej rozpiętości obciążenia oraz 15-minutowych gradientach zmian mocy. Dla tych stacji dostępne są dane pomiarowe P i Q z systemu AMI, z opóźnieniem 2–6 godzin.

b) pomiarów online z wybranych, reprezentatywnych stacji SN/nn.

W ramach projektu zainstalowano zestawy pomiarowe umożliwiające pomiary online zapotrzebowania na moc P i Q z wybranych stacji SN/nn na obszarze LOB. Wybór referencyjnych stacji SN/nn przeprowadzono z uwzględnieniem następujących kryteriów:

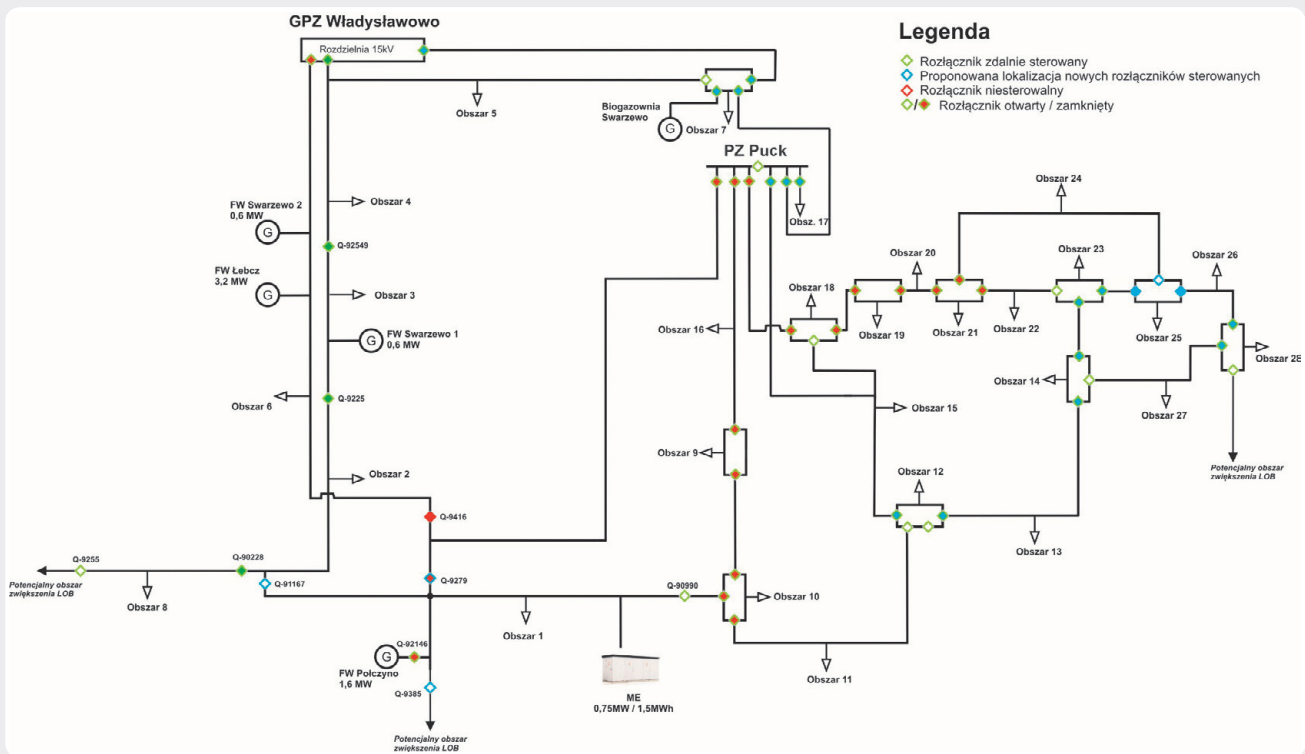
- korelacji zapotrzebowania na moc P i Q wybranej stacji SN/nn z innymi stacjami



Rys. 1. Schemat modelu obliczeniowego wykorzystywanego do prowadzenia ruchu w trybie operacyjnym

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–74. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Zagregowany model LOB z wyznaczonymi podobszarami pomiędzy stacjami SN/nn

- stacji SN/nn o nietypowym dobowym profilu zapotrzebowania na moc (np. przemysłowe) i znaczącym zapotrzebowaniu na P i/lub Q
- korelacji napięć pomiędzy obszarami sieci SN.

Na podstawie powyższych kryteriów wytypowano 17 stacji SN/nn, w których zainstalowano zestawy telemetryczne umożliwiające zdalny pomiar mocy P i Q oraz napięcia. Pozwolą one na estymację zapotrzebowania na moc w stacjach nieobjętych monitorowaniem online.

3. Model prognostyczny zapotrzebowania na moc czynną i bierną na dobę następną

Głównym zadaniem modelu prognostycznego (rys. 3) jest predykcja zapotrzebowania na moc P i Q w horyzoncie 24 godzin doby następnej (n + 1). Model prognostyczny opracowano z wykorzystaniem biblioteki Neural Network Toolbox, dostępnej w środowisku obliczeniowym MATLAB. Zastosowano jednokierunkowe, wielowarstwowe sieci neuronowe, zbudowane na wielowarstwowym perceptronie (MLP). Poszczególne architektury sieci różniły się między sobą:

- liczbą neuronów w warstwie (warstwach) ukrytej
- funkcją aktywacji neuronów w poszczególnych warstwach
- algorytmem uczenia sieci
- liczbą cykli iteracyjnych w procesie uczenia sieci.

Prognoza zapotrzebowania na moc będzie wykonywana niezależnie dla mocy P oraz Q dla każdej stacji SN/nn, poszczególnych zdefiniowanych podobszarów oraz obszaru LOB. Stwierdzono, że większość stacji SN/nn charakteryzuje się silnym



Rys. 3. Idea prognozowania zapotrzebowania na moc P i Q na dobę następną

współczynnikiem autokorelacji, a zapotrzebowanie na moc P oraz Q w tych stacjach jest stosunkowo regularne i powtarzalne z dnia na dzień. Z tego względu do przeprowadzenia symulacji wykorzystano historyczne 15-minutowe dane pomiarowe otrzymane z systemu AMI. Zbiór obejmował 332 próbki dobowe, z czego baza danych uczących stanowiła 80% zbioru, zaś testowych pozostałych 20%. Podziału dokonano w sposób losowy, tak aby przetestować jakość odwzorowania nauczonej sieci dla zmiennych warunków zapotrzebowania. W rezultacie poszukiwano rozwiązania dającego najmniejszy błąd odwzorowania obciążenia w poszczególnych stacjach SN/nn.

Jako miarę błędów wykorzystano:

- średni bezwzględny błąd prognozy MAE (Mean Absolute Error), obliczany jako średnia z wartości bezwzględnych błędów prognoz, opisany następującą zależnością:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |y_t - y_t^p|$$

gdzie:

y_t – wartość rzeczywista w czasie t

y_t^p – wartość prognozowana w czasie t

- średni bezwzględny błąd procentowy MAPE (Mean Absolute Percentage Error), wyrażony w procentach, pozwalający na porównanie dokładności prognoz różnych modeli, opisany następującą zależnością:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{y_t - y_t^p}{y_t} \right| \cdot 100\%$$

lub w postaci uogólnionej:

$$MAPE = \frac{MAE}{|\bar{y}_t|} \cdot 100\%$$

gdzie:

\bar{y}_t – wartość średnia w czasie t.

4. Estymacja zapotrzebowania na moc w nieopomiarowanych stacjach SN/nn

Krótkoterminowe prognozy zapotrzebowania na moc P i Q na obszarze LOB, wykonywane w czasie quasi-rzeczywistym, w ramach operacyjnego trybu pracy, odbywały się z wykorzystaniem prognoz na dobę n + 1 dla poszczególnych stacji SN/nn oraz rzeczywistych pomiarów mocy P i Q ze zdefiniowanych stacji referencyjnych. Metodę estymowania zapotrzebowania na moc dla nieopomiarowanych stacji SN/nn, z wykorzystaniem pomiarów

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–74. When referring to the article please refer to the original text.

PL

online z referencyjnych, opomiarowanych stacji SN/nn przedstawiono na rys. 4. Przepisanie stacji referencyjnej do nieopomiarowanej stacji SN/nn następuje na podstawie analizy współczynników korelacji zapotrzebowania na moc P i Q pomiędzy stacjami SN/nn na obszarze LOB (tab. 1).

Dla każdej stacji nieopomiarowanej wytypowano stację referencyjną, która najlepiej jest skorelowana pod względem zapotrzebowania na moc P i Q , przy czym większe znaczenie przy wyborze stacji referencyjnej miała korelacja obciążania w zakresie mocy czynnej. Stacje te zostały oznaczone czerwoną, pogrubioną czcionką.

Estymacja zapotrzebowania na moc P i Q w nieopomiarowanych stacjach SN/nn została wykonana z wykorzystaniem następujących danych wejściowych:

- prognozy długoterminowej w horyzoncie doby $n + 1$:
 - dla stacji SN/nn nieopomiarowanych
 - dla stacji SN/nn referencyjnych
 - temperatury zewnętrznej
- pomiarów online z referencyjnych stacji SN/nn.

Wynikiem działania modelu prognostycznego jest skorygowana prognoza zapotrzebowania na moc P i Q dla poszczególnych nieopomiarowanych stacji SN/nn na obszarze LOB, w warunkach quasi-rzeczywistych (rys. 5).

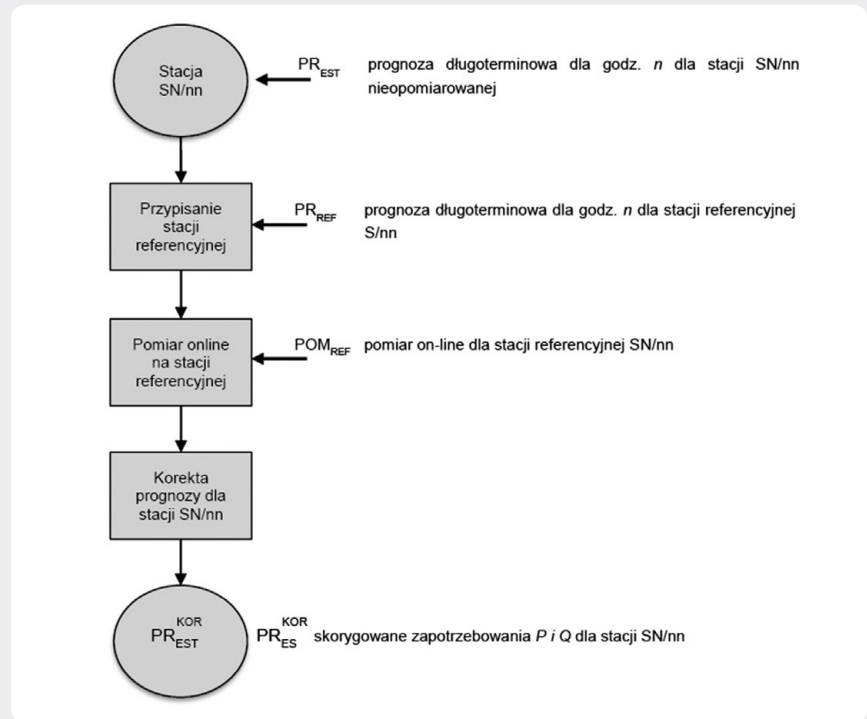
5. Porównanie błędów prognoz modeli prognostycznych

W tab. 2 i tab. 3. przedstawiono porównanie błędów prognozy mocy P i Q na dobę następną oraz ich korekt w warunkach quasi-rzeczywistych, wyznaczonych na podstawie estymacji z wykorzystaniem pomiarów online z referencyjnych stacji SN/nn.

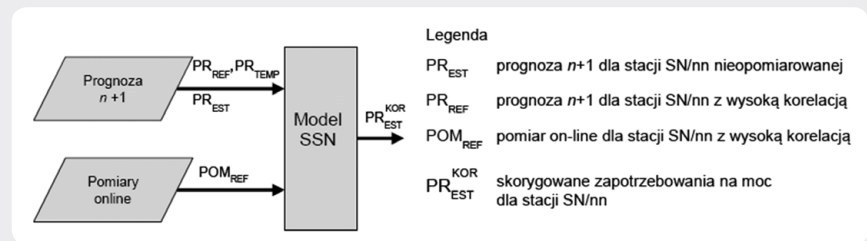
Przedstawione wyniki wskazują, że średni błąd prognozy obciążenia poszczególnych stacji SN/nn mocą czynną wynosi ok. 16%, zaś mocą bierną ok. 32%. Wyższe wartości błędów dotyczą w głównej mierze węzłów o stosunkowo niskich poziomach obciążenia mocą (rys. 6–7). Korygowanie prognoz długoterminowych (na dobę następną)

poprzez estymację zapotrzebowania na moc w nieopomiarowanych stacjach SN/nn spowodowało redukcję błędu prognozy

mocy czynnej w poszczególnych stacjach SN/nn średnio o ok. 7%, zaś mocy biernej o ok. 4%. W podobozarach agregacji wyższe



Rys. 4. Procedura estymacji zapotrzebowania na moc dla nieopomiarowanych stacji SN/nn



Rys. 5. Korekta zapotrzebowania na moc czynną dla nieopomiarowanych stacji SN/nn

Stacje SN/nn	Stacja ref. 1		Stacja ref. 2		Stacja ref. 3		Stacja ref. 4		Stacja ref. 5		Stacja ref. 6		Stacja ref. 7		Stacja ref. 8		Stacja ref. 9		Stacja ref. 10	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Stacja 1	0.14	-0.03	0.06	0.05	0.59	0.16	0.30	0.00	0.55	0.14	0.33	0.00	0.45	0.02	0.54	0.11	0.57	-0.05	0.25	-0.03
Stacja 2	0.19	0.53	0.06	-0.03	0.85	0.45	0.49	0.28	0.86	0.46	0.46	0.10	0.64	0.60	0.83	0.52	0.83	0.47	0.40	0.37
Stacja 3	0.58	0.74	0.13	0.03	0.68	0.60	0.55	0.43	0.72	0.63	0.47	0.08	0.89	0.86	0.78	0.64	0.67	0.59	0.63	0.47
Stacja 4	0.00	0.69	0.14	0.00	0.80	0.57	0.46	0.40	0.78	0.54	0.47	0.14	0.44	0.74	0.69	0.59	0.76	0.62	0.26	0.42
Stacja 5	0.64	0.77	0.13	0.08	0.61	0.57	0.51	0.47	0.66	0.56	0.49	0.14	0.87	0.75	0.77	0.62	0.62	0.54	0.58	0.51
Stacja 6	0.40	0.37	0.30	0.17	0.80	0.55	0.68	0.40	0.83	0.54	0.52	0.08	0.68	0.42	0.84	0.51	0.76	0.15	0.51	0.34
Stacja 7	0.54	0.55	0.29	0.30	0.78	0.46	0.78	0.75	0.85	0.44	0.62	0.24	0.82	0.48	0.91	0.59	0.76	0.28	0.59	0.52
Stacja 8	0.45	0.78	0.14	0.18	0.81	0.61	0.66	0.63	0.85	0.60	0.52	0.22	0.79	0.76	0.93	0.71	0.82	0.54	0.58	0.58
Stacja 9	-0.01	-0.22	0.11	-0.07	0.79	-0.22	0.52	-0.21	0.79	-0.14	0.35	-0.10	0.44	-0.19	0.73	-0.31	0.76	-0.16	0.33	-0.23
Stacja 10	-0.03	-0.03	0.06	-0.10	0.89	0.12	0.46	-0.14	0.85	0.14	0.45	0.10	0.47	0.05	0.75	-0.04	0.86	0.10	0.30	-0.16

Tab. 1. Korelacje P i Q pomiędzy wybranymi stacjami SN/nn, dla których będzie wyznaczana estymacja zapotrzebowania na moc, a stacjami referencyjnymi SN/nn, w których zostaną zainstalowane zestawy telemetryczne

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–74. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Obszar sieci SN	Średnie zapotrzebowanie, kW	Błąd prognozy MAE, kW		Błąd prognozy MAPE, %		Poprawa, %
		prognoza	korekta	prognoza	korekta	
Pojedyncze węzły	49,1	5,5	5,2	16,2	15,4	6,6
Zagregowane podobszary	122,8	10,9	10,1	11,2	10,4	8,9
Analizowany obszar	3438,8	130,4	97,7	3,8	2,8	25,1

Tab. 2. Porównanie błędów prognoz zapotrzebowania na moc czynną w obszarze sieci SN

Obszar sieci SN	Średnie zapotrzebowanie, kVar	Błąd prognozy MAE, kVar		Błąd prognozy MAPE, %		Poprawa, %
		prognoza	korekta	prognoza	korekta	
Pojedyncze węzły	10,8	2,05	2,0	31,6	30,6	3,9
Zagregowane podobszary	26,4	4,17	4,0	23,9	23,1	4,9
Analizowany obszar	738,5	43,23	34,4	5,8	4,7	20,3

Tab. 3. Porównanie błędów prognoz zapotrzebowania na moc bierną na obszarze sieci SN

błędy prognoz tracą na znaczeniu, gdyż występuje zjawisko wzajemnego kompensowania odchyłek. Dla całego analizowanego obszaru sieci SN błąd prognozy (z uwzględnieniem estymacji) wyniósł dla mocy czynnej ok. 3%, a dla mocy biernej ok. 5%. Wyniki testowania opracowanych modeli przedstawiono na rys. 6–15.

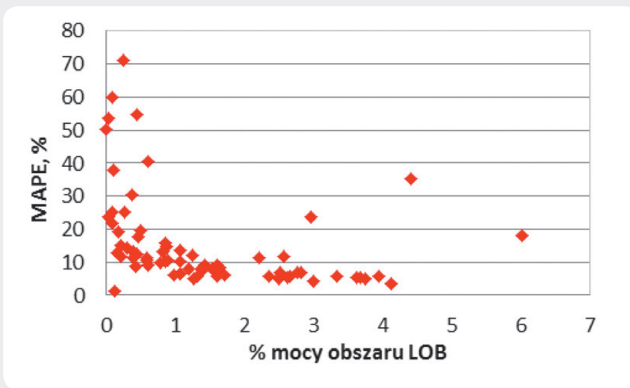
6. Podsumowanie i wnioski

W artykule zaprezentowano metodykę estymacji zapotrzebowania na moc czynną i bierną w czasie quasi-rzeczywistym, na obszarze sieci SN, w warunkach jej ograniczonej obserwowalności. Opracowana metodyka pozwala na określenie bieżących warunków pracy sieci SN na całym obszarze LOB.

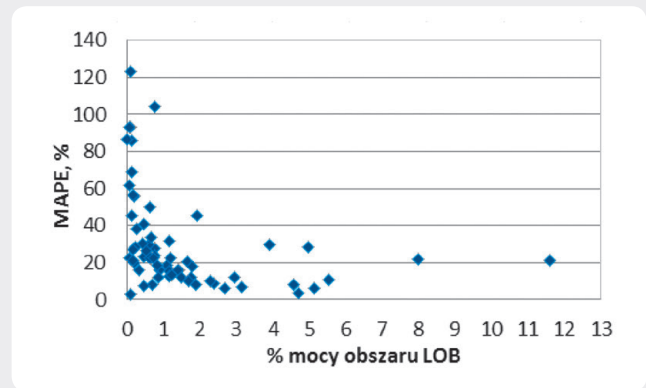
Przedstawione na rys. 6–15 wyniki wskazują, że dla każdej stacji SN/nn uzyskano poprawę jakości prognozy zapotrzebowania na moc czynną oraz bierną. Wyjątek stanowią podobszary, w skład których wchodzi jedynie stacje referencyjne, dla których wykorzystywane są aktualne pomiary i nie są tworzone korekty (rys. 14–15). Wielkość błędu prognozy MAPE jest w dużym stopniu zależna od wielkości średniego obciążenia występującego w poszczególnych stacjach (rys. 6–9).

Najwyższe wskaźniki błędów są generalnie notowane dla węzłów o stosunkowo niskim zapotrzebowaniu na moc (rys. 12–13). W przypadku realizacji przepływów mocy najistotniejsze znaczenie będzie miał błąd MAE prognozy (rys. 10–11). Ze względu na występowanie zjawiska wzajemnego kompensowania odchyłek błąd prognozy na zagregowanym obszarze będzie istotnie niższy niż w pojedynczym węźle sieci SN/nn.

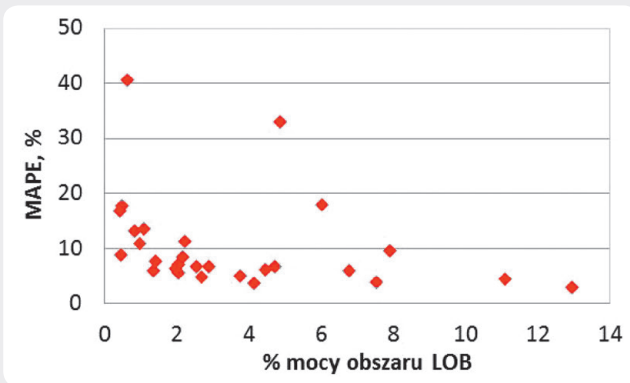
Bieżąca korekta warunków pracy sieci może być wykorzystywana do prowadzenia ruchu w trybie operacyjnym. Wyznaczone obciążenia P i Q w poszczególnych węzłach, uzupełnione o wielkość generowanej mocy w źródłach oraz przepływy w liniach SN i poziomy napięcie na obszarze LOB, umożliwią przeprowadzenie symulacji pracy badanego obszaru sieci w czasie quasi-rzeczywistym (rys. 16). Przyjęcie przedstawionej metodyki prowadzenia



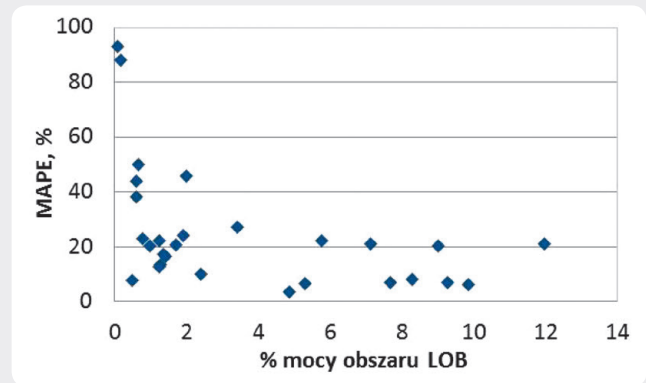
Rys. 6. Błąd MAPE korekty zapotrzebowania na moc czynną w węzłach SN/nn



Rys. 7. Błąd MAPE korekty zapotrzebowania na moc bierną w węzłach SN/nn



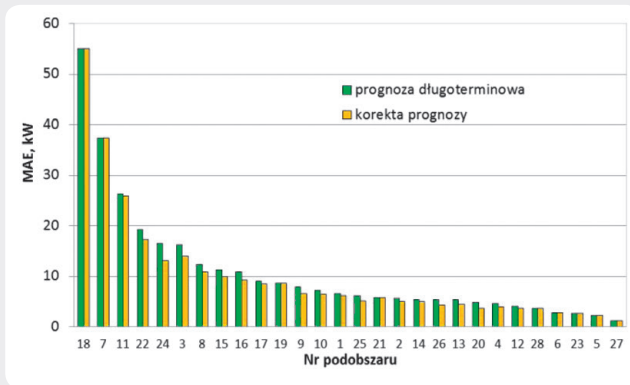
Rys. 8. Błąd MAPE korekty zapotrzebowania na moc czynną na podobszarach



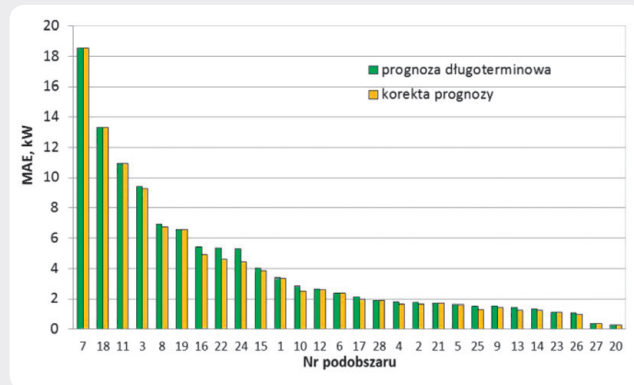
Rys. 9. Błąd MAPE korekty zapotrzebowania na moc bierną na podobszarach

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–74. When referring to the article please refer to the original text.

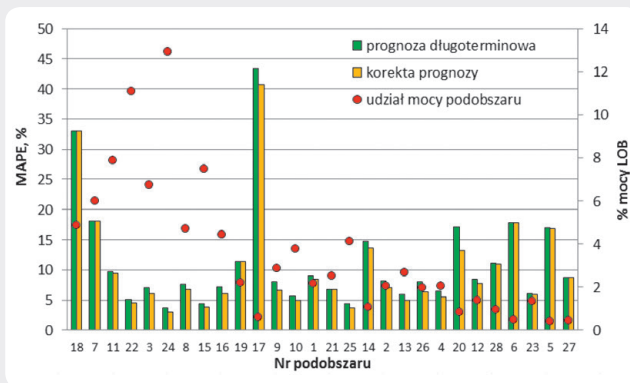
PL



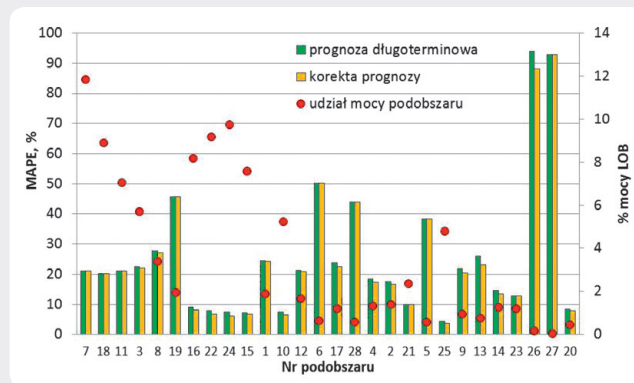
Rys. 10. Błąd MAE zapotrzebowania na moc czynną na podobszarach



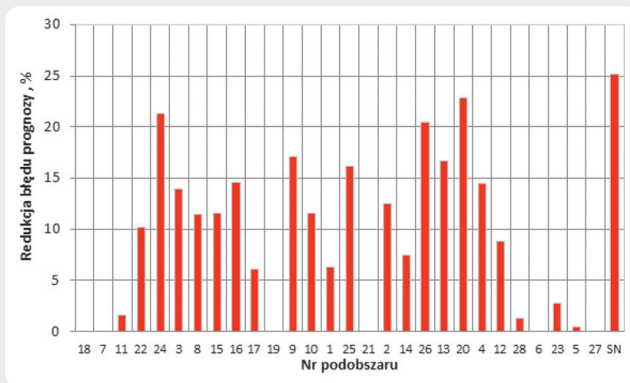
Rys. 11. Błąd MAE zapotrzebowania na moc bierną na podobszarach



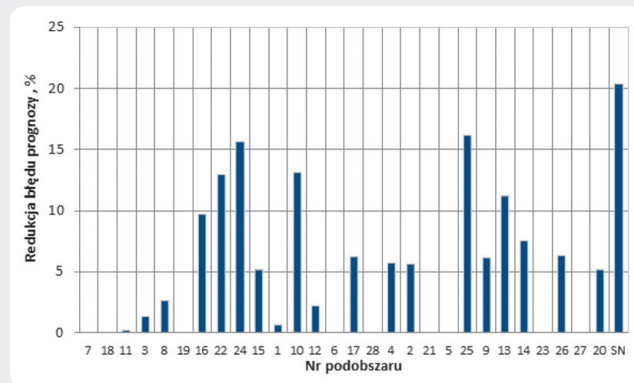
Rys. 12. Błąd MAPE zapotrzebowania na moc czynną na podobszarach



Rys. 13. Błąd MAPE zapotrzebowania na moc bierną na podobszarach



Rys. 14. Redukcja błędu prognozy zapotrzebowania na moc czynną na podobszarach (z wykorzystaniem estymacji)



Rys. 15. Redukcja błędu prognozy zapotrzebowania na moc bierną na podobszarach (z wykorzystaniem estymacji)

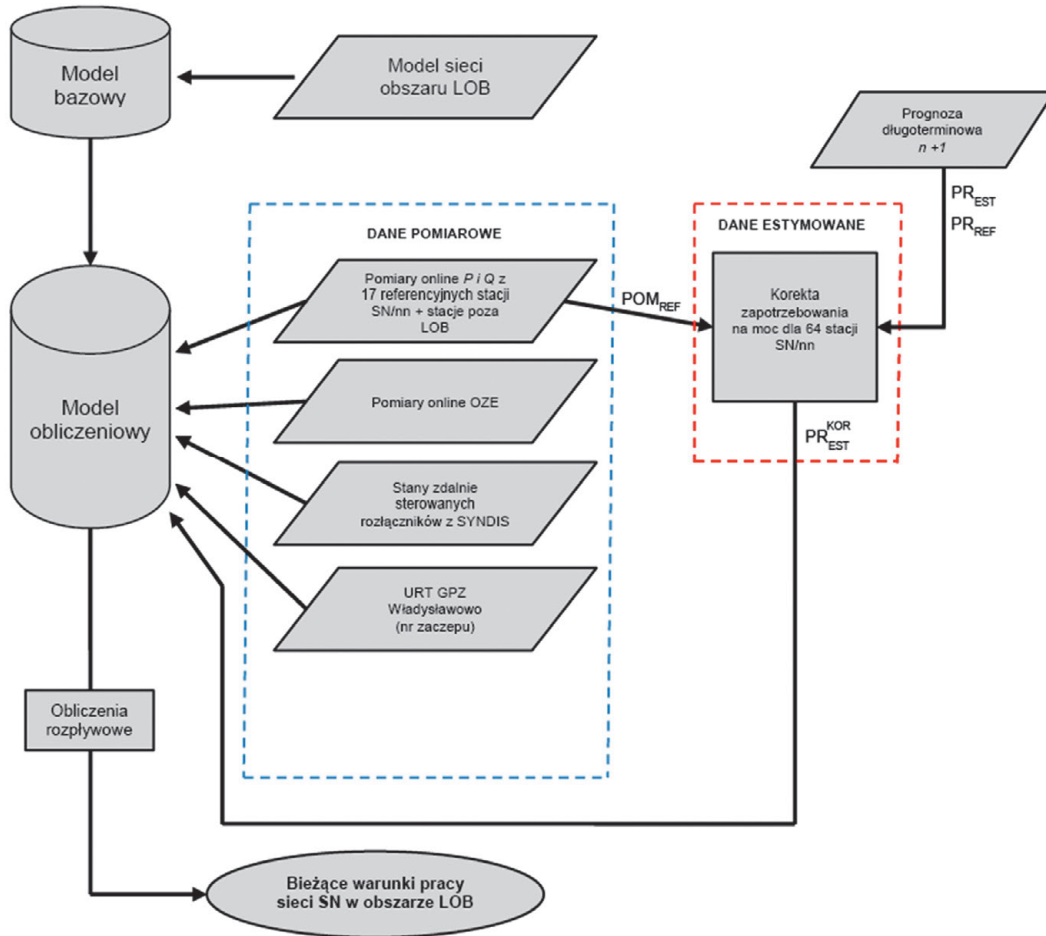
ruchu implikuje wykorzystanie wyników analiz rozplywowych jako podstawowego źródła informacji o pracy LOB.

Bibliografia

1. Wasilewski J., Praktyczne aspekty statycznej estymacji stanu pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych w warunkach krajowych, *Rynek Energii* 2013, nr 2 (105).
2. Al-Wakeel A., Wu J., Jenkins N., State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements, School of Engineering, Cardiff University, Cardiff CF24 3AA, United Kingdom, 2016.
3. Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego, zadanie 2, podzadanie 2.2, Raport zawierający ogólną metodykę doboru parametrów elementów LOB, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Instytut Badawczy, Gdańsk 2016.
4. Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego, zadanie 3, podzadanie 3.1, Opracowanie parametrów zamodelowanych modeli elementów VPP, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Instytut Badawczy, Gdańsk 2016.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–74. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 16. Schemat postępowania w celu wyznaczenia bieżących warunków pracy sieci SN na obszarze LOB

Tomasz Pakulski

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Pracuje w Instytucie Energetyki Instytucie Badawczym Oddział Gdańsk na stanowisku specjalisty inżynierjno-technicznego w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu. Jego zawodowe zainteresowania obejmują problematykę pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii, usługi systemowe i regulacyjne, prognozowanie, działania i inicjatywy Smart Grid.

Leszek Bronk

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Zatrudniony jest w Instytucie Energetyki Instytucie Badawczym Oddział Gdańsk, Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu. Jego zawodowe zainteresowania to: problematyka pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii, usługi systemowe i regulacyjne, działania z zakresu Smart Grid.