



Rynek Energii Elektrycznej

Energetyka rozproszona

redakcja
Zbigniew Połecki

MONOGRAFIE

Rynek energii elektrycznej

Energetyka rozproszona

Monografie – Politechnika Lubelska



Politechnika Lubelska
Wydział Elektrotechniki i Informatyki
ul. Nadbystrzycka 38A
20-618 Lublin

Rynek energii elektrycznej

Energetyka rozproszona

redakcja:
Zbigniew Połacki



Politechnika Lubelska
Lublin 2016

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Józef Paska

prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Toczyłowski

dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki

dr hab. inż. Janusz Sowiński, prof. PCz i UTP

dr inż. Elżbieta Niewiedział

dr inż. Szymon Ciura

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2016

ISBN: 978-83-7947-190-4

Wydawca: Politechnika Lubelska

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin

Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej

Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej

ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59, email: wydawca@pollub.pl

www.biblioteka.pollub.pl

SPIS TREŚCI

Analiza benchmarkingowa pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego w Polsce	7
<i>Paweł Balawender, Edmund Ciesielka, Tomasz Drabek, Paweł Dybowski, Zbigniew Hanzelka, Paweł Kowalczyk, Grzegorz Putynkowski, Paweł Uss, Krzysztof Woźny</i>	
Kryteria stosowane w wielokryterialnym planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego	17
<i>Paweł Bućko, Marcin Jaskólski, Alicja Stoltmann</i>	
Jednostki sektora finansów publicznych jako inwestorzy na rynku mikroinstalacji OZE	28
<i>Karolina Gałązka, Piotr Kacejko, Paweł Pijarski</i>	
Symulacja mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w gospodarstwach domowych na przykładzie wybranych technologii	38
<i>Adam Iwan, Józef Paska</i>	
Monitorowanie wpływu mikroinstalacji prosumenckich na parametry elektryczne sieci nN	53
<i>Robert Jędrychowski, Paweł Pijarski, Sylwester Adamek</i>	
Mikroelektrownie wiatrowe w systemach zasilania budynków	62
<i>Roman Korab</i>	
Charakterystyka zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych	73
<i>Marek Kott</i>	
Analiza kosztów eksploatacji elektrowni wiatrowych włączonych do rezerwy pierwotnej systemu elektroenergetycznego	82
<i>Bartosz Kozłowiec, Michał Polecki</i>	
Niepewność i ryzyko w analizie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych nośników – studium przypadku	90
<i>Janusz Sowiński, Robert Tomaszewski, Artur Wachtarczyk</i>	
Analiza możliwości wykorzystania kogeneracji w energetyce rozproszonej z zastosowaniem elementów optymalizacji	102
<i>Konrad Zuchora, Piotr Miller</i>	
Streszczenia artykułów	115
Indeks Autorów	125
Indeks Recenzentów	126

**Paweł BALAWENDER²⁾³⁾, Edmund CIESIELKA¹⁾,
Tomasz DRABEK¹⁾, Paweł DYBOWSKI¹⁾, Zbigniew HANZELKA¹⁾,
Paweł KOWALCZYK³⁾, Grzegorz PUTYNKOWSKI²⁾³⁾,
Paweł USS³⁾, Krzysztof WOŹNY¹⁾²⁾³⁾**

¹⁾AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, ²⁾Centrum Badań i Rozwoju
Technologii dla Przemysłu S.A., ³⁾CRE Consulting Sp. z o.o.

ANALIZA BENCHMARKINGOWA PIĘCIU NAJWIĘKSZYCH OPERATORÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO W POLSCE

W ostatnich latach możemy zaobserwować wyraźne zmiany i wpływ megatrendów na sytuację na rynku dystrybucji energii elektrycznej w Polsce. Najważniejsze, które będą miały decydujący wpływ na kształt nowego rynku to:

- rozwój technologii odnawialnych źródeł energii (OZE),
- wzrost roli decyzyjnej i świadomości społeczeństwa,
- poprawa efektywności energetycznej.

Bezpośrednim skutkiem oddziaływania megatrendów będzie zmniejszenie ilości energii elektrycznej pobieranej z sieci, skutkujące obniżeniem przychodu zależnego od ilości energii dostarczanej odbiorcom. Sytuacja wymusza zatem na sektorze dystrybucji konieczność przeprowadzania zmian oraz dostosowania się do nowych warunków rynkowych w zakresie technicznym, jak również zarządczym. Niezbędna będzie zmiana dotychczasowych przyzwyczajęń, modeli biznesowych, a także weryfikacji procedur zarządzania spółkami [3].

W niniejszym artykule dokonano porównania pięciu największych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego w Polsce w zakresie majątku sieciowego, poziomu inwestycji oraz wartości wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej. Artykuł jest pierwszym z serii dokonującej wielopłaszczyznowej analizy benchmarkingowej poszczególnych OSD [3].

1. Analiza sytuacji na rynku energii elektrycznej w Polsce

Z raportu rocznego Polskich Sieci Elektroenergetycznych z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) za rok 2014 wynika, że zmniejszyła się moc zainstalowana elektrowni zawodowych ciepłych opartych na węglu kamiennym, wzrosła natomiast moc zainstalowana z OZE. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki (URE) na koniec września 2015 roku sumaryczna moc mikroinstalacji OZE w Polsce wzrosła do poziomu ok. 22 MW.

W tabeli 1 przedstawiono strukturę mocy zainstalowanej w MW w latach 2012-2014, natomiast na rys. 1. zobrazowano strukturę mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960-2014.

Tabela 1

Struktura mocy zainstalowanej w KSE (MW)

	31.12.2012 r.	31.12.2013 r.	31.12.2014 r.
Elektrownie zawodowe	35 560	35 845	35 508
Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:	30 721	30 120	29 262
– na węglu kamiennym	20 152	19 812	18 995
– na węglu brunatnym	9 635	9 374	9 268
– gazowe	934	934	999
Elektrownie zawodowe wodne	2 221	2 221	2 369
Źródła wiatrowe i inne odnawialne	2 617	3 504	3 877
Elektrownie przemysłowe	2 486	2 561	2 613
JWCD	25 498	25 052	24 663
nJWCD	12 549	13 354	13 458
Ogółem	38 046	38 406	38 121

W tabeli 2 przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych, wartość wymiany energii elektrycznej z zagranicą oraz krajowe zużycie energii elektrycznej w latach 2012-2014 w GWh.

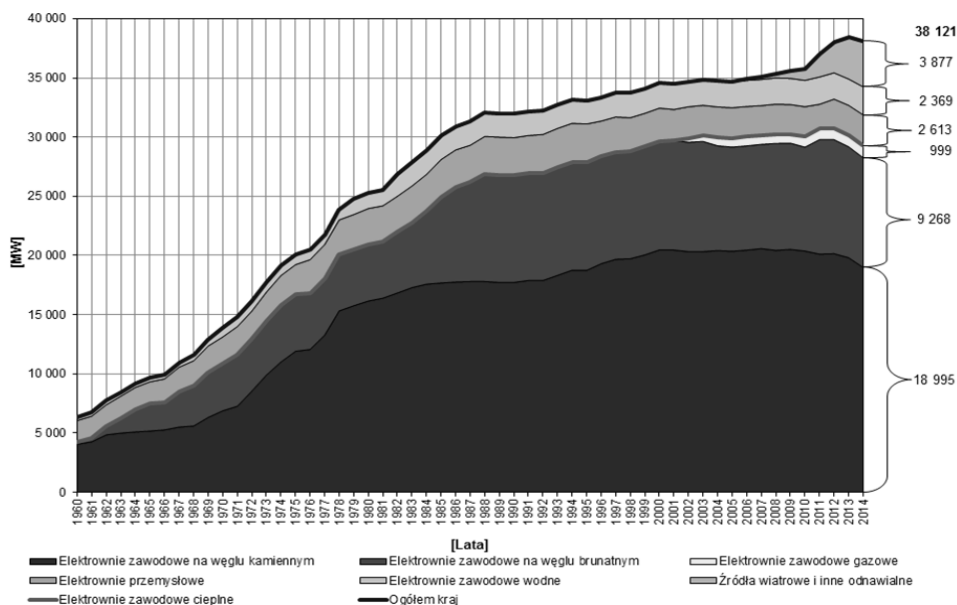
Tabela 2

Produkcja energii elektrycznej i saldo wymiany międzynarodowej w KSE (GWh).

Źródło: <http://www.pse.pl/index.php?did=2232>

	2012	2013	Dynamika	2014	Dynamika
Produkcja energii elektrycznej ogółem	159 853	162 501	1,66	156 567	-3,65
Elektrownie zawodowe	146 835	147 435	0,41	140 290	-4,85
w tym:					
– elektrownie wodne	2 265	2 762	21,97	2 520	-8,76
– elektrownie ciepłne	144 571	144 673	0,07	137 770	-4,77
w tym:					
– na węglu kamiennym	84 493	84 566	0,09	80 284	-5,06
– na węglu brunatnym	55 593	56 959	2,46	54 212	-4,82
– gazowe	4 485	3 149	-29,80	3 274	3,98
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	4 026	5 895	46,41	7 256	23,09
Elektrownie przemysłowe	8 991	9 171	1,99	9 020	-1,64
Wymiana zagraniczna	-2 840	-4 521	59,17	2 167	-
Krajowe zużycie energii	157 013	157 980	0,62	158 734	0,48

Produkcja energii elektrycznej w stosunku do roku 2013 jest mniejsza o 3,65%. Warto zaznaczyć, że w roku 2014 Polska pierwszy raz od roku 1989 stała się importerem energii elektrycznej. W 2014 roku udział produkcji energii elektrycznej z OZE w całkowitej produkcji wynosił ponad 4,6%.



Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960-2014. Źródło: [14]

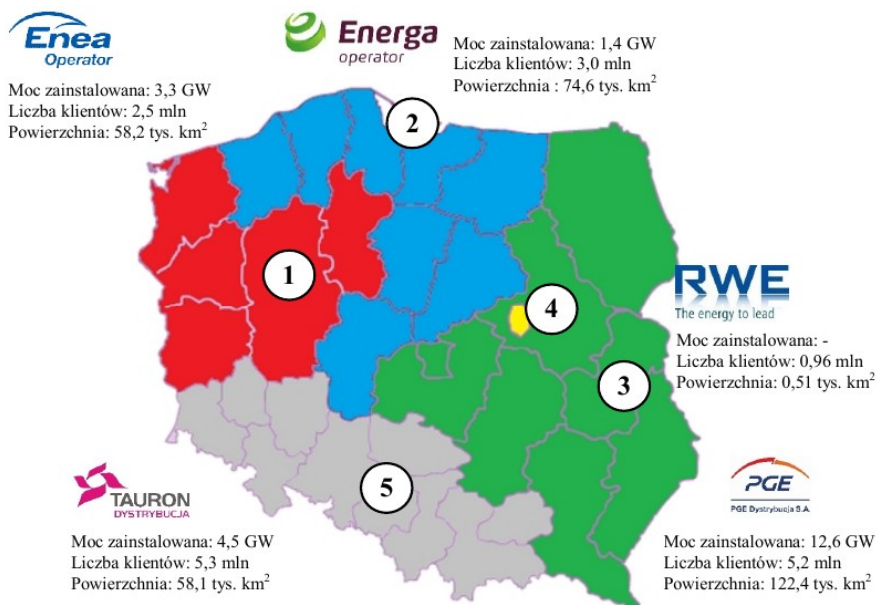
2. Otoczenie konkurencyjne rynku Operatorów Systemu Dystrybucyjnego

Funkcje Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) w Polsce pełni 5 spółek dystrybucyjnych działających w ramach skonsolidowanych grup energetycznych. Są to odpowiednio:

1. **ENEA Operator Sp. z o.o.** z siedzibą w Poznaniu, która posiada kapitał zakładowy w wysokości 4 678 050 000 zł. Struktura akcjonariatu wynosi odpowiednio: 100% akcji posiada ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu. Działania związane z dystrybucją energii elektrycznej są prowadzone na 5 obszarach działalności o łącznej powierzchni 58 213 km² z siedzibami w następujących miastach: Bydgoszcz, Gorzów Wielkopolski, Poznań, Szczecin, Zielona Góra. Łączna liczba odbiorców wynosi 2 460 758.
2. **ENERGA Operator S.A.** z siedzibą w Gdańsku, która posiada kapitał zakładowy w wysokości 1 356 110 400 zł. Struktura akcjonariatu wynosi odpowiednio: 100% akcji posiada ENERGA S.A. z siedzibą w Gdańsku. Działania związane z dystrybucją energii elektrycznej są prowadzone na 6 obszarach działalności o łącznej powierzchni 74 600 km² z siedzibami w następujących miastach: Gdańsk, Kalisz, Koszalin, Olsztyn, Płock, Toruń. Łączna liczba odbiorców wynosi obecnie 3 036 404.
3. **PGE Dystrybucja S.A.** z siedzibą w Lublinie, która posiada kapitał zakładowy w wysokości 9 729 424 160 zł. Struktura akcjonariatu wynosi odpowiednio: 100% akcji posiada PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie. Działania związane z dystrybucją energii

- elektrycznej są prowadzone na 7 obszarach działalności o łącznej powierzchni 122 433 km² z siedzibami w następujących miastach: Białystok, Lublin, Łódź, Rzeszów, Skarżysko-Kamienna, Warszawa, Zamość. Łączna liczba odbiorców wynosi obecnie 5 225 653.
4. **RWE Stoen Operator Sp. z o.o.** z siedzibą w Warszawie, która posiada kapitał zakładowy w wysokości 2 628 938 750 zł. Struktura akcjonariatu wynosi odpowiednio: 100% akcji posiada RWE Polska z siedzibą w Warszawie. Działania związane z dystrybucją energii elektrycznej są prowadzone na 1 obszarze działalności o łącznej powierzchni 510 km² z siedzibą w Warszawie. Łączna liczba odbiorców wynosi obecnie 964 802.
 5. **TAURON Dystrybucja S.A.** z siedzibą w Krakowie, która posiada kapitał zakładowy w wysokości 511 965 927,36 zł. Struktura akcjonariatu wynosi odpowiednio: 99,71% akcji posiada TAURON Polska Energia z siedzibą w Katowicach, 0,29% pozostali akcjonariusze. Działania związane z dystrybucją energii elektrycznej są prowadzone na 11 obszarach działalności o łącznej powierzchni 58 120 km² z siedzibami w następujących miastach: Będzin, Bielsko-Biała, Częstochowa, Gliwice, Jelenia Góra, Kraków, Legnica, Opole, Tarnów, Wałbrzych, Wrocław. Łączna liczba odbiorców wynosi obecnie 5 334 408.

Na rysunku 2 przedstawiono mapę poglądową z podziałem na poszczególne OSD w Polsce.

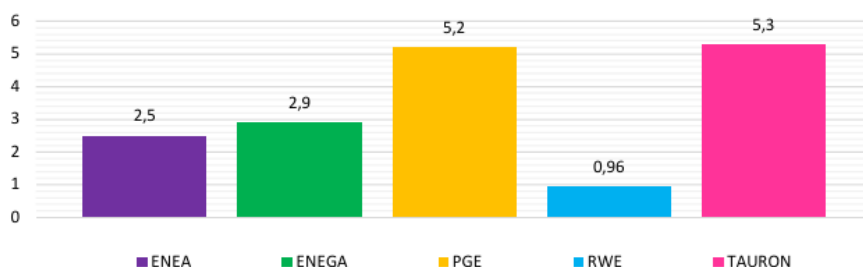


Rys. 2. Mapa Polski z podziałem na obszary działania Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

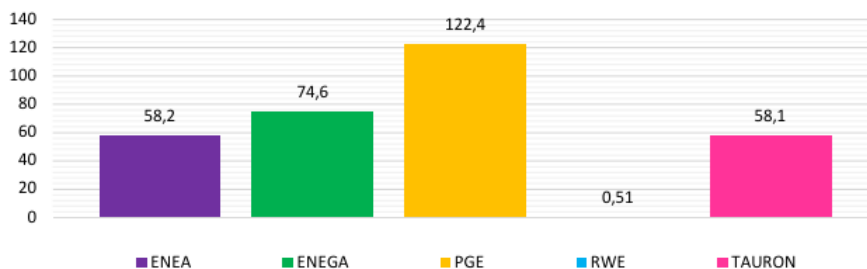
Źródło: opracowanie własne

Poszczególne spółki dystrybucyjne różnią się między sobą zarówno pod względem obszarowości, liczby klientów, jak i charakteru jednostek wytwórczych zainstalowanych na terenie danego Operatora. W sektorze dystrybucji energii elektrycznej największym, z punktu widzenia ilości odbiorców, jest TAURON Dystrybucja S.A. obsługujący ponad 5,3 mln klientów (rysunek 3), natomiast największa obszarowo jest spółka PGE Dystrybucja S.A., obsługująca obszar ponad 122,4 tys. km² (rysunek 4).

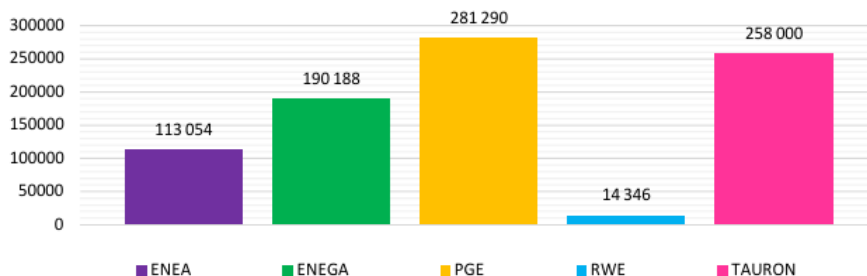
Infrastruktura sieciowa w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych jest bardzo zróżnicowana. Najdłuższą siecią (ze względu na największy obszar dystrybucji) dysponuje PGE Dystrybucja S.A., tj. ok. 281,3 tys. km (rysunek 5).



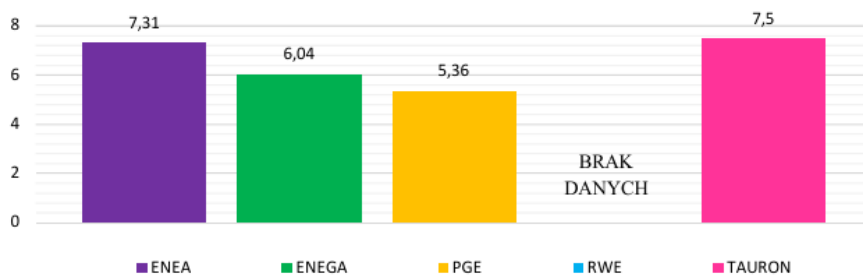
Rys. 3. Liczba klientów OSD w 2014 r., w mln os.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [2], [6], [7], [8], [9]



Rys. 4. Obszar działania OSD w 2014 r., w km².
Źródło: opracowanie własne na podstawie [2], [6], [7], [8], [9]



Rys. 5. Długość linii napowietrznych i kablowych OSD w 2014 r., w km.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [2], [6], [7], [8], [9]



Rys. 6. Nakłady inwestycyjne OSD w 2014 r. przypadające na 1 km sieci, w tys. zł.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [2], [6], [7], [8], [9]

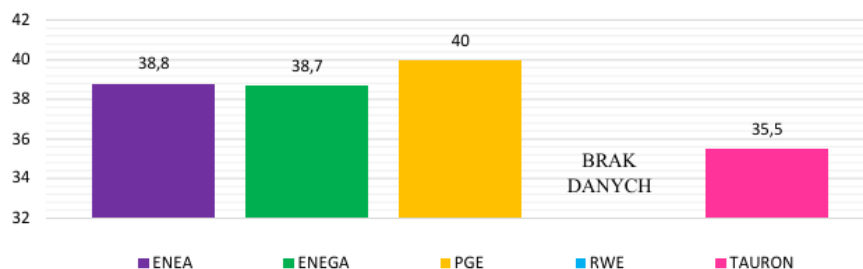
W tabeli 3 zestawiono podstawowe wielkości techniczne charakteryzujące OSD.

Tabela 3

Podstawowe wielkości techniczne charakteryzujące OSD.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [2], [6], [7], [8], [9]

		ENEA	ENERGA	PGE	RWE	TAURON
Obszar działania	km ²	58 213	74 600	122 433	510	58 120
Klienci	szt.	2 460 758	3 036 404	5 225 653	964 802	5 334 408
Długość linii	km	113 054,00	190 188,00	281 290,00	14 346,00	258 000,00
Napowietrzne	km	74 407,56	140 408,20	224 108,39	2 073,03	176 406,91
WN	km	4 905,13	7 096,10	10 099,98	399,21	15 814,11
SN	km	35 796,98	62 764,96	92 012,12	300,69	58 980,53
nN	km	33 705,45	70 547,14	121 996,29	1 373,13	101 612,27
Kablowe	km	38 646,44	49 779,80	57 181,61	12 272,97	81 593,09
WN	km	14,94	24,54	15,09	88,26	118,60
SN	km	11 942,62	13 142,46	17 178,92	6 899,50	31 731,14
nN	km	26 688,88	36 612,80	39 987,60	5 285,21	49 743,35

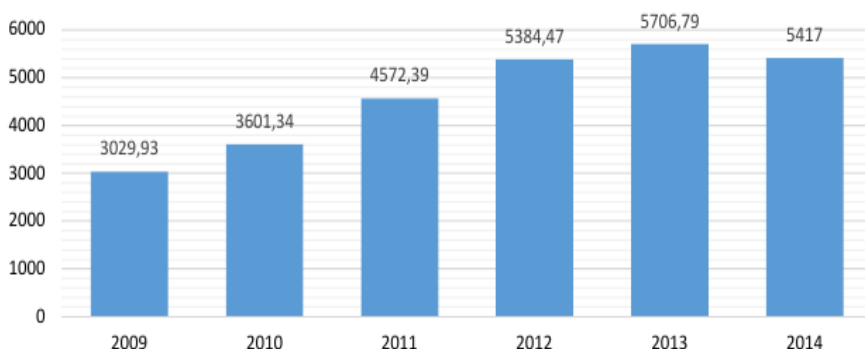
W przeliczeniu na 1 km sieci najczęściej w 2014 roku zainwestował Tauron Dystrybucja S.A. (rysunek 6).



Rys. 7 Marża EBITDA OSD w 2014 r., w %.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [2], [6], [7], [8], [9].

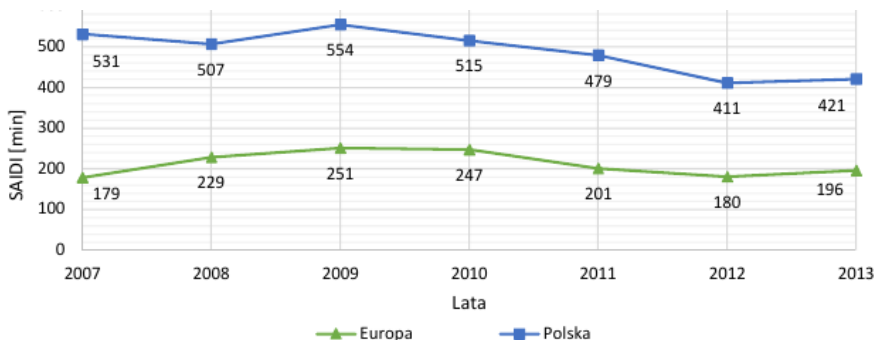
3. Inwestycje Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, a wskaźniki ciągłości dostaw energii elektrycznej

W ciągu ostatnich pięciu lat nakłady na inwestycje OSD wzrosły o ponad 50% (rysunek 8). W roku 2014 segment dystrybucji energii elektrycznej przeznaczył na inwestycje ok. 5,5 mld zł. Wynika to zarówno z obecności programów unijnych skierowanych do spółek dystrybucyjnych (np. ograniczenie strat poprzez wymianę transformatorów dystrybucyjnych), jak i koniecznością zmniejszenia wskaźników niezawodności sieci oraz przyłączaniem nowych odbiorców i wytwórców (głównie OZE).

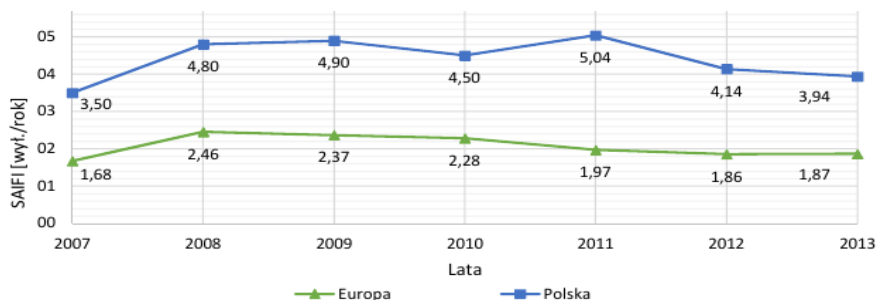


Rys. 8. Nakłady inwestycyjne poniesione przez czterech największych OSD w latach 2009-2014, w mln zł. Źródło: opracowanie własne na podstawie: [6], [7], [8], [9]

Pomimo podniesienia wartości nakładów inwestycyjnych, wartości wskaźnika przeciętnego czasu trwania przerw SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) oraz wskaźnika przeciętnej częstości występowania przerw SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) nadal odbiegają od średniej europejskiej (rysunki 9 i 10) [5].



Rys. 9. Średni wskaźnik SAIDI (w min.) obliczony jako suma przerw planowanych i nieplanowanych uwzględniających przerwy katastrofalne dla wybranych krajów Europy i Polski w latach 2007-2013. Źródło: opracowanie własne na podstawie [1]



Rys. 10. Średni wskaźnik SAIFI (w wyl./rok) obliczony jako suma przerw planowanych i nieplanowanych uwzględniających przerwy katastrofalne dla wybranych krajów Europy i Polski w latach 2007-2013. Źródło: opracowanie własne na podstawie [1]

Z uwagi na duże różnice pomiędzy Polską, a pozostałymi krajami Europy oraz mając na uwadze konieczność poprawy jakości świadczonych przez OSD usług Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) postanowił, że w obowiązującym w latach 2016-2020 modelu regulacji należy skoncentrować się na poprawie jakości usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych dla odbiorców [4].

Na drodze negocjacji z Operatorami ustalono, że wskaźnikami, które mają bezpośredni wpływ na przychód regulowany OSD będą wskaźniki jakości dostaw SAIDI, SAIFI oraz wskaźniki dotyczące jakości obsługi klienta:

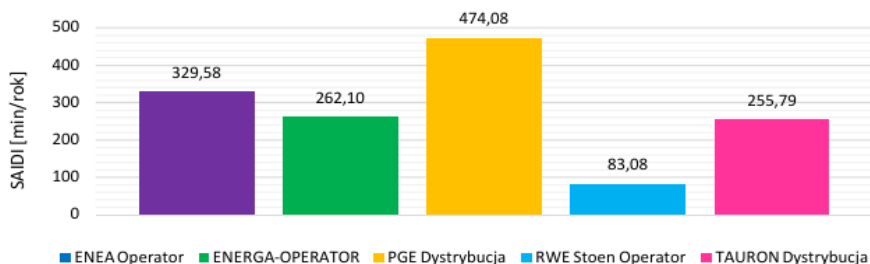
- Czas Realizacji Przyłączenia (CRP),
- Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych (CPD) – wprowadzony do regulacji jakościowej od 2018 roku.

W tabeli 4 zestawiono wskaźniki niezawodności zasilania dla wszystkich OSD.

Tabela 4
Zestawienie wskaźników niezawodności dla OSD za rok 2014. Źródło: [11], [12], [10], [13], [15]

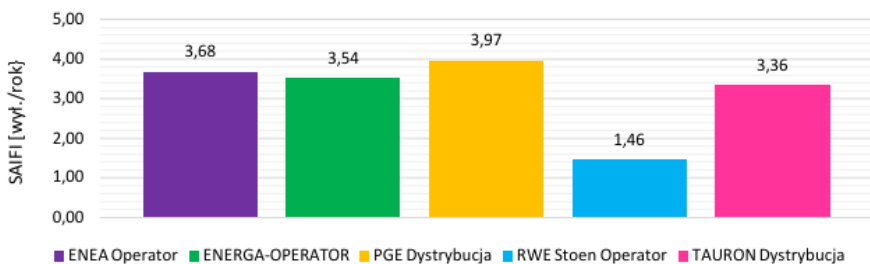
	ENEA	ENERGA	PGE	RWE	TAURON
SAIDI					
Dla przerw planowych	106,09	58,40	194,62	19,05	104,73
Dla przerw nieplanowych (bez katastrofalnych)	219,43	198,30	241,58	60,78	150,18
Dla przerw nieplanowych (z katastrofalnymi)	223,49	203,70	279,46	64,03	151,06
SAIFI					
Dla przerw planowych	0,47	0,39	0,70	0,16	0,62
Dla przerw nieplanowych (bez katastrofalnych)	3,21	3,14	3,25	1,29	2,74
Dla przerw nieplanowych (z katastrofalnymi)	3,21	3,15	3,27	1,30	2,74
MAIFI					
Dla wszystkich	1,93	7,53	3,51	0,44	3,18

W skali kraju wartości wskaźników SAIDI i SAIFI w podziale na pięciu największych OSD zostały przedstawione na rysunkach 11 i 12.



Rys. 11 Wskaźniki SAIDI (w min./rok) OSD w Polsce za rok 2014 jako suma przerw planowanych i nieplanowanych uwzględniających przerwy katastrofalne.

Źródło: [11], [12], [10], [13], [15]



Rys. 12 Wskaźniki SAIFI (w wyt./rok) OSD w Polsce za rok 2014 jako suma przerw planowanych i nieplanowanych uwzględniających przerwy katastrofalne.

Źródło: [11], [12], [10], [13], [15]

Z powyższych danych wynika, że najgorsze wskaźniki SAIDI oraz SAIFI posiada PGE Dystrybucja S.A. Fakt ten wynika z rozległości obszaru, na którym prowadzi działalność Operator oraz struktury sieci elektroenergetycznych, w której dominują linie napowietrzne. Najlepsze wskaźniki osiąga RWE Stoen Operator Sp. z o.o., co również wynika ze specyfiki obszaru i majątku sieciowego jaki obsługuje Operator – aglomeracja warszawska (przewaga linii kablowych).

4. Wnioski

W ostatnich latach widoczny jest wyraźny wzrost nakładów inwestycyjnych w sektorze dystrybucji energii elektrycznej w Polsce. Zwiększenie nakładów inwestycyjnych nie spowodowało natomiast znaczącej poprawy wskaźników jakości dostaw energii elektrycznej, które nadal odbiegają od średniej europejskiej. Dodatkowo w ciągu najbliższych kilkunastu lat Operatorzy będą się zmagali ze stopniowym zmniejszaniem przychodu z tytułu dystrybucji energii

elektrycznej. Konieczne jest zatem podjęcie wielopłaszczyznowych działań przygotowujących OSD na nadchodzące zmiany. Czynnikiem, który może zdecydowanie poprawić zarządzanie m.in. inwestycjami w nowym modelu jest wdrożenie systemu (metodyki) zarządzania projektami, która umożliwiłaby efektywne zarządzanie projektami inwestycyjnymi.

Artykuł powstał w ramach projektu nr 244956 pt. „Dedykowana metodyka zarządzania projektami inwestycyjnymi w obszarze dystrybucji energii elektrycznej”, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach III edycji Programu Badań Stosowanych.

Literatura

- [1] CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply. Data update, Council of European Energy Regulators, Brussels 2015.
- [2] Katalog Operatorów Systemów Dystrybucyjnych stan na 31.12.2014 r. Agencja Rynku Energii, Warszawa 2015 r.
- [3] Polska energetyka na fali megatrendów, Forum Analiz Energetycznych, Warszawa styczeń 2016 r.
- [4] Putynkowski G., Balawender P., Woźny K.: A New Model for the Regulation of Distribution System Operators with Quality Elements that Includes the SAIDI/SAIFI/CRP/CPD Indices.
- [5] Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności). Warszawa, Wrzesień 2015 r.
- [6] Sprawozdanie Zarządu z działalności ENEA S.A. w 2014 r.. Poznań, 20 marca 2015 r.
- [7] Sprawozdanie Zarządu ENERGA S.A. z działalności Grupy Kapitałowej za rok zakończony dnia 31 grudnia 2014 roku. Gdańsk, 12 marca 2015 roku.
- [8] Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. za rok 2014.
- [9] Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej TAURON Polska Energia S.A. za rok obrotowy 2014.
- [10] <http://www.energa-operator.pl> [dostęp dnia: 02.02.2016 r.]
- [11] <http://www.tauron-dystrybucja.pl/> [dostęp dnia: 02.02.2016 r.]
- [12] <http://www.operator.enea.pl/> [dostęp dnia: 02.02.2016 r.]
- [13] <http://www.pgedystrybucja.pl/> [dostęp dnia: 02.02.2016 r.]
- [14] <http://www.pse.pl/index.php?did=2232> [dostęp dnia: 02.02.2016 r.]
- [15] <http://www.rwestoenoperator.pl/> [dostęp dnia: 02.02.2016 r.]

Paweł BUĆKO, Marcin JASKÓLSKI, Alicja STOLTMANN
Politechnika Gdańska

KRYTERIA STOSOWANE W WIELOKRYTERIALNYM PLANOWANIU ROZWOJU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Planowanie rozwoju system elektroenergetycznego jest od dziesięcioleci tematem wielu badań i publikacji. Z reguły rozdzielano tematykę optymalizacji struktury wytwarzania energii elektrycznej od planowania sieci. Metody planowania struktury wytwórczej bazowały na minimalizacji kosztów wytwarzania i dostawy energii do odbiorców oraz optymalnej alokacji zasobów energetycznych [1]. Z kolei metody planowania sieci elektroenergetycznych opierały się na optymalizacji systemów, w których podstawowym kryterium była minimalizacja kosztu systemu elektroenergetycznego, przy ograniczeniach związanych z pokryciem zapotrzebowania na moc i energię, minimalizacją strat oraz zapewnieniem niezawodności sieci [2].

Wprowadzenie rozwiązań rynkowych w elektroenergetyce spowodowało dodatkowe utrudnienie zadania planistycznego, poprzez konieczność uwzględnienia czasami sprzecznych interesów licznych podmiotów w systemie elektroenergetycznym i jego otoczeniu rynkowym. Liberalizacja sektora znacznie osłabiła możliwości centralnego zarządzania systemem i centralnego sterowania kierunkami jego rozwoju. O ile przy formułowaniu polityki energetycznej klasyczne podejście bywa jeszcze skutecznie stosowane, to w przypadkach formułowania strategii pojedynczych podmiotów sektora lub analizowania konkretnych decyzji rozwojowych coraz częściej stosowane jest podejście wielokryterialne jako bardziej efektywne. Wraz z zaawansowaniem techniki komputerowej nastąpił dynamiczny rozwój metod i narzędzi planistycznych, w tym tych wykorzystujących metody wielokryterialne. Różnorodność celów, do których stosuje się te metody, jak i zasięgu geograficznego systemów, a także zmieniająca się struktura technologii wytwarzania energii elektrycznej, wymuszają stosowanie różnych kryteriów oceny do planowania rozwoju systemów elektroenergetycznych.

Poniżej przedstawiono analizę kryteriów, które stosuje się w planowaniu rozwoju systemów elektroenergetycznych, w szczególności w metodach wielokryterialnych. W niniejszym artykule autorzy postanowili skupić uwagę na kryteriach stosowanych przy formułowaniu zadania planowania rozwoju w elektroenergetyce. Zagadnienia wykorzystywanych metod rozwiązania sytuacji decyzyjnej są osobnym, powiązaniem problemem, który w tej publikacji

nie jest szczegółowo omawiany. Głównym celem jest wskazanie na złożoność problemów decyzyjnych, która znacząco wzrosła na skutek wprowadzenia rozwiązań rynkowych w elektroenergetyce. Zagadnienia są także istotnie zróżnicowane z punktu widzenia licznych podmiotów gospodarczych, które stały się podmiotami decyzyjnymi. Planowanie w formule „zrównoważonego rozwoju” wymusza dodatkowe zwiększenie rozmiaru zagadnienia.

Złożone zadania planowania rozwoju w elektroenergetyce coraz częściej są realizowane za pomocą wielokryterialnej analizy decyzyjnej (z ang. *multi-criteria decision analysis*, MCDA). Metody MCDA klasyfikuje się ze względu na liczbę wariantów podlegających ocenie oraz ze względu na sposób wyrażenia celu analizy. Ze względu na tę drugą klasyfikację, wyróżnia się dwie główne grupy metod: metody wielocelowe wspomaganie decyzji (z ang. *multi-objective decision making*, MODM) oraz metody wieloatrybutowe wspomaganie decyzji (z ang. *multi-attribute decision making*, MADM). Metody wieloatrybutowe polegają na agregacji różnych punktów widzenia w postaci funkcji, która następnie podlega optymalizacji. W tej grupie metod liczba wariantów decyzyjnych jest ograniczona i posiada związane z nią atrybuty/cechy, na podstawie których podejmowana jest decyzja. W przypadku metod wielocelowych zarówno liczba atrybutów/cech, jak i wariantów decyzyjnych nie jest określona, jednakowoż na atrybuty nakładane są ograniczenia [3].

Do metod wykorzystywanych w analizach wielokryterialnych zaliczyć można również metody klasyfikowania/rankingu (z ang. *outranking methods*) oraz metody interakcyjne (z ang. *interactive methods*). Metody klasyfikowania polegają na budowaniu relacji klasyfikowania reprezentującej preferencje podejmującego decyzję, którą następnie wykorzystuje się do wspomaganie decydenta. Metody interakcyjne polegają na przemiennym wykorzystaniu kroków obliczeń, podających kolejne kompromisowe rozwiązania oraz kroków dialogu wskazujących dodatkowe preferencje podejmującego decyzję [4].

W literaturze przedmiotu z ostatnich lat pojawia się wiele artykułów związanych z omawianymi zagadnieniami. Świadczy to o istotności problemu doboru kryteriów oraz o konieczności i próbach dostosowania metodyki rozwiązania problemów do wyzwań związanych z ewolucją rynków energii elektrycznej.

1. Kryteria stosowane w planowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej

Zagadnienia natury wielokryterialnej cechują się dużą ilością kryteriów głównych oraz kryteriów szczegółowych. Podział na kryteria główne i szczegółowe może mieć istotne znaczenie przy wyborze metody rozwiązania zadania planistycznego. Kryteria główne, są to kryteria najistotniejsze z punktu widzenia ich wpływu na realizację rozpatrywanego zagadnienia, np. rozbudowy sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej. Każdemu kryterium głównemu przyporzą-

dkowane są kryteria szczegółowe, których rolą jest uzupełnienie kryteriów głównych. Podstawowy podział kryteriów stosowanych w planowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1

Podział kryteriów stosowanych w planowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej

Główne kryteria decyzyjne	Kryteria szczegółowe
Ekonomiczne	Nakłady, koszty, zyski, zaktualizowana wartość netto NPV, wewnętrzna stopa zwrotu IRR
Techniczne	Straty mocy i energii, skuteczność samoczynnego wyłączania zasilania, dynamiczna zmiana napięcia, stopień obciążenia elementu systemu elektroenergetycznego, relacja mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia do mocy źródła przyłączonego, niezawodnościowe
Społeczne	Akceptacja społeczeństwa, przychyłność władz lokalnych
Środowiskowe	Oddziaływanie pola elektromagnetycznego, hałas, wyłączenie terenu z upraw rolnych lub leśnych

2. Kryteria stosowane w planowaniu struktury wytwarzania energii elektrycznej

Zbiór wytycznych w zakresie planowania systemów wytwarzania energii elektrycznej opracowała w 1984 roku Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej [1]. W opracowaniu wskazywano przede wszystkim na konieczność uwzględniania kryteriów ekonomicznych i kryteriów niezawodności. W późniejszym czasie, w zakresie planowania sektora wytwarzania energii elektrycznej, powstało wiele opracowań uwzględniających różne kryteria oceny. Najczęstsze kryteria oceny to:

- wpływ źródła wytwórczego na środowisko, tj.: emisja gazów cieplarnianych [5], [6], [7], [8], [9], [10], emisja hałasu [7], [9], [11], emisja pyłów [12], wpływ na populacje zwierząt [13];
- aspekty techniczne, tj.: dostępność wody chłodzącej i surowców [13], [14], wymagana powierzchnia terenu [15], potencjalne możliwości produkcji energii elektrycznej [16], dojrzałość technologii i jej niezawodność [16], [6], [9], [17], zużycie paliwa, dostępność sieci elektroenergetycznej [13], sprawność energetyczna i egzenergetyczna, wskaźnik zużycia energii pierwotnej na jednostkę energii zapotrzebowanej, wskaźniki bezpieczeństwa (ocena techniczna i efekty społeczne) [9];
- aspekty ekonomiczne, tj.: nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne, koszty paliwa, koszt jednostkowy wytwarzania energii elektrycznej, zaktualizowana wartość netto, okres zwrotu inwestycji, okres eksploatacji, okres budowy [1], [9], [10], [11], [12], [16], [18];
- aspekty społeczne, tj.: przychyłność społeczeństwa oraz lokalnych władz dla budowy źródła wytwórczego [6], [7], [16], [17], wpływ na tworzenie miejsc pracy [9], a także kryterium kosztowe, tj.: koszty nabycia ziemi [13], koszty przesiedlenia ludności i zadośćuczynienia [13].

3. Analiza porównawcza przykładów zastosowania wielokryterialnych metod planowania rozwoju systemów elektroenergetycznych

System elektroenergetyczny składa się z podsystemu wytwórczego oraz sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych. W tabeli 2 przedstawiono kryteria stosowane w szeroko rozumianej tematyce planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. Większość prac pochodzi z lat 2001-2015.

Autorzy dokonali przeglądu literatury przedmiotu, próbując zidentyfikować typowe sytuacje decyzyjne w sektorach wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz wskazać stosowane kryteria. Jako informację uzupełniającą podano w tabeli rodzaj stosowanej metody analizy wielokryterialnej.

Analizując przedstawione zestawienie, można zauważyć zarówno istotne różnice w sposobie formułowania podobnych zagadnień decyzyjnych, jak i zróżnicowanie stosowanych metod. Można to interpretować jako poszukiwanie przez badaczy najbardziej efektywnego sposobu rozwiązania złożonych zagadnień decyzyjnych. Skomplikowanie zagadnień raczej rośnie, przy zmianach strukturalnych w sektorze energetyki. Należy oczekiwać, że poszukiwania będą trwałe, a metody wielokryterialne mogą być jedynymi efektywnymi sposobami rozwiązania niektórych zagadnień rozwojowych.

Z przedstawionego zestawienia, w którym pojawiają się kryteria o różnym charakterze nie należy wyciągać wniosku, że siła kryteriów ekonomicznych obecnie maleje. Często ich rola we wskazaniu rozwiązania optymalnego rośnie. Wielokryterialność pozwala na prostsze sformułowanie zadania decyzyjnego.

Wprowadzenie do analizy zagadnień technicznych jako kryteriów, powoduje istotne wyzwanie metodyczne. W podejściu klasycznym, problemy techniczne były określane w postaci ograniczeń, ze zdefiniowanymi (najczęściej nierównościami) wartościami granicznymi, których przekroczenie nie było możliwe. W podejściu wielokryterialnym, gdy problem techniczny jest formułowany jako kryterium optymalizacji, konieczne jest wprowadzenie „miary” odległości rozwiązania proponowanego od wielkości granicznej. Kwestia techniczna przestaje być ograniczeniem nierównościami – pojawia się konieczność oceny jakości spełnienia kryterium technicznego (np. zapasu zdolności przesyłowej sieci), która może się istotnie różnić w przypadku porównywanych wariantów. Większość autorów proponuje ocenę ekspercką bądź wprowadza złożone funkcje pomiaru odległości rozwiązania analizowanego od granicznej wartości dopuszczalnej technicznie.

W artykule pominięto opis poszczególnych metod analizy wielokryterialnej, które wymieniono w tabeli 2 z uwagi na ich rozbudowaną strukturę. Przedstawiono jedynie opisowe zestawienie kryteriów.

Warto też zwrócić uwagę na interdyscyplinarny charakter niektórych wprowadzanych kryteriów, które wyykają się z klasycznej klasyfikacji. Szczególnie dotyczy to przypadków, gdy analizowane są zewnętrzne oddziaływania sektora energetycznego.

Tabela 2

Zestawienie kryteriów stosowanych w planowaniu rozwoju systemów elektroenergetycznych metodami wielokryterialnymi

Autorzy	Tematyka badań*	Kryteria główne i/lub szczegółowe**	Zastosowana metoda
Orths A. i in., 2001 [19]	(P) Planowanie i eksploatacja systemu elektroenergetycznego, opracowanie strategii optymalizacji usług systemowych	K1. Niezawodność (średni czas przerw w zasilaniu, częstotliwość deficytów mocy, prawdopodobieństwo deficytu oraz skumulowany deficyt energii); K2. Efektywność ekonomiczna (nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne); K3. Charakterystyki techniczne (straty mocy i energii, spadki napięć, stabilność systemu); K4. Wykonalność techniczna (bilans mocy wytwarzanej i zapotrzebowanej, dobór urządzeń elektrycznych w systemie, zgodność z przepisami i wytycznymi, możliwości rozbudowy systemu).	Metody wielokryterialne: optymalizacja w sensie Pareto; teoria gier (model)
Voropai N.I. i Ivanova E. Yu., 2002 [12]	(P) Planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego	K1. Roczny deficyt energii elektrycznej; K2. Nakłady inwestycyjne na rozwój systemu elektroenergetycznego dla całego okresu analizy; K3. Koszty paliwa dla elektrowni; K4. Emisje pyłu z elektrowni.	Addytywna funkcja użyteczności (oprogramowanie SOYUZ)
Beccali M. i in., 2003 [17]	(W) Opracowanie planu działania w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii w skali regionu (Sardynia)	K1. Spełnienie celów lokalnej polityki energetycznej w zakresie oszczędności energii pierwotnej; K2. Techniczna dojrzałość i niezawodność; K3. Spójność instalacji i wymagań eksploatacyjnych z wiedzą techniczną dostępną lokalnie (<i>know-how</i>); K4. Przewidywalność i ciągłość generacji mocy; K5. Koszt zaoszczędzonej energii pierwotnej; K6. Zrównoważony rozwój w zakresie emisji gazów cieplarnianych i innych; K7. Powierzchnia zajmowanego terenu; K8. Wpływ na rynek pracy; K9. Dojrzałość rynkowa; K10. Zgodność z sytuacją polityczną, prawną i administracyjną.	Electre III

Autorzy	Tematyka badań*	Kryteria główne i/lub szczegółowe**	Zastosowana metoda
Chung T. S. i in., 2003 [20]	(P) Planowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej przesyłowej	K1. Minimalizacja całkowitych nakładów inwestycyjnych na nowe elementy systemu przesyłowego; K2. Minimalizacja spodziewanej ilości energii elektrycznej niedostarczonej; K3. Minimalizacja przyrostu zajmowanego terenu przez nowe elementy systemu przesyłowego.	Podejście hybrydowe z zastosowaniem modelu matematycznego opartego na programowaniu (wielocelowym i algorytmów genetycznych)
Ramirez-Rosado I.J. i Dominguez-Navarro J.A., 2004 [21]	(P) Planowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej	K1. Optymalizacja lokalizacji i wymiarowanie linii zasilających (w tym rezerwowych); K2. Minimalizacja (rozmytego) kosztu; K3. Maksymalizacja (rozmytej) niezawodności; K4. Minimalizacja ryzyka przekroczenia obciążalności elementów systemu elektroenergetycznego i przekroczenia dopuszczalnych spadków napięcia w węzłach systemu.	Model posybilistyczny oparty na zbiorach rozmytych (programowanie nieliniowe, wielocelowe). Technika Tabu Search
Buygi M.O. i in., 2006 [22]	(P) Planowanie rozwoju wydzielonych sieci elektroenergetycznych	K1. Konkurencyjność (koszt zatoru <congestion> w sieci); K2. Niezawodność i elastyczność eksploatacji (średni koszt ograniczenia obciążenia – w obu przypadkach); K3. Koszty rozbudowy sieci (koszty kapitałowe i oszczędności w kosztach eksploatacji); K4. Wpływ na środowisko (koszt rekompensaty za efekty środowiskowe).	Hierarchiczna analiza problemu (AHP) z zastosowaniem stopnia ważności, stopnia odpowiedniości i rozmytej oceny ryzyka
Diakoulaki D. i Karangelis F., 2007 [10]	(P, W) Opracowanie scenariuszy rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej	K1. Całkowite nakłady inwestycyjne w rozpatrywanym horyzoncie czasowym; K2. Koszt jednostkowy wytwarzania energii elektrycznej; K3. Ilość energii elektrycznej produkowana ze 100-proc. pewnością w warunkach niskich stanów wód; K4. Zdolność pokrywania szczytowego zapotrzebowania na moc; K5. Bezpieczeństwo dostaw energii (uwarunkowania geopolityczne mogące zaburzyć dostawy paliw kopalnych); K6. Wzrost emisji CO ₂ , emisje SO ₂ i NO _x .	Wielokryterialna analiza decyzyjna, analiza kosztów i korzyści (CBA – <i>Cost-Benefit Analysis</i>) – Metoda PROMETHEE

Autorzy	Tematyka badań*	Kryteria główne i/lub szczegółowe**	Zastosowana metoda
Chakravorty S. i Ghosh S., 2009 [23]	(P) Planowanie rozwoju sieci przesyłowej – poszukiwanie optymalnej lokalizacji linii i stacji	K1. Długość linii (części przewodzącej); K2. Liczba awarii linii zasilającej na rok; K3. Długość przerw w dostawach energii elektrycznej do klienta w roku; K4. Maksymalna długość przerwy przypadająca na jednego klienta; K5. Szacowany koszt względny.	AHP, algorytmy genetyczne
Choudhary D. i Shankar R. [13]	(W) Planowanie lokalizacji budowy elektrowni konwencjonalnej	K1. Koszty infrastruktury i gruntu; K2. Dostępność surowców; K3. Dostępność sieci elektroenergetycznej; K4. Wpływ na środowisko; K5. Otoczenie społeczne.	Fuzzy AHP, TOPSIS
Ganguly S. i in., 2013 [24]	(P) Wielocelowe planowanie rozwoju systemów elektroenergetycznych z wykorzystaniem programowania dynamicznego	K1. Koszty (uśrednione nakłady inwestycyjne na stacje i linie elektroenergetyczne, koszty eksploatacyjne istniejącego systemu powiększone o koszty utrzymania nowych elementów sieci, zdyskontowana wartość kosztów strat energii); K2. Koszty niezawodności (koszt energii niedostarczonej, koszty awarii, napraw, całkowity koszt przerw w dostawach energii elektrycznej).	Programowanie wielocelowe, Algorytmy ewolucyjne
Ribeiro F. i in., 2013 [25]	(W) Ocena przyszłych scenariuszy rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej	K1. Koszty stałe i zmienne odniesione do całkowitej ilości energii elektrycznej produkowanej w całym rozpatrywanym horyzoncie czasowym; K2. Wpływ scenariusza na dynamikę krajowego przemysłu; K3. Zależność od dostaw energii z zagranicy; K4. Tworzenie miejsc pracy; K5. Wpływ na krajobraz; K6. Hałas; K7. Przychody lokalnego sektora prywatnego i publicznego; K8. Dywersyfikacja paliwowa i technologiczna; K9. Stosunek mocy dyspozycyjnej do zainstalowanej; K10. Wymagania w zakresie inwestycji w infrastrukturę przesyłową; K11. Wskaźnik emisji CO ₂ ; K12. Zapotrzebowanie na teren; K13. Zdrowie publiczne.	Metoda wielokryterialna (MCDA) – addytywna funkcja wartości (AVF)

Autorzy	Tematyka badań*	Kryteria główne i/lub szczegółowe**	Zastosowana metoda
Zhang T. i in., 2014 [26]	(P) Planowanie rozwoju systemu dystrybucyjnego	K1. Roczne straty energii; K2. Bezpieczeństwo systemu; K3. Dostępność zasilania; K4. Pojemność; K5. Wpływ na środowisko; K6. Nakłady inwestycyjne.	Programowanie liniowe, ELECTRE III
Troldborg M. i in., 2014 [15]	(W) Planowanie lokalizacji nowych odnawialnych źródeł energii	K1. Emisja gazów cieplarnianych; K2. Dostępność powierzchni pod technologie; K3. Akceptacja społeczna; K4. Całkowite koszty w ciągu życia projektu; K5. Potencjalna produkcja energii elektrycznej.	Metoda Monte Carlo
Bućko P. i in., 2015 [27]	(P) Wybór optymalnego scenariusza przyłączenia odbiorcy lub mikrogeneracji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej średniego i niskiego napięcia	K1. Całkowite nakłady inwestycyjne związane z rozbudową sieci; K2. Uśrednione koszty roczne; K3. Straty energii elektrycznej czynnej; K4. Poziomy napięcie w węzłach sieci; K5. Skuteczność samoczynnego wyłączenia zasilania; K6. Dynamiczna zmiana napięcia; K7. Obciążenie elementu systemu elektroenergetycznego; K8. Stosunek mocy zwarciowej do mocy pozornej źródła w miejscu jego przyłączenia.	Metoda wielokryterialna – addytywna funkcja wartości

* Symbol (W) oznacza iż metoda jest dedykowana do planowania rozwoju systemu wytwórczego; symbol (P) oznacza, że zagadnienie decyzyjne dotyczy rozwoju sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej

** Symbol (K) oznacza poszczególne kryteria główne lub szczegółowe

4. Podsumowanie

Od lat 80. ubiegłego wieku w literaturze przedmiotu pojawiają się opisy stosowania metod wielokryterialnych, zaś intensywny rozwój tych metod jest obserwowany po roku 2000.

W artykule przedstawiono kryteria stosowane w wielokryterialnym planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego. Kryteria podzielono na te związane podsystemem wytwórczym oraz siecią elektroenergetyczną przesyłową i dystrybucyjną. Analiza literatury wykazała, że na przestrzeni lat dobór kryteriów nie uległ znacznym zmianom. Pomimo rozwoju technologii nadal przywiązuje się wagę do kryteriów kosztowych, technicznych, środowiskowych lub społecznych. Wraz z rozwojem techniki komputerowej oraz technologii budowy nowych elementów systemu elektroenergetycznego możliwe stało się uwzględnienie kryteriów dotyczących np. dynamicznej zmiany napięcia,

poziomów napięć w węzłach, bezpieczeństwa systemu. Główne kryteria, stosowane zarówno w analizach podsystemu wytwórczego, jak i sieci elektroenergetycznej, najczęściej obejmują nakłady inwestycyjne związane z budową elementu systemu, koszty eksploatacyjne oraz wskaźniki charakteryzujące niezawodność pracy. W przypadku systemu wytwarzania ważne są także koszty oraz wysokość emisji gazów cieplarnianych i pyłów. Większość autorów wskazuje na wyższą efektywność metod wielokryterialnych, które często pozwalają znaleźć rozwiązanie decyzyjne dające się efektywnie wdrożyć w praktyce gospodarczej.

W niniejszym artykule dokonano przeglądu stosowanych kryteriów, wskazując na ich dużą różnorodność. Dobór kryteriów uzależniony jest od studium przypadku a także od zastosowanej metody. Należy zauważyć, że wprowadzane są liczne kryteria o charakterze nietechnicznym. Zmienia się także rola, dominujących do niedawna (tworzących funkcję celu), kryteriów ekonomicznych.

W literaturze, klasyczne sformułowanie problemu planowania rozwoju systemu wytwórczego lub przesyłowego energii elektrycznej polegało na sformułowaniu złożonej funkcji celu, która podlegała późniejszej optymalizacji. Funkcja celu była funkcją kosztów okresowych lub skumulowanych w horyzoncie analizy, obejmującą łączne koszty analizowanych obiektów (zawierającą wydatki związane z budową, eksploatacją i likwidacją obiektów). Czasami do kryterium kosztowego dodawano różnego rodzaju koszty zewnętrzne (np. wynikające z emisji zanieczyszczeń). Aspekty techniczne, środowiskowe, społeczne lub prawne uwzględniano najczęściej w postaci dodawanych do modelu ograniczeń. Poszukując ścieżki rozwojowej systemu, stosowano różne metody programowania matematycznego w celu poszukiwania wartości optymalnej kryterium. W wielu przypadkach nawet złożone zagadnienia rozwiązywano dość efektywnie. Problemem okazało się wdrażanie wyznaczonych w ten sposób planów rozwojowych. Okazało się, że rzeczywiste problemy decyzyjne są bardziej złożone, a w realizacji pojawiają się często dodatkowe ograniczenia i bariery, których nie uwzględniano na etapie planowania.

Warto zauważyć, że w metodach wielokryterialnych stosowanych w elektroenergetyce ciągle obserwuje się bardzo duże zróżnicowanie w sposobie sformułowania problemu i w ilości oraz jakości wprowadzanych ograniczeń. Świadczy to z jednej strony o dużej elastyczności metod, pozwalającej dostosować je do konkretnych, złożonych problemów decyzyjnych, a z drugiej strony o ciągle wczesnej fazie aplikacyjnej omawianych metod w tym sektorze.

Literatura

- [1] International Atomic Energy Agency: Expansion Planning for Electrical Generating Systems A Guidebook. Vienna, 1984.
- [2] Munasinghe M.: A New Approach to Power System Planning. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, no. 3, pp. 1198–1209, 1980.
- [3] Malczewski J.: GIS and Multi-Criteria Decision Analysis. JohnWiley& Sons, Inc. New York, 1999.
- [4] Mendoza G., Martins H.: Multi-criteria decision analysis in natural resource management: A critical review of methods and new modelling paradigms. Forest Ecology and Management, vol. 230, no. 1–3, pp. 1–22, Jul. 2006.
- [5] Løken E., Botterud A., Holen A. T.: Use of the equivalent attribute technique in multi-criteria planning of local energy systems. European Journal of Operational Research, vol. 197, no. 3, pp. 1075–1083, Sep. 2009.
- [6] Tsoutsos T., Drandaki M., Frantzeskaki N., Iosifidis E., Kiosses I.: Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of Crete. Energy Policy, vol. 37, no. 5, pp. 1587–1600, May 2009.
- [7] Wang J.-J., Jing Y.-Y., Zhang C.-F., Shi G.-H., Zhang X.-T.: A fuzzy multi-criteria decision-making model for trigeneration system. Energy Policy, vol. 36, no. 10, pp. 3823–3832, 2008.
- [8] Brand B., Missaoui R.: Multi-criteria analysis of electricity generation mix scenarios in Tunisia. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 39, pp. 251–261, 2014.
- [9] Wang J.-J., Jing Y.-Y., Zhang C.-F., Zhao J.-H.: Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, no. 9, pp. 2263–2278, Dec. 2009.
- [10] Diakoulaki D., Karangelis F.: Multi-criteria decision analysis and cost-benefit analysis of alternative scenarios for the power generation sector in Greece. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 11, no. 4, pp. 716–727, 2007.
- [11] Kaya T., Kahraman C.: Multicriteria renewable energy planning using an integrated fuzzy VIKOR & AHP methodology: The case of Istanbul. Energy, vol. 35, no. 6, pp. 2517–2527, 2010.
- [12] Voropai N. I., Ivanova E. Y.: Multi-criteria decision analysis techniques in electric power system expansion planning. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 24, no. 1, pp. 71–78, 2002.
- [13] Choudhary D., Shankar R.: An STEEP-fuzzy AHP-TOPSIS framework for evaluation and selection of thermal power plant location: A case study from India. Energy, vol. 42, no. 1, pp. 510–521, Jun. 2012.
- [14] Mohsen M. S., Akash B. a.: Evaluation of domestic solar water heating system in Jordan using analytic hierarchy process. Energy Conversion and Management, vol. 38, no. 18, pp. 1815–1822, 1997.
- [15] Troldborg M., Heslop S., Hough R. L.: Assessing the sustainability of renewable energy technologies using multi-criteria analysis: Suitability of approach for national-scale assessments and associated uncertainties.

- Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 39, pp. 1173–1184, 2014.
- [16] Troldborg M., Heslop S., Hough R. L.: Assessing the sustainability of renewable energy technologies using multi-criteria analysis: Suitability of approach for national-scale assessments and associated uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 1173–1184, 2014.
- [17] Beccali M., Cellura M., Mistretta M.: Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology. *Renewable Energy*, vol. 28, no. 13, pp. 2063–2087, Oct. 2003.
- [18] Mourmouris J. C., Potolias C.: A multi-criteria methodology for energy planning and developing renewable energy sources at a regional level: A case study Thassos, Greece. *Energy Policy*, vol. 52, pp. 522–530, 2013.
- [19] Orths A., Schmitt A., Styczynski Z. A., Verstege J.: Multi-criteria optimization methods for planning and operation of electrical energy systems. *Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik)*, vol. 83, no. 5–6, pp. 251–258, 2001.
- [20] Chung T. S., Li K. K., Chen G. J., Xie J. D., Tang G. Q.: Multi-objective transmission network planning by a hybrid GA approach with fuzzy decision analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 187–192, Mar. 2003.
- [21] Ramirez-Rosado I. J., Dominguez-Navarro J. A.: Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electrical power distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1801–1810, 2004.
- [22] Buygi M. O., Shانهchi H. M., Balzer G., Shahidehpour M., Pariz N.: Network planning in unbundled power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1379–1387, 2006.
- [23] Chakravorty S., Ghosh S.: Power Distribution Planning Using Multi-Criteria Decision Making Method. *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 1, no. 5, pp. 622–627, 2009.
- [24] Ganguly S., Sahoo N. C., Das D.: Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 46, pp. 65–78, Mar. 2013.
- [25] Ribeiro F., Ferreira P., Araújo M.: Evaluating future scenarios for the power generation sector using a Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA) tool: The Portuguese case. *Energy*, vol. 52, pp. 126–136, Apr. 2013.
- [26] Zhang T., Lu J., Zhang G., Gu J.: A Novel Evaluation Approach for Power Distribution System Planning based on Linear Programming Model and ELECTRE III. in 2014 IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE), 2014, pp. 1921–1928.
- [27] Bućko P., Buriak J., Dobrzyński K., Jaskólski M., Skoczko P., Zieliński P.: Metoda analizy wielokryterialnej do planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, no. 42, pp. 143–146, 2015.

Karolina GAŁĄZKA, Piotr KACEJKO, Paweł PIJARSKI
Politechnika Lubelska

JEDNOSTKI SEKTORA FINANSÓW PUBLICZNYCH JAKO INWESTORZY NA RYNKU MIKROINSTALACJI OZE

1. Pozycja podmiotów niebędących przedsiębiorcami na rynku OZE

Analizując zapisy ustawy o OZE trudno doszukać się przyczyn, dla których ustawodawca dokonał wyłączenia z jej zasięgu sporej grupy podmiotów. Podmioty te mogą być określone jako jednostki sektora finansów publicznych. Zgodnie z art. 9 ustawy o finansach publicznych, sektor finansów publicznych tworzą:

- organy władzy publicznej, w tym organy administracji rządowej, organy kontroli państwowej i ochrony prawa oraz sądy i trybunały,
- jednostki samorządu terytorialnego oraz ich związki;
- jednostki budżetowe,
- samorządowe zakłady budżetowe,
- agencje wykonawcze,
- instytucje gospodarki budżetowej,
- państwowe fundusze celowe,
- Zakład Ubezpieczeń Społecznych i zarządzane przez niego fundusze oraz Kasa Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego i fundusze zarządzane przez prezesa Kasy Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego,
- Narodowy Fundusz Zdrowia,
- samodzielne publiczne zakłady opieki zdrowotnej,
- uczelnie publiczne,
- Polska Akademia Nauk i tworzone przez nią jednostki organizacyjne,
- państwowe i samorządowe instytucje kultury oraz państwowe instytucje filmowe.

Jak już stwierdzono, ustawa o OZE z dnia 3 kwietnia 2015 r. nie przewiduje praktycznie żadnych przywilejów czy subsydiów operacyjnych dla wymienionych podmiotów (zwanych dalej wytwórcami publicznymi) oprócz zwolnienia z obowiązku koncesjonowania zawartego w art. 3 ustawy – o ile podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest ograniczone do mikroinstalacji.

Mamy bowiem:

Art. 4. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji będący osobą fizyczną niewykonującą działalności gospodarczej regulowanej ustawą z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, który wytwarza energię elektryczną w celu jej zużycia na własne potrzeby, może sprzedać niewykorzystaną energię elektryczną wytworzoną przez niego w mikroinstalacji i wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej.

Art. 5. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:

1) osobą fizyczną niewykonującą działalności gospodarczej, która wytwarza energię elektryczną w celu jej zużycia na własne potrzeby,
2) przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej: pisemnie informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie przyłączenia mikroinstalacji, jej planowanej lokalizacji oraz o rodzaju tej mikroinstalacji i jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Jak widać, wytwórcy publiczni nie są przez ustawę o OZE postrzegani jako podmioty mogące z powodzeniem angażować się w energetykę odnawialną. Konsekwentnie, w części ustawy mówiącej o systemach wsparcia ich obecność jest przemilczana. Kluczowy dla mikroinstalacji art. 41 stwierdza bowiem, między innymi:

Art. 41. 1. Z uwzględnieniem art. 80 ust. 9, sprzedawca zobowiązany (*definicji sprzedawcy zobowiązanego dokonuje się w art. 40, ale ust. 7 nie pozostawia wątpliwości, że krąg wytwórców, od których energię ma on odkupić nie wychodzi poza art. 4*) dokonuje zakupu oferowanej:

1) niewykorzystanej energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórcę, o którym mowa w art. 4 ust. 1;

2) energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji przez wytwórcę będącego przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej;

3) energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji przez wytwórcę będącego przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, pod warunkiem że energia elektryczna została wytworzona w tej mikroinstalacji po raz pierwszy po dniu wejścia w życie rozdziału 4.

8. Cena zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, wynosi 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne.

10. Sprzedawca zobowiązany jest obowiązywać do zakupu energii elektrycznej z nowobudowanych instalacji odnawialnego źródła energii, od wytwórcy energii z mikroinstalacji do mocy do 3 kW włącznie (*przywilej prosumencki*) po określonej stałej cenie

jednostkowej, która w przypadku następujących rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii wynosi odpowiednio:

- 1) hydroenergia – 0,75 zł za 1 kWh;
- 2) energia wiatru na lądzie – 0,75 zł za 1 kWh;
- 3) energia promieniowania słonecznego – 0,75 zł za 1 kWh (*analogicznie ustęp 15 – 0,65 zł za 1 kWh dla mocy do 10 kW*).

14. Rozliczenie z tytułu różnicy między ilością energii elektrycznej pobranej z sieci a ilością energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci, w danym półroczu, między wytwórcą energii elektrycznej, o którym mowa w art. 4 ust. 1, w art. 19 ust. 1 oraz w art. 41 ust. 1 pkt 3, a sprzedawcą zobowiązanym odbywa się na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 i ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Rozliczenia tego dokonuje się na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych – *przywilej net meteringu*.

Nasuwa się pytanie, czy wytwórca publiczny, w ogóle może ubiegać się o przyłączenie do sieci? Na szczęście z pomocą spieszy tu ustawa Prawo energetyczne, w której ustawodawca nie wprowadził dyskryminacji przedmiotowej grupy potencjalnych inwestorów OZE. Ustawa PE (której część zmodyfikowano zgodnie z art. 179 ustawy o OZE) operuje niedyskryminującym terminem „podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci”, który z pewnością nie wyklucza wytwórców publicznych.

Zapisy ustawy PE stwierdzają między innymi:

Art.8d⁴. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikro-instalacji, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Kwestie obowiązku odbioru nadwyżki energii wyprodukowanej w mikroinstalacji (także przez wytwórcę publicznego), ustawa PE precyzuje jasno, choć w sensie ekonomicznym wzbudzającym od wielu lat sprzeciw – [2], [5]:

Art.9v Energię elektryczną wytworzoną w mikroinstalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania sprzedawcy z urzędu i oferowaną do sprzedaży przez osobę, o której mowa w art. 9u, jest obowiązany zakupić ten sprzedawca. Zakup tej energii odbywa się po cenie równej 80% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym (...).

Dywagacje prawne mające na celu czy instytucja „sprzedawcy z urzędu” zaniknie po wprowadzeniu instytucji „sprzedawcy zobowiązanego” i powiązaniego z nim OREO, częściowo tylko rozwiewa art. 196 ustawy o OZE:

Art. 196. Do dnia rozpoczęcia przez sprzedawcę zobowiązanego zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 40 ust. 7, podmiotem obowiązującym do zakupu energii elektrycznej, o której mowa w niniejszej ustawie, jest sprzedawca z urzędu w rozumieniu ustawy zmienianej w art. 179.

Szkopuł bowiem w tym, że jak już wykazano wyżej, instytucja sprzedawcy zobowiązanego nie obejmuje wytwórców publicznych, czyli grupy podmiotów, którym poświęcony jest niniejszy artykuł.

Praktyka dowodzi, że niektórzy operatorzy skrupulatnie wykorzystują ustawowe (zamierzone lub nie) wykluczenie wytwórców publicznych. Nie mogą odmówić im przyłączenia do sieci, odmawiają odkupywania czy nawet odbierania po cenie zero złotych za kWh nadwyżek energii, twierdząc, że nie ma ku temu podstaw prawnych. Zdaniem autorów artykułu, w stosunku do wytwórcy publicznego dalej istnieje instytucja sprzedawcy z urzędu i energia ta powinna być odkupowana.

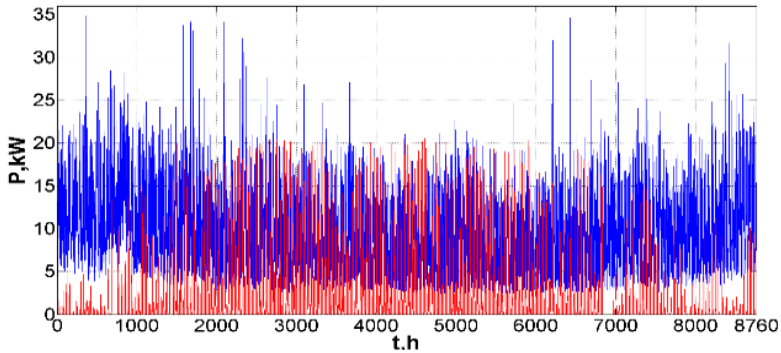
Wstrzymując w tym miejscu dywagacje prawne, w dalszej części artykułu przedstawiono wskaźniki ekonomiczne związane z układem mikroinstalacji zbudowanym na budynku typowego obiektu jednostki samorządowej, w kontekście obowiązującego prawa, czyli ustawy Prawo energetyczne. Rozważono również skutki hipotetycznego objęcia tego wytwórcy przywilejem *net meteringu*, zgodnie z ustawą o OZE.

2. Charakterystyka badanego obiektu, dane mikroinstalacji

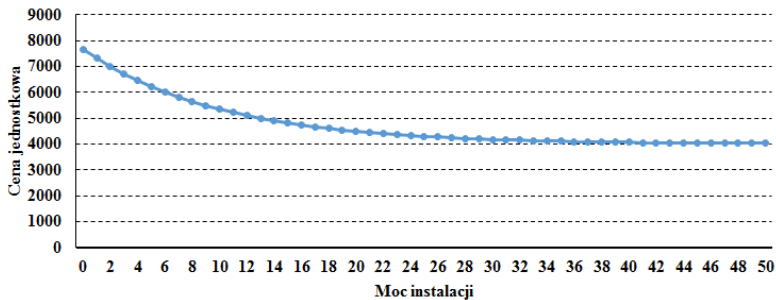
Przedmiotem analizy był obiekt szkolny średniej wielkości o całkowitej powierzchni użytkowej ok. 4000 m² (zespół szkół w małym ośrodku miejskim Lubelszczyzny) wykorzystywany dodatkowo do celów kulturalnych gminy oraz wynajmujący pewne powierzchnie najemcom. Całkowite roczne zużycie energii rozliczanej w taryfie C11 wynosiło 85657 kWh, przy szczytowym zapotrzebowaniu na moc wynoszącym 36 kW. Rozpatrywano zainstalowanie na dachu obiektu instalacji fotowoltaicznej od 1 kW do 50 kW, (przekraczając celowo moc 40 kW określoną ustawowo dla mikroinstalacji). Moc uzyskiwaną z instalacji fotowoltaicznej określano poprzez skalowanie danych uzyskiwanych z instalacji doświadczalnej zainstalowanej na dachu jednego z obiektów Politechniki Lubelskiej.

Poniżej, na rys. 1 przedstawiono moc pobieraną przez rozpatrywany obiekt oraz moc generowaną w instalacji PV o mocy 20 kW.

W analizach efektywności ekonomicznej inwestycji, przyjmowano charakterystykę cenową instalacji fotowoltaicznej podaną na rys.2.



Rys. 1. Roczny przebieg zapotrzebowania na moc przez badany obiekt i generacja mocy przez instalacje PV o mocy 20 Kw



Rys. 2. Zależność ceny jednostkowej (zł) od mocy instalacji PV (kW)

3. Ekonomiczna ocena mikroinstalacji PV w rozpatrywanym obiekcie dydaktycznym samorządu terytorialnego

Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono dla okresu równego 15 lat. Cały ten okres został potraktowany jako czas eksploatacji instalacji. Koszt kapitału własnego został określony na poziomie oprocentowania 3 letnich obligacji skarbu państwa. Podatek dochodowy od przychodów ze sprzedaży energii do sieci (o ile taka zachodzi) przyjęto w formie ryczałtu (5,5%).

Analizy efektywności inwestycji w sektorze paliw i energii zalecają, aby przeprowadzać je zgodnie ze standardami Banku Światowego, np. wykorzystując podstawową formułę UNIDO określającą wartość zaktualizowaną netto inwestycji NPV – [10]. Zaktualizowana wartość netto jest obliczana jako suma zdyskontowanych, oddzielnie dla każdego roku, różnic pomiędzy wpływami a wydatkami pieniężnymi, zrealizowanych przez cały okres istnienia obiektu, przy określonym stałym poziomie stopy dyskontowej. Wartość tej sumy wyraża więc, zaktualizowaną na moment dokonywania oceny, wielkość korzyści, jakie rozpatrywane przedsięwzięcie rozwojowe może przynieść inwestorowi. Warunkiem rentowności projektu jest dodatnia wartość NPV. Do realizacji wybiera się projekt, który daje największą wartość zaktualizowaną netto.

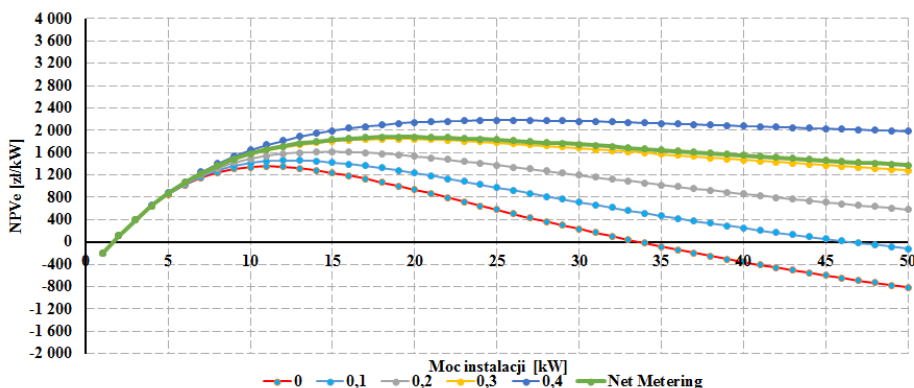
Podobnie jak w poprzednich publikacjach [5], [6], [7] autorzy dokonali oceny efektywności ekonomicznej mikroinstalacji wykorzystując zmodyfikowany wskaźnik NPVe (zł/kW) tak, aby możliwa była ocena sensowności inwestowania w instalacje o różnych mocach.

Dla wytwórcy publicznego działającego na podstawie ustawy PE efekt ekonomiczny wynikający z zainwestowania w mikroinstalację polega na uzyskaniu oszczędności w opłatach taryfowych za energię elektryczną wynoszących ponad 50 000 zł rocznie. Na podkreślenie zasługuje fakt, że zmniejszenie obejmuje zarówno składnik podstawowy opłaty za energię (0,3135 zł/kWh), jak też sumaryczne składniki zmienne opłaty dystrybucyjnej (0,2448 zł/kWh). Cenę uzyskiwaną za nadwyżkę energii wprowadzoną do sieci (mierzoną w czasie rzeczywistym) traktowano jako parametr i zmieniano od wartości zerowej poprzez 0,1 i 0,2 zł/kWh, aż do wartości hipotetycznych uzyskiwanych przy taryfach subsydiowanych 0,3 i 0,4 zł/kWh (choć i tak znacząco niższych od taryf prosumenckich).

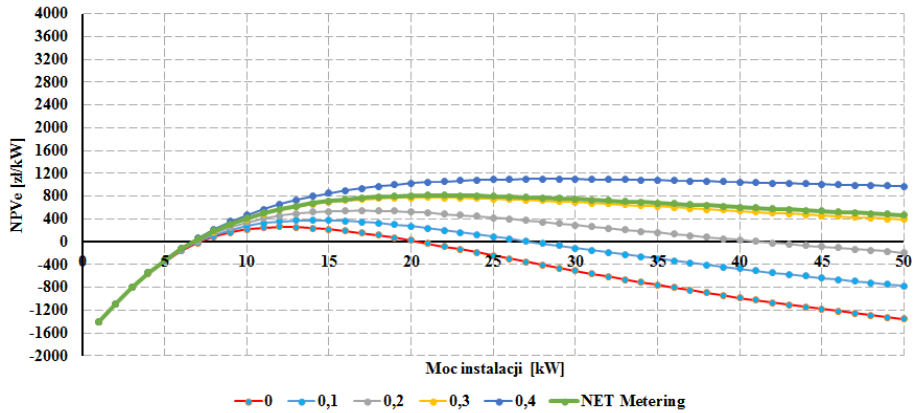
Analizowaną instalację rozpatrywano także (hipotetycznie) jako beneficjenta systemu wsparcia poprzez *net metering* w rozliczeniu półrocznym. Nawet przy maksymalnej mocy zainstalowanej (50 kW) półroczny bilans energii nie wykazywał oddawania energii do sieci. Tym samym oszczędność inwestora wynikała ze zmniejszenia opłaty taryfowej w części rozliczanej za energię (0,3135 zł/kWh).

Większość wytwórców publicznych może korzystać z takich samych źródeł finansowania jak przedsiębiorcy albo osoby fizyczne. Rozpatrywano zatem finansowanie inwestycji w 100% ze środków własnych, w 70% z kredytu przy udziale 30% środków własnych oraz z dotacji 70% przy analogicznej wysokości wkładu własnego.

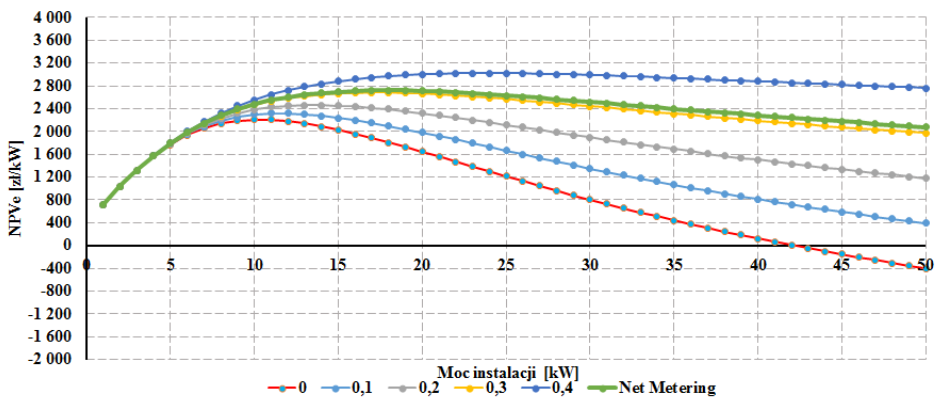
Sumaryczne wyniki obliczeń wartości wskaźnika NPVe przedstawiono poniżej na kolejnych rysunkach.



Rys. 3. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant – 100% kapitału własnego



Rys. 4. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant – 30% kapitału własnego i 70% kredyt

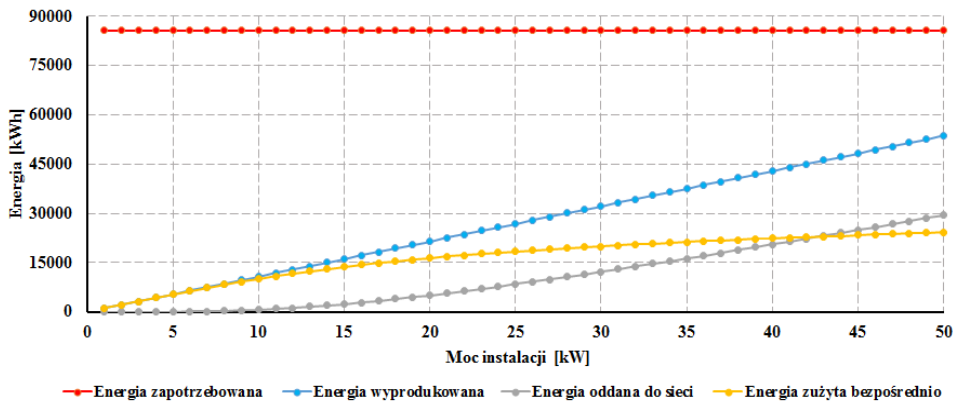


Rys. 5. Zależność wskaźnika NPVe od mocy instalacji fotowoltaicznej
- Wariant – 30% kapitału własnego i 70% dotacja

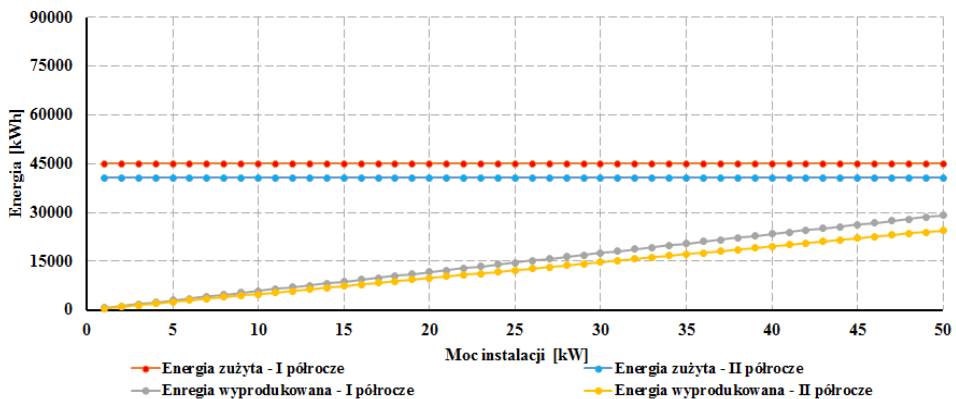
Uzyskane wyniki naruszają kilka obiegowych pojęć związanych z efektywnością mikroinstalacji PV. Jak widać, rozważnie dobrana moc tej instalacji (na podstawie tego obiektu oraz kilku innych na poziomie 40-50% mocy szczytowej) pozwala na osiągnięcie całkiem przyzwoitych wskaźników ekonomicznych nawet przy zerowej opłacie za energię wprowadzaną do sieci. Podniesienie tej opłaty, dopiero przy abstrakcyjnych (z punktu widzenia dzisiejszego stanu prawnego) wartościach, znacząco wpływa na efektywność ekonomiczną inwestycji. Niestety zanika wtedy wyraźnie widoczna optymalna wartość mocy zapewniająca największą efektywność instalacji. „Legendarny” *net metering* przy instalacjach mniejszej mocy albo nie zapewnia dodatniej wartości NPVe, a dla większych mocy jest ona porównywalna do efektów uzyskiwanych przez inwestora nieuprzywilejowanego. Dopiero od wartości 20 kW staje się on konkurencyjny. Jest wciąż kwestią otwartą, czy jest on uznany za system

wsparcia operacyjnego, który nie może być łączony ze wsparciem inwestycyjnym.

Uzyskane wyniki różnią się dość istotnie od analogicznych uzyskiwanych dla prosumentów będących osobami fizycznymi [2], [3], [5], [6]. Różnica ta wynika z faktu, że budynki instytucji sektora finansów publicznych szczyt obciążenia mają w okresie maksymalnej wydajności układów PV – w przeciwieństwie do gospodarstw domowych. Zbiornicze zestawienie danych o bilansach energetycznych wyznaczanych w czasie rzeczywistym oraz z zastosowaniem *net meteringu* pokazano na kolejnych rysunkach. Jak widać, system oparty o *net metering* wykazujący roczny ujemny bilans wytwórcy, nie pokazuje ponad 30 000 kWh przekazanej fizycznie do sieci, która realnie została potem przez niego zużyta.



Rys. 6. Zestawienie energii zapotrzebowanej, wyprodukowanej, oddanej do sieci oraz zużytej bezpośrednio w zależności od mocy instalacji – bez *net meteringu*



Rys. 7. Zestawienie energii zużytej i wyprodukowanej w podziale na półrocza w zależności od mocy instalacji – *net metering*

4. Podsumowanie

Prosument na rynku energii elektrycznej – [5], [11] – jest obecnie kojarzony z odbiorcą indywidualnym i widoczną (?) na horyzoncie taryfą subsydiowaną FIT. Tymczasem wytwórca publiczny, będący przedmiotem prezentowanego artykułu może również w sposób świadomy ograniczać swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną poprzez mikroinstalacje PV. Analiza efektywności inwestycji oparta na wskaźniku takim jak NPVe pozwala na wskazanie rozsądnej wartości mocy tej instalacji oraz wykazaniu dla niej korzystnych wyników ekonomicznych, przy czym opłata uzyskiwana za wprowadzanie energii do sieci nie ma tu zasadniczego znaczenia. Tym samym znajduje potwierdzenie teza o celowości zastępowania subsydiowania operacyjnego dotacyjnym wsparciem inwestycyjnym. Postęp w technologii magazynów energii i spadek ich cen, słuszość tej tezy wykaże jeszcze dobitniej. Przeprowadzona we wstępnej części artykułu analiza stanu prawnego wskazuje na zagadkowy (o ile nie kuriozalny) stan dyskryminowania sporej grupy podmiotów, nie tylko z profitów ustawy o OZE, ale w ogóle z obszaru jej zainteresowania. Potwierdza to pogląd przedstawiony w [1], że proces legislacyjny, rekordowo długi w odniesieniu do problematyki OZE, wciąż wymaga pracy i pilnego zajęcia stanowiska przez decydentów.

Literatura

- [1] Billewicz K.: Mikrogeneracja – aspekty różne, nieuwzględnione w polskiej legislacji, Rynek Energii, Nr 3 (112) – 2014, str. 50-57.
- [2] Chmielewski A., Gumiński R., Radkowski S., Szulim P.: Aspekty wsparcia i rozwoju mikrokogeneracji rozproszonej na terenie Polski, Rynek Energii, Nr 5 (114) – 2014, str. 94-101.
- [3] Dąbrowski J., Hutnik E., Włóka A., Zieliński M.: Analiza wykorzystania instalacji fotowoltaicznej typu on-grid do produkcji energii elektrycznej w budynku mieszkalnym. Rynek Energii, Nr 1 (110) – 2014, str. 53-59.
- [4] Dąbrowski J., Hutnik E.: Analiza opłacalności produkcji energii z mikroinstalacji OZE w budynku mieszkalnym, Rynek Energii, Nr 3 (118) – 2015.
- [5] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbyista?. Rynek Energii, Nr 5 (114) – 2014, str. 83-89.
- [6] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – krajobraz po bitwie. Rynek Energii, Nr 2 (117) – 2015, str. 40-44.
- [7] Kacejko P., Pijarski P.: Zarządzanie mikroinstalacjami OZE - realne wyzwanie techniczne, czy tylko impuls marketingowy?. Rynek Energii, Nr 1 (122) – 2016, str. 41-45.
- [8] Krajowy Plan Rozwoju Mikroinstalacji OZE do 2020 r. Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2013 r.

- [9] Ligus M., Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii – Analiza kosztów i korzyści. CeDe-Wu, Warszawa, 2012, str. 181 – 182.
- [10] Paska J.: *Ekonomika w elektroenergetyce*. OWPW, Warszawa 2007, str. 93 -95.
- [11] Popczyk J.: *Prosumenctwo – innowacja przełomowa*, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, Nr 2/2014.
- [12] Zapałowicz Z., Szyszka D.: *Stopień wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej przez instalacje fotowoltaiczne*, *Rynek Energii*, Nr 6 (91) – 2010, str. 77-82.

Adam IWAN¹⁾, Józef PASKA²⁾

¹⁾PGNiG TERMIKA S.A., ²⁾Politechnika Warszawska

SYMULACJA MIKROKOGENERACYJNEJ PRODUKCJI CIEPŁA W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH NA PRZYKŁADZIE WYBRANYCH TECHNOLOGII

W polskich warunkach geograficznych istotną rolę gospodarczą i społeczną pełni sezonowe zapotrzebowanie na ciepło użytkowe u odbiorców końcowych (instytucjonalnych i indywidualnych). Ciepło użytkowe zdefiniowano w Dyrektywie 2012/27/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej (Dyrektywa efektywnościowa), jako ciepło wytwarzane w procesie kogeneracji w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego zapotrzebowania na ogrzewanie lub chłodzenie [6]. W polskich warunkach geograficznych istotnym odbiorcą ciepła są gospodarstwa domowe (GD). W zależności od warunków lokalnych do gospodarstw domowych jest dostarczane ciepło systemowe [13] lub ciepło generowane bezpośrednio przez odbiorcę. Założenia obecnie obowiązującej Polityki energetycznej Polski do 2030 (Polityka) przewidują, w ramach poprawy efektywności energetycznej, stymulowanie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł o mocy poniżej 1 MW [17]. Jednakże w dokumencie „Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” Ministerstwo Gospodarki wskazywało na szereg niewdrożonych regulacji natury prawno-biznesowej, które miały wspierać bezpieczeństwo dostaw ciepła i zarekomendowało wprowadzenie do Polityki celów związanych z dwukrotnym wzrostem do 2030 r. produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji (w porównaniu do produkcji w 2006 r.) w oparciu o zasoby lokalne oraz zapewnienie rozwoju systemów wsparcia dla kogeneracji i ciepłownictwa [18]. Natomiast w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 roku (Polityka 2050) z sierpnia 2015 Ministerstwo Gospodarki przewidywało, że z uwagi na intensywny rozwój w krajach Unii Europejskiej energetyki prosumenckiej podobny trend będzie można zapewne obserwować również i w Polsce, a w perspektywie 2050 r. znaczna część gospodarstw domowych w Polsce, zlokalizowanych przede wszystkim na terenach wiejskich, będzie dysponowała własnymi źródłami energii (mikroinstalacjami) pozwalającymi na przynajmniej częściowe pokrycie ich bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz pełnego zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie podkreślono, że dzięki mikrokogeneracji (microCHP) będzie możliwe wykorzystanie do 95% energii zawartej w gazie do

jednoczesnego generowania ciepła i energii elektrycznej w urządzeniu przydomowym [19]. Dodatkowo założono upowszechnianie instalacji mikrokogeneracyjnych w budynkach zlokalizowanych na terenach, gdzie nie ma technicznych i ekonomicznych przesłanek do budowy sieci ciepłowniczej. Finalnie, w Polityce 2050 założono w ramach scenariusza zrównoważonego dalszy wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, obejmujący również mikroźródła i rozwój sektora energetyki prosumenckiej.

Zarówno krajowe, jak i unijne założenia rozwoju mikrokogeneracji zakładają zwiększenie udziału poszczególnych technologii microCHP w rynku i zwiększanie ilości ciepła generowanego z mikroźródeł, stąd aktualne pozostaje pytanie jak może się rozwijać ten obszar i jaki może być udział tej produkcji w łącznej produkcji ciepła w kolejnych latach w zakładanych warunkach rozwoju mikrokogeneracji w kraju.

Ministerstwo Energii zaprezentowało w raporcie [21], stanowiącym wypełnienie obowiązku nałożonego art. 14 ust. 1 Dyrektywy efektywnościowej, wyniki badań nad określeniem potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji w Polsce. Prace analityczne na potrzeby raportu wykazały istotne braki w rządowym systemie zbierania danych o wytwarzaniu i zapotrzebowaniu ciepła, w szczególności małych odbiorców. Przedstawiono prognozy potencjału technicznego generowania ciepła w nowej wysokosprawnej kogeneracji do 2025 roku. W ramach modelowania scenariuszy założono, że wysokosprawna kogeneracja gazowa będzie odpowiednia wyłącznie dla stref z dostępem do gazu ziemnego. W raporcie przyjęto, że jednostki microCHP gazowe będą instalowane wyłącznie w budynkach mieszkalnych z ogrzewaniem gazowym. W raporcie, w obszarze mikrokogeneracji zostały uwzględnione technologie silników Stirlinga oraz spalinowych silników tłokowych. Przeprowadzono ocenę potencjałów technicznych zapotrzebowania na ciepło z mikrokogeneracji gazowej dla budynków mieszkalnych niepodłączonych do sieci ciepłowniczych (tabela 1).

Tabela 1

Ocena potencjału technologicznego dostarczania przez microCHP ciepła do budynków mieszkalnych niepodłączonych do sieci ciepłowniczych – na podstawie [21]

Rok	Potencjał techniczny ciepła (GWh/rok)	Potencjał techniczny ciepła (PJ/rok)
2015	12 511	45
2025	13 066	47

Wartości z tabeli 1 wskazują na stabilność zapotrzebowania na ciepło dla budynków mieszkalnych indywidualnie zaopatrujących się w ciepło w perspektywie najbliższych 10 lat. Obecnie gospodarstwa domowe niezasilane z systemów ciepłowniczych powszechnie korzystają z ogrzewania piecowego. Oceniono, że z zapotrzebowania w wysokości 401 PJ ciepła, około 150 PJ jest wytwarzane w taki sposób. Zastosowanie kogeneracji w pomieszczeniach z piecami wymaga budowy wewnętrznej instalacji centralnego ogrzewania, co jest często związane z bardzo znaczącą przebudową budynku. Część tych

obiektów to budynki wielorodzinne w miastach z siecią ciepłowniczą i wymiana systemu ogrzewania stanowi w tym przypadku znaczący potencjał do rozbudowy sieci. Część to budynki na terenach wiejskich zamieszkałych przez ludność o niskich dochodach, co perspektywę przebudowy budynku i zainstalowania w nim jednostki kogeneracyjnej czyni obecnie bardzo mało prawdopodobną [21].

Jednakże poważną przeszkodą w realizacji przewidzianych Dyrektywą efektywnościową cyklicznych analiz potencjału jest potrzeba zbudowania ośrodka lub systemu zbierania informacji o wytwarzaniu i potrzebach ciepłych, w szczególności dotyczy to małych odbiorców indywidualnych i instytucjonalnych. Obecnie nie istnieje jeden system zbierania wystarczających do przewidzianych Dyrektywą efektywnościową, analiz danych o systemach ciepłowniczych (np. identyfikacja potrzeb, terytorialność, przypisanie instalacji wytwórczych i odbiorców do konkretnego systemu ciepłowniczego). Dane na potrzeby niniejszego artykułu pochodzą z różnych źródeł informacji.

1. Komercyjne technologie mikrokogeneracji

Uchylona Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. (Dyrektywa CHP) wprowadziła następującą klasyfikację technologii mikrokogeneracji [6]: turbina gazowa w układzie kombinowanym z odzyskiem ciepła, silnik spalinowy, mikroturbiny, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe, silniki parowe, organiczny obieg Rankine'a (ORC), pozostałe technologie lub ich kombinacje spełniające definicję Dyrektywy CHP.

Wśród powyższych technologii największe zastosowanie komercyjne na świecie i w krajach Unii Europejskiej znajdują: spalinowe silniki tłokowe, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe.

W opublikowanym przez brytyjski Departament of Energy and Climate Change (DECC) „CHP Technology – A detailed guide for CHP developers Part 2” [4], w rozdziale dedykowanym microCHP wskazano na następujące wspierające je technologie:

- a) silniki Stirlinga oraz silniki zewnętrznego spalania mające wysoki współczynnik ciepła do mocy elektrycznej oraz produkcję ciepła przekraczającą zapotrzebowanie domowe;
- b) ogniwa paliwowe oraz silniki wewnętrznego spalania mające mniejsze zdolności produkcji ciepła oraz mniejszy współczynnik ciepła do mocy elektrycznej, co czyni je odpowiednimi do zastosowań domowych.

Brytyjski „The Microgeneration Certification Scheme” (MCS) - system zapewniania jakości wspierany przez Departament of Energy and Climate Change publikuje statystyki dotyczące zainstalowanych microCHP oraz ich producentów zarejestrowanych w MCS. W Wielkiej Brytanii na grudzień 2015 r. było zarejestrowanych 7 producentów microCHP oraz było łącznie

652 instalacje microCHP. Dodatkowo wsparcie DECC w zakresie *feed-in tariffs* dla microCHP jest uwarunkowane zarejestrowaniem się w MCS danego producenta/dystrybutora.

Brytyjska organizacja Energy Saving Trust przedstawia trzy podstawowe technologie microCHP:

- a) silniki Stirlinga – produkcja energii elektrycznej jest relatywnie mniejsza od produkcji ciepła, co może być zaletą dla prosumentów zainteresowanych głównie ciepłem;
- b) silniki spalinowe – zasilane gazem ziemnym lub olejem opałowym, mają większą produkcję energii elektrycznej w stosunku do silników Stirlinga;
- c) ogniwa paliwowe – nowa technologia wprowadzana na rynek [15].

W zorganizowanym wspólnie przez firmy i organizacje z sektora energetycznego i Komisję Europejską projekcie ene.field Fuel Cells x Combined Heat and Power, realizowanym wspólnie przez 26 partnerów: europejskich producentów ogniwiw paliwowych, firmy energetyczne, jednostki badawczo-rozwojowe oraz organizacje branżowe; jest planowane zainstalowanie ponad 1000 micro-CHP z ogniwami paliwowymi dla gospodarstw domowych w 11 krajach członkowskich UE. W ramach projektu są testowane następujące technologie wykorzystujące wodór, gaz ziemny lub LPG:

- a) nisko- oraz wysokotemperaturowe PEM (*Proton Exchange Membrane*),
- b) średnio- oraz wysokotemperaturowe SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*).

Okres trwania projektu to lata 2012-2017, przy budżecie 26 milionów € ze środków unijnych. Założeniem projektu jest pozyskanie doświadczeń praktycznych związanych z instalowaniem, eksploataowaniem i utrzymaniem grupy ogniwiw paliwowych u klientów (gospodarstwa domowe), w ramach projektu jest również planowane zademonstrowanie środowiskowych i ekonomicznych warunków instalowania microCHP z ogniwami paliwowymi w celu rozwoju ich rynku w Unii Europejskiej [14].

W tabeli 2 przedstawiono charakterystyki testowanych w projekcie technologii.

Tabela 2

Charakterystyki techniczne ogniwiw paliwowych w projekcie ene.field – na podstawie [14]

Charakterystyki techniczne	Tabela produktów	
	NT PEM / WT PEM	SOFC / ST SOFC
Technologia FC	NT PEM / WT PEM	SOFC / ST SOFC
Moc elektryczna, kW	1-5	0,8-2,5
Moc cieplna, kW	1,4-10	1,4-25
Sprawność systemu	85-90%	85-90%
Sprawność elektryczna	35%	35-40%
System montażu	Podłogowe	Ścienne lub podłogowe

W Niemczech w ustawie o utrzymaniu, modernizacji i rozbudowie kogeneracji (*Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*) przyjęto następującą klasyfikację technologii kogeneracyjnych: turbiny parowe, silniki parowe, turbiny gazowe,

silniki spalinowe, silniki Stirlinga oraz ORC. W obszarze microCHP skomercjalizowanymi i dostępnymi na rynku niemieckim są technologie silników Stirlinga, silników spalinowych oraz ogniwi paliwowych; oferowane przez producentów niemieckich oraz zagranicznych współpracujących z niemieckimi przedsiębiorstwami. Dodatkowo federalna agencja BAFA jako przykładowe technologie microCHP wskazuje spalinowe silniki tłokowe, silniki Stirlinga oraz ogniwa paliwowe [14].

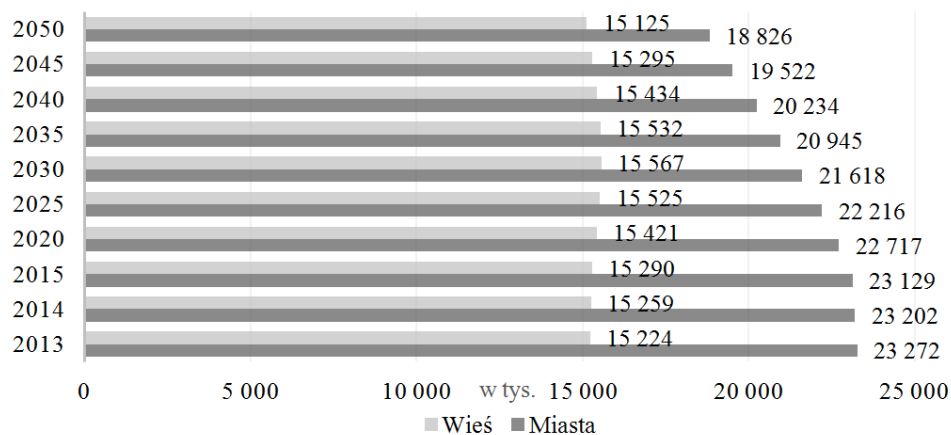
Uwarunkowania zapotrzebowania rynku polskiego na ciepło z microCHP są zbliżone do rynków niemieckiego i brytyjskiego. Dlatego można założyć, że technologie microCHP dedykowane polskiemu gospodarstwu domowemu są tożsame z technologiami już urynkowanymi w Niemczech i Wielkiej Brytanii. W krajowych opracowaniach [22, 23] zdefiniowano technologie stosowane w rozproszonych źródłach energii, takie jak: spalinowe silniki tłokowe, silniki Stirlinga oraz ogniwa paliwowe. Powyższe technologie zostały opisane wraz z ich charakterystykami technicznymi w [16], jak również w innych publikacjach [1-3, 10-12, 24-25].

2. Zmiany demograficzne w Polsce i zapotrzebowanie na ciepło

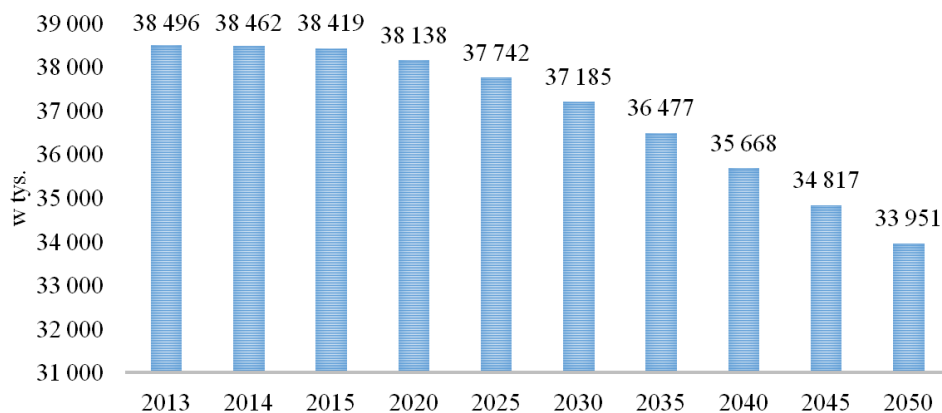
Zgodnie z Prognozą ludności na lata 2014-2050 GUS [8] populacja Polski spadnie w tym okresie z poziomu 38,5 mln do 33,95 mln. Poza ujemnym przyrostem naturalnym, obserwowane będą kolejne niekorzystne zmiany w strukturze ludności w grupach wiekowych oraz zmniejszanie się liczebności kobiet w wieku rozrodczym. Osoby w wieku 65 lat i więcej będą stanowiły prawie 1/3 populacji, a ich liczba wzrośnie o 5,4 miliona w porównaniu do 2013 roku. Z kolei kobiety w wieku rozrodczym w 2050 r. będą stanowiły jedynie 62% stanu z roku wejściowego. Zgodnie z prognozą GUS – w całym planowanym okresie liczba ludności Polski będzie się systematycznie zmniejszać. Ubytek – w stosunku do 2013 r. – wyniesie w 2050 r. 4,545 mln osób, w tym aż 98% przewidywanego spadku wielkości populacji będzie dotyczyła miast. W końcu 2050 r. ludność Polski osiągnie 33,951 mln, co stanowi 88,2% stanu z 2013 r. Uwzględniając podział na obszary miejskie i wiejskie wyraźnie zarysowują się istotne różnice w przebiegu prognozowanych procesów demograficznych (rys. 1).

Na przebieg zmian w liczebności populacji na terenach miejskich i wiejskich w znacznym stopniu wpływają procesy suburbanizacji, czyli przenoszenia się mieszkańców miast do przedmieść lub okolicznych mniejszych miejscowości i dojeżdżania do pracy w centrum miast. Zmiany w charakterze migracji ze wsi do miast: zmniejszenie znaczenia migracji stałych na rzecz migracji związanych z pracą lub nauką oraz rosnące migracje z miast na tereny wiejskie mogą być powodowane niższymi cenami mieszkań czy kosztami budowy i utrzymania domu, jak również są wyrazem rosnącego statusu

ekonomicznego. Suburbanizacja tworzy możliwość rozwoju kogeneracji niesystemowej skierowanej do gospodarstw domowych, sprzyja również rozwojowi usług i przestrzeni przemysłowych oraz biurowych, w miejscowościach zlokalizowanych wokół dużych aglomeracji miejskich, a w konsekwencji zwiększeniu tam zapotrzebowania na ciepło.

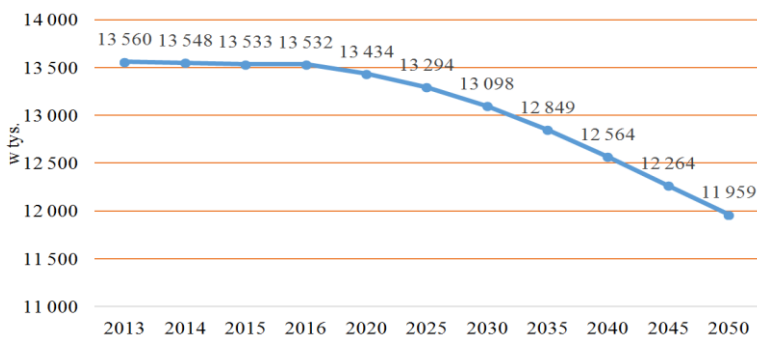


Rys. 1. Prognoza ludności Polski miasto/wieś w latach 2014-2050 – na podstawie [8]



Rys. 2. Prognoza liczby ludności Polski – na podstawie [8]

Liczba gospodarstw domowych wynika z liczby ludności i w perspektywie powyższych danych należy zakładać znaczący spadek liczby GD. Według danych GUS [7, 9] na dzień 31.03.2011 r. w Polsce istniało 13,572 mln GD, natomiast na koniec 2012 r. było ich 13,560 mln. Przyjmując proporcjonalny spadek liczby ludności kraju zasymulowano potencjalną liczbę GD w okresie 2016-2050 (rys. 3).

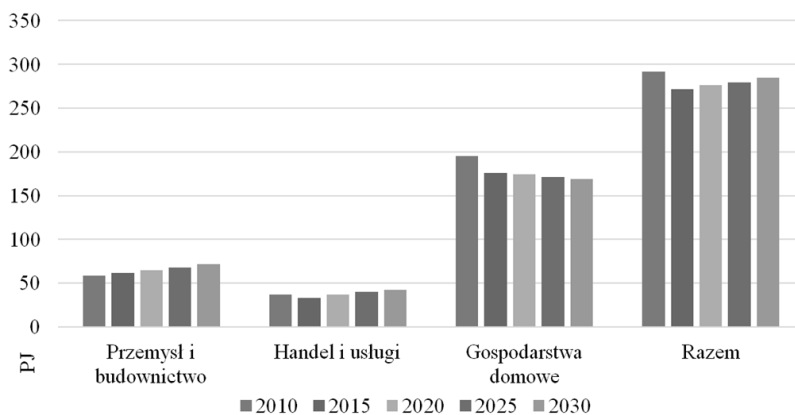


Rys. 3. Potencjalna liczba gospodarstw domowych w Polsce w latach 2015-2050
– opracowanie własne

Stabilizacja w okresie prognozy liczby mieszkańców wsi (oraz mniejszych miejscowości wokół dużych miast) sugeruje powstanie w perspektywie do 2050 roku trendu przenoszenia się mieszkańców z miast do miejscowości podmiejskich. Powyższe wyznacza nowe możliwości rozwoju rynku ciepła: dla kogeneracji systemowej potrzebę przeprowadzenia znaczących inwestycji w źródła rozproszone i dostosowanie do nich przesyłowej sieci cieplnej, co nie pozostanie bez wpływu na efektywność ekonomiczną i cenę ciepła, a dla prosumentów możliwość zainwestowania w mikroźródła kogeneracyjne na własne potrzeby.

Malejąca liczba mieszkańców Polski, w szczególności mieszkańców miast wpłynie na zmniejszenie popytu na ciepło sieciowe. W opracowaniu Ministerstwa Gospodarki z czerwca 2015 r. [20] zaprezentowano prognozę zapotrzebowania na ciepło sieciowe, rozumiane jako ciepło wytwarzane w różnego rodzaju źródłach m.in. kogeneracyjnych, a następnie przesyłane siecią cieplną do odbiorców finalnych. Największą grupą odbiorców ciepła sieciowego w Polsce są obecnie gospodarstwa domowe. Dla tej grupy odbiorców jest wykazywana tendencja spadkowa zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Jednakże nie oznacza to automatycznego zwiększenia zapotrzebowania na ciepło generowane w małych i mikroinstalacjach. Można założyć w takich warunkach stały, aczkolwiek uzależniony od powyższych czynników, trend wymiany pieców grzewczych/bojlerów na instalacje microCHP – zapewniające poza generacją ciepła również energię elektryczną generowaną na potrzeby własne. We wnioskach z analiz na potrzeby Polityki 2050 została zawarta prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe w podziale na sektory gospodarki (rys. 4).

Poniższe dane wskazują na stopniowy spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe w grupie GD. Bazując na danych demograficznych oraz rozmieszczeniu sieci ciepłowniczych można przyjąć założenie, że trend spadkowy będzie dotyczył miast i ich mieszkańców. Natomiast zaprezentowana w [21] lekka tendencja wzrostowa dostarczania przez microCHP ciepła do budynków mieszkalnych niepodłączonych do sieci ciepłowniczych wskazuje na perspektywę wzrostu zapotrzebowania na ciepło z mikrokogeneracji.



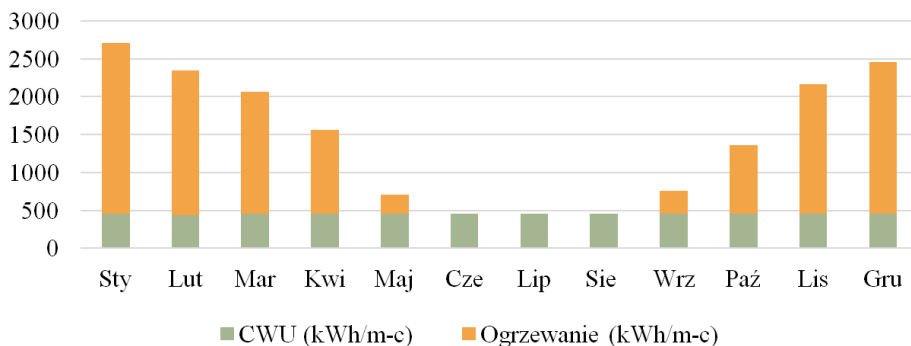
Rys. 4. Prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe (w PJ) – na podstawie [20]

3. Symulacja mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w gospodarstwach domowych

Zakresy mocy i gabaryty układów microCHP predysponują je do bezpośredniego montażu w pomieszczeniach budynków jedno- lub wielorodzinnych. Na układ mikrokogeneracyjny składają się kogenerator (tj. instalacja microCHP), dystrybutor ciepła oraz zbiornik magazynujący ciepło, stanowiąc razem kompletny system produkcji ciepła i energii elektrycznej wraz ze sterowaniem i zabezpieczeniami. Dystrybutor sterując przepływami odbiera ciepło i w zależności od bieżących potrzeb cieplnych przekierowuje je do obiegów grzewczych pomieszczenia/budynku (np. ogrzewanie podłogowe, grzejniki) lub do zbiornika magazynującego. Zbiornik magazynuje dodatkowe ilości ciepła w okresach niezasilania obiegów grzewczych. W takim układzie mikrokogeneracyjnym prosument posiada dwa źródła ciepła: kogenerator oraz zbiornik magazynujący. Efektywny układ w pierwszej kolejności zasila obiegi grzewcze ze zbiornika magazynującego, w przypadku wyczerpywania się ciepłej wody w zbiorniku jest uruchamiany kogenerator, który dostarcza wodę grzewczą na rozdzielacze. Natomiast przy spadku zapotrzebowania na ciepło przepływ strumienia ciepła z kogeneracji jest zatrzymywany i przekierowywany do zbiornika magazynującego. W momencie wypełnienia zbiornika gorącą wodą o zadanej temperaturze jest zatrzymywany kogenerator, który oczekuje na pojawienie się zapotrzebowania na ciepło. Prawidłowy dobór microCHP do zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną oraz ich sezonowych zmian w ciągu roku pozwala na uzyskanie najwyższej efektywności eksploatacyjnej i najkrótszych czasów zwrotu. W celu maksymalizacji liczby godzin pracy w roku jest niezbędne dobranie microCHP z uwzględnieniem stale występujących w ciągu roku poziomów zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną. Przyjęcie bazowych wartości poborów mocy zapewni ich stałe występowanie na

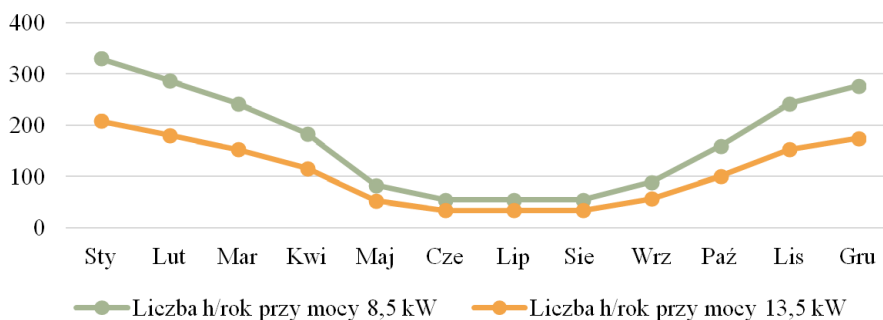
przestrzeni roku, zapewniając stabilny odbiór i zwiększając liczbę godzin pracy kogeneratora z kilkuset do kilku tysięcy rocznie. Każdy z budynków może posiadać swoją własną specyfikę zapotrzebowania na ciepło, zależną od liczby mieszkańców, powierzchni grzewczych, technologii wykonania izolacji i wentylacji oraz stolarki okiennej i drzwiowej, a w końcu od zlokalizowania danego budynku w jednej z 5 stref klimatycznych Polski.

Na rysunku 5 przedstawiono przykładowy miesięczny rozkład zapotrzebowania na ciepło dla domu jednorodzinnego o powierzchni 180 m² wykonanego w technologii termoizolacji. Założono, że w domu funkcjonuje układ microCHP o mocy cieplnej 8,5÷13,5 kW, a roczne zapotrzebowanie na ciepło to 17500 kWh/rok, w tym odpowiednio ogrzewanie - 12000 kWh, CWU - 5500 kWh.



Rys. 5. Przykładowy miesięczny rozkład zapotrzebowania na ciepło dla domu jednorodzinnego o powierzchni 180 m² – opracowanie własne

Na rysunku 6 została przedstawiona symulacja miesięcznej liczby godzin pracy przykładowego układu microCHP dla dolnego i górnego poziomu mocy cieplnej 8,5÷13,5 kW, przy rocznym zapotrzebowaniu na ciepło na poziomie 17500 kWh. W zależności od poziomu mocy roczna liczba godzin pracy wyniesie 1296÷2059.

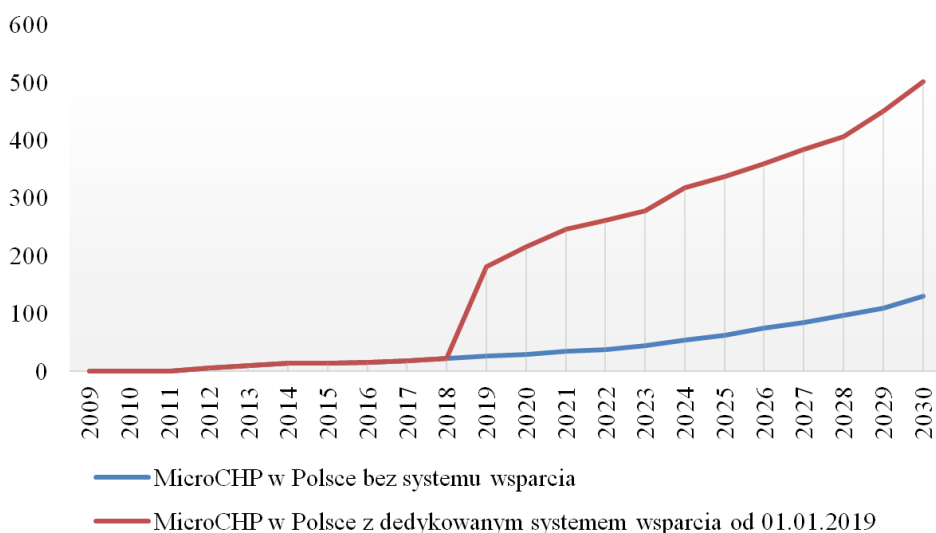


Rys. 6. Liczba godzin pracy przykładowego układu microCHP o mocy cieplnej 8,5÷13,5 kW – opracowanie własne

Obliczenia mikrogeneracyjnej produkcji ciepła w GD oparto na badaniach i prognozach dotyczących liczby microCHP instalowanych w kraju i UE, danych z rynku brytyjskiego opublikowanych przez MCS, obejmujących instalacje microCHP o mocy elektrycznej do 2 kW zainstalowane w Wielkiej Brytanii w okresie 2009-2015 oraz danych dotyczących rozwoju microCHP w Polsce zawartych w mapie drogowej rozwoju kogeneracji w Polsce przedstawionej w ramach unijnego projektu CODE2. Przyjęto, że prognozy projektu CODE2 są bardzo optymistyczne, niemniej jednak zostały również ujęte w założeniach do symulacji produkcji ciepła w Polsce. Szczegółowe dane dotyczące zainstalowanych microCHP dla GD nie są upubliczniane przez firmy sprzedające instalacje, stąd też są trudne do pozyskania i zagregowania w analizach.

Po przeanalizowaniu możliwych scenariuszy, liczby microCHP w kraju w symulacji zostały ujęte dwie potencjalne ścieżki (rys. 7):

- 1) pierwsza, bazująca na zasadzie *business as usual*, tj. zachowaniu obecnego nieuregulowanego stanu rynku opartego na swobodnej konkurencji microCHP z innymi technologiami produkcji ciepła w gospodarstwach domowych;
- 2) druga, zakładająca wdrożenie od 01.01.2019 r. nowych przepisów prawnych regulujących rozwój i wsparcie mikrogeneracji w kraju (z uwagi na różne możliwe formy wsparcia, stosowane również obecnie w części krajów UE, nie definiowano określonego rozwiązania dla Polski).



Rys. 7. Liczba zainstalowanych microCHP w krajowych GD w poszczególnych latach – opracowanie własne

W scenariuszu pierwszym założono powolny rozwój rynku microCHP w Polsce, gdzie liczba zainstalowanych microCHP osiągnie prawie 900 instalacji w 2030 r. Natomiast w drugim scenariuszu wprowadzenie systemu wsparcia powoduje istotne zachęty na poziomie legislacyjnym, finansowym oraz komunikacyjnym wprowadzające impuls inwestycyjny umożliwiając przekierowanie części strumienia przeznaczanego w GD na inwestycje lub modernizacje w kierunku mikrokogeneracji. W powyższym scenariuszu liczba zainstalowanych microCHP osiągnie ponad 4000 instalacji w 2030 r.

Na potrzeby symulacji mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w gospodarstwach domowych analizowano technologie silników Stirlinga, spalinowych silników tłokowych oraz ogniw paliwowych (PEM oraz SOFC). Wybrane przykłady instalacji mikrokogeneracyjnych w trzech analizowanych w niniejszym artykule technologiach zostały zaprezentowane w tabeli 3.

Tabela 3

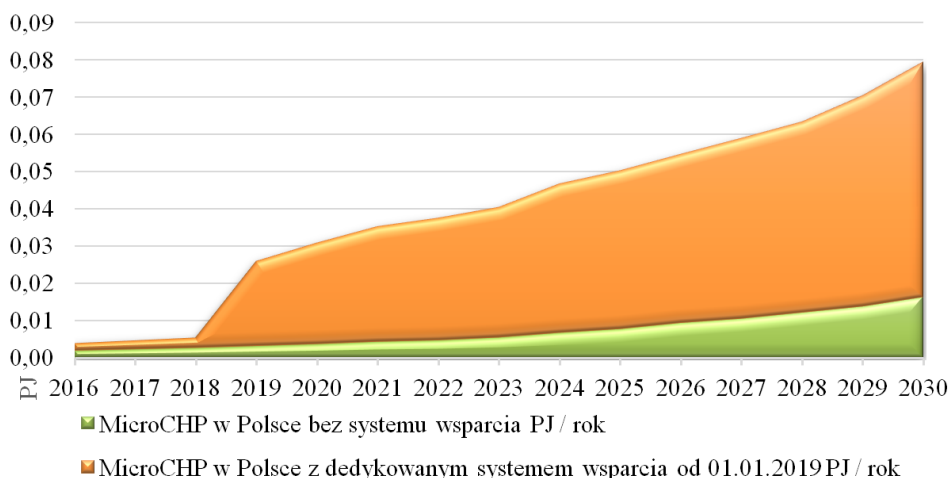
Charakterystyki skomercjalizowanych microCHP – opracowanie własne

Technologia	Nazwa MicroCHP	Producent, projekt	Moc cieplna, kW	Moc elektryczna, kW
Silnik Stirlinga	Der Dachs Stirling	SenerTech	3÷5,8	1
Silnik Stirlinga	VITOTWIN 300-W	Viessmann	3,6÷26	1
Silnik Stirlinga	EcoGen WGS 20.1	BRÖTJE Heizung	9÷20	1
Silnik Stirlinga	Pellematic Smart_e 0.6	Ökofen Pellet Heating	9÷13	0,6
Silnik spalinowy	ecoPOWER 1.0	Vaillant	2,5	1
Silnik spalinowy	Der Dachs SEplus	SenerTech	10,3÷12,5	5÷5,5
Silnik spalinowy	XRGI 6	Toyota (GHP Poland)	8,2÷13,3	2,5÷6
Silnik spalinowy	Ecogen 24/1.0	Baxi	3,7÷7,7	1
Silnik spalinowy	nano	Kirsch HomeEnergy	9	1,9
Silnik spalinowy	micro	Kirsch HomeEnergy	8÷12	2÷4
Ogniwo paliwowe PEM	n/d	ene.field (projekt)	1,4÷10	1÷5
Ogniwo paliwowe PEM	Elcore 2400	Elcore GmbH	0,7	0,3
Ogniwo paliwowe SOFC	n/d	ene.field (projekt)	1,4÷25	0,8÷2,5
Ogniwo paliwowe SOFC	BlueGen	Solidpower	0,61	1,5
Ogniwo paliwowe SOFC	Galileo	Hexis	1,8	1

Na podstawie danych z tabeli 3 uśredniono moc elektryczną i cieplną przykładowej instalacji microCHP na potrzeby symulacji mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła. Na podstawie analizy zebranych danych założono, że na potrzeby gospodarstwa domowego pracuje instalacja o uśrednionej mocy elektrycznej 1 kW i uśrednionej mocy cieplnej 7,75 kW. Jako parametr wejściowy do symulacji założono, że instalacja pracuje rocznie 4500 h, a okres do przeglądu to 10000 h (podawana przez producentów bazowa wartość dla spalinowych silników tłokowych).

Na podstawie powyższych założeń wyliczono, że przykładowa instalacja microCHP wygeneruje rocznie 34875 kWh, co stanowi 125,55 GJ/rok oraz odpowiednio 0,00012555 PJ/rok.

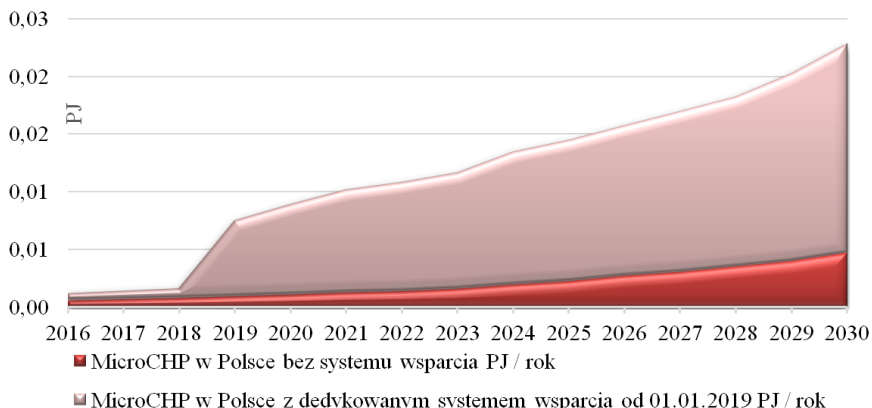
Na bazie powyższych uśrednionych wartości powstała symulacja mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w GD dla obu wyżej wymienionych scenariuszy, którą przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Symulacja mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w GD – opracowanie własne

Z przeprowadzonej symulacji wynika, że mikrokogeneracyjna produkcja ciepła w gospodarstwach domowych w scenariuszu pierwszym osiąga 3767 GJ (0,0038 PJ) dla roku 2020, 7784 GJ (0,0078 PJ) dla roku 2025 oraz 21595 GJ (0,0216 PJ) dla roku 2030. Natomiast w scenariuszu drugim produkcja ciepła osiąga 27119 GJ (0,0271 PJ) dla roku 2020, 42436 GJ (0,0424 PJ) dla roku 2025 oraz 63026 GJ (0,063 PJ) dla roku 2030. Nawet w scenariuszu drugim udział mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła stanowi tylko ok. 0,1% potencjału technologicznego dostarczania ciepła przez microCHP do budynków mieszkalnych niepodłączonych do sieci ciepłowniczych dla roku 2025 zaprezentowanego w [21]. Wyniki symulacji pokazują możliwy potencjał rozwoju mikrokogeneracji i wzrost udziału microCHP w całkowitej produkcji ciepła dla GD, w szczególności na obszarach wiejskich i okołomiejskich.

Jednak uzyskane wartości znacznie przewyższają przykładowe roczne zapotrzebowanie domu jednorodzinnego na ciepło. Dlatego została przeliczona mikrokogeneracyjna produkcja ciepła w GD w warunkach zainstalowania microCHP o mocy cieplnej 8,5 kW pracującego rocznie 1296 h. Na rysunku 9 przedstawiono wyniki rekalkulacji mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w GD.



Rys. 9. Symulacja mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w GD na przykładzie domu jednorodzinnego – opracowanie własne

Wyniki rekalkulacji mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła wskazują na jej potencjalnie znikomy udział w całkowitej produkcji ciepła dla GD w Polsce. Nawet zbudowanie systemu wsparcia dla gospodarstw domowych w zasymulowanych warunkach nie zapewni znaczącego wzrostu liczby zainstalowanych microCHP i zwiększenia udziału ciepła w całkowitym wolumenie dla GD. Dla oceny potencjału produkcji ciepła z mikrokogeneracji należałoby przeprowadzić osobną symulację produkcji ciepła w instalacjach o mocy elektrycznej 1÷40 kW i mocy cieplnej do 70 kW. Stosunkowo krótki czas pracy microCHP w roku nie zapewnia efektywności pracy instalacji, a dodatkowo wydłuża okres zwrotu zainwestowanych środków.

4. Wnioski

1. Rozwój mikrokogeneracji dla gospodarstw domowych z uwagi na swój nikły wolumen nie wpłynie na zmiany na rynku ciepła dla odbiorców indywidualnych niepodłączonych do sieci ciepłowniczej. Zapewne nadal będą przeważać instalacje tańsze w zakupie i eksploatacji.
2. Zaprezentowane wyniki prognozy symulacji oraz warunków cenowych microCHP wskazują na potencjalne istnienie niszy rynkowej dla mikrokogeneracji efektywnej ekonomicznie – przy założeniu zbliżania się kosztów instalacji, montażu, przeglądów do porównywalnych technologii produkcji ciepła dla GD korzystających z ciepła poza sieciowego.

3. Z uwagi na rodzaj stosowanego w mikrokogeneracji paliwa rozwój mikrokogeneracji jest uzależniony od rozbudowy infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego lub infrastruktury dla LPG na obszarach nieobjętych ciepłem systemowym i zapewnienia dostępu do tej infrastruktury.
4. Niezależnie od zainicjowania rządowych/samorządowych systemów wsparcia zarówno producenci, jak i dystrybutorzy instalacji microCHP powinni dążyć do obniżenia kosztów instalacji, jej montażu oraz zapewnienia technicznych warunków do ich bezawaryjnej pracy.
5. Poniższe warunki mogą spełnić przesłanki do rozwoju mikrokogeneracji w naszym kraju:
 - Społeczna świadomości roli i funkcji mikrokogeneracji.
 - Systemy wsparcia i zachęty inwestycyjne po stronie rządu/samorządu oraz producentów/dystrybutorów microCHP.
 - Konkurencyjność cenowa paliwa gazowego do innych paliw.
 - Dostępność infrastrukturalna i bezpieczeństwo dostaw paliwa gazowego.
 - Efektywność ekonomiczna eksploatacji i utrzymania microCHP.Jednakże w obecnych warunkach rozwój microCHP dla GD nie jest i zapewne w najbliższej perspektywie nie będzie konkurencyjny w stosunku do innych technologii dostarczających ciepło do gospodarstw domowych.

Literatura

- [1] Bujlo P., Ellamla H., Pasupathi S., Pollet B., Staffell I.: Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector. *Journal of Power Sources* May 2015.
- [2] Ceran B.: Charakterystyki eksploatacyjne stosu ogniów paliwowych typu PEMFC. *Polityka energetyczna 2014 Zeszyt nr 3*.
- [3] Chmielewski A., Gumiński R., Lubikowski A., Mączak J., Szulim P.: Badania układu mikrokogeneracyjnego z silnikiem Stirlinga. W: *Materiały z XV Konferencji Rynek Gazu 2015, Naęczów, 22-24 czerwca 2015*.
- [4] CHP Technology - a detailed guide for CHP developers – Part 2. *Departament of Energy & Climate Change UK 2008*.
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. *Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3*.
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, *Dz. Urz. UE L 315/2 z 14.11.2012*.

-
- [7] Gospodarstwa domowe w 2011 roku – wyniki spisu ludności i mieszkań 2011. Główny Urząd Statystyczny 2013.
 - [8] Główny Urząd Statystyczny: Prognoza ludności na lata 2014-2050, Warszawa 2014.
 - [9] Główny Urząd Statystyczny: Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012 r., Warszawa 2014.
 - [10] Grahl Madsen, Jakobsen J., Juelsgaard K.F., Karlsen M., Moller Melchior M., Naslund M.m, de Wit J.: Development and demonstration of Danish fuel cell based micro cogeneration, 2013.
 - [11] Grygiel P., Sodolski H.: Laboratorium konwersji energii, Politechnika Gdańska, 2014.
 - [12] Holuk M., Janowski T.: Zastosowanie silnika Stirlinga w mikrokogeneracji domowej. Prace Instytutu Elektrotechniki 2011 Zeszyt nr 249.
 - [13] Informacje zawarte na stronie www.cieplosystemowe.pl.
 - [14] Informacje zawarte na stronie www.enefield.eu.
 - [15] Informacje zawarte na stronie www.energysavingtrust.org.uk.
 - [16] Iwan A., Paska J.: Ciepło z mikrokogeneracji i kogeneracji systemowej – konkurencja czy współpraca? Politechnika Lubelska, Rynek energii – Monografie, Lublin 2015.
 - [17] Ministerstwo Gospodarki: Polityka energetyczna Polski do 2030 r. Warszawa 2009.
 - [18] Ministerstwo Gospodarki: Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, projekt wersja 5.0. Warszawa 2015.
 - [19] Ministerstwo Gospodarki: Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, wersja 6.0. Warszawa 2015.
 - [20] Ministerstwo Gospodarki: Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku. Warszawa 2015.
 - [21] Ministerstwo Energii: Kompleksowa ocena potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce. Warszawa 2015.
 - [22] Paska J.: Technologie rozproszonych źródeł energii. Zakład Wydawniczy „INPE” w Bełchatowie. Bełchatów 2011.
 - [23] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
 - [24] Prymon M., Taler D., Wrona J.: Maszyny Stirlinga jako urządzenia do prowadzenia procesu skojarzonej produkcji energii oraz realizacji alternatywnych obiegów chłodniczych. Rynek Energii 2015 Nr 10.
 - [25] Rostocki L.: Energetyczne wskaźniki układów mikrokogeneracyjnych. Inżynieria Środowiska 2013 Nr 29.

Robert JĘDRYCHOWSKI, Paweł PIJARSKI, Sylwester ADAMEK
Politechnika Lubelska

MONITOROWANIE WPŁYWU MIKROINSTALACJI PROSUMENCKICH NA PARAMETRY ELEKTRYCZNE SIECI nN

Rozwój energetyki prosumenckiej będzie prowadzić do pojawienia się w sieci niskiego napięcia (nN) zjawisk występujących do tej pory w sieciach wyższych napięć. Szczególnie istotne będą zjawiska powodujące zmiany rozplływów mocy oraz pogorszenie parametrów jakości energii, które stwarzają potencjalne zagrożenia dla urządzeń pracujących w sieci. Aby im przeciwdziałać, niezbędne stanie się monitorowanie pracy tych fragmentów sieci, w których zainstalowano dużą liczbę mikroźródeł o relatywnie dużej mocy. Analiza pracy sieci nN wymaga w takim przypadku wykonania skomplikowanych, wielowariantowych symulacji i analiz np. warunków napięciowych w sieci nN o różnym stopniu nasycenia mikroinstalacjami, różnej strukturze, różnym charakterze obciążenia. Analizy tego typu pozwalają na dokonanie oceny właściwości sieci oraz identyfikację potencjalnych zagrożeń. Ponadto, obliczenia umożliwiają określenie mocy granicznej układów mikroinstalacji wytwórczych możliwej do przyłączenia w rozpatrywanej stacji transformatorowej lub obwodzie nN.

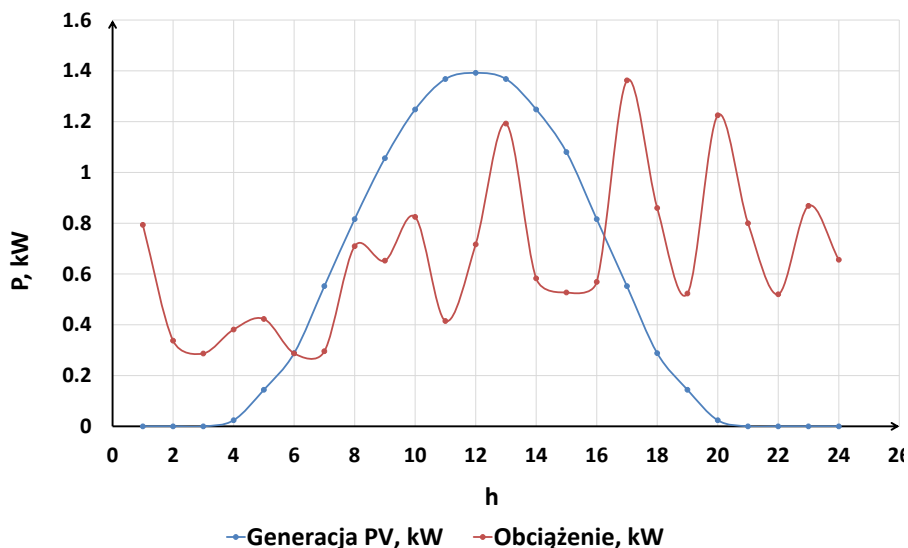
1. Istota problemu

Zgodnie z ustawą [1] mikroinstalacja to *instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW*. Przyłączenie do sieci nN tego rodzaju źródeł, w przypadku odbiorców końcowych, według ustawy [2], może się odbywać na dwa sposoby:

- na podstawie zgłoszenia – jeżeli moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa od mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia,
- poprzez zgłoszenie wniosku o określenie warunków przyłączenia – jeżeli moc zainstalowana mikroinstalacji jest większa od mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia.

W artykule skupiono uwagę na pierwszym z wymienionych powyżej sposobów przyłączania mikroinstalacji – na podstawie zgłoszenia.

Rozwój mikroinstalacji, szczególnie fotowoltaiki, spowodowany spadkiem ich cen, wydaje się być nieunikniony. W konsekwencji należy się spodziewać różnych problemów technicznych, wśród których najpoważniejszym z nich prawdopodobnie będzie oddziaływanie napięciowe [3, 6], wynikające z przepływu mocy od miejsca przyłączenia tych źródeł w stronę stacji SN/nN. Wynika to z faktu, że korelacja mocy w nich generowanej z mocą zapotrzebowaną jest niewielka. Na rys. 1. przedstawiono przykładowy, dobowy wykres zapotrzebowania na moc w okresie letnim (doba lipcowa) oraz generacji mocy w prosumentkiej instalacji fotowoltaicznej (w tej samej dobie).



Rys. 1. Zapotrzebowanie mocy przykładowego odbiorcy w dobie lipcowej oraz generacji mocy w instalacji fotowoltaicznej

Na rys. 1. widać, że występują okresy, kiedy maksymalna moc generowana w instalacji fotowoltaicznej nie pokrywa się z maksymalnym zapotrzebowaniem. Sytuacja taka jest niekorzystna ponieważ będzie powodować przepływy mocy w kierunku transformatora SN/nN i w rezultacie przyczyniać się do powstawania efektu „podbicia napięcia” będącego odwrotnością efektu spadku napięcia. Dobowa zmienność obciążenia oraz generacji mogą powodować częste i znaczne, jak na sieć nN, zmiany napięcia (np. od 360 V do 440 V a nawet więcej w niekorzystnych sytuacjach). W rezultacie, zmiany te mogą być szczególnie dokuczliwe dla odbiorców przyłączonych w pobliżu miejsca zainstalowania mikroinstalacji.

Rozwiązaniem tego problemu może być:

- sterowanie mocą bierną źródeł,
- sterowanie mocą czynną źródeł,
- wyłączanie „niezbędnej liczby źródeł”.

Każdy z wymienionych sposobów posiada swoje wady i zalety. Abstrahując od kwestii prawnych, wydaje się, że sterowanie grupą źródeł zlokalizowanych w obrębie jednej stacji transformatorowej jest dobrym sposobem radzenia sobie z opisanym wyżej problemem napięciowym. Możliwe jest, zarówno sterowanie poprzez oddziaływanie na parametry falownika każdej instalacji wytwórczej, jak też dokonywanie zdalnych wyłączeń. W każdym przypadku zakres interwencji układu sterowania jest minimalizowany, tak by osiągnięty został stan napięciowy sieci możliwy do zaakceptowania przez odbiorców.

2. Propozycja algorytmu sterowania

Obecnie w sieciach nN nie jest prowadzona regulacja napięcia w trybie ciągłym. Pośrednio taka regulacja odbywa się przez regulację napięcia na szynach zasilających sieci średniego napięcia (SN). Natomiast sprawdzenie warunków napięciowych w samych sieciach nN odbywa się w czasie przeglądów eksploatacyjnych stacji transformatorowych lub w przypadku zgłoszeń reklamacyjnych od odbiorców energii. W związku z przewidywanymi problemami technicznymi w czasie pracy źródeł należy opracować algorytm sterowania pracą sieci z uwzględnieniem wykorzystania pewnych możliwości regulacyjnych źródeł albo nawet, jeśli okaże się to konieczne, ograniczania ich mocy. Próbę opracowania analogicznego algorytmu dla sieci SN przedstawiono np. w [6]. Specyfika sieci nN jest jednak taka, że nie ma możliwości regulowania napięcia na szynach stacji zasilających przez zmianę przekładni transformatora (transformatory SN/nN nie mają podobciążeniowych przełączników zaczepów) oraz stosunek R/X linii sprawia, że regulacja napięć przez zmianę rozplywu mocy biernej jest mniej efektywna. Niemniej jednak, wydaje się być wskazane prowadzenie automatycznego nadzoru nad pracą układu, ponieważ pozostawienie sytuacji napięciowej bez kontroli może prowadzić do skarg i reklamacji ze strony klientów lub nawet do awarii odbiorników.

Sterowanie napięciami w sieci nN będzie możliwe po spełnieniu kilku warunków:

- sieć w pewnym zakresie będzie obserwowalna – znane są napięcia w wybranych węzłach oraz moce generowane w źródłach,
- dysponujemy informacjami o topologii i parametrach gałęzi sieci,
- dysponujemy algorytmem pozwalającym na określenie wartości wymuszeń w sieci (napięć, mocy generowanych), tak by zapewnić poprawną pracę układu,
- istnieje możliwość przesłania wyników obliczeń do urządzeń wytwórczych w sieci i zmiany parametrów ich pracy zgodnie z aktualnymi warunkami.

Warunek obserwowalności parametrów pracy sieci przy obecnym stanie rozwiązań technicznych wydaje się być realny do spełnienia. Topologia sieci i jej dane także są możliwe do zebrania aczkolwiek proces ten może być żmudny ze względu na znaczną liczbę linii nN.

Problemem inżynierskim, ale i w pewnym sensie prawnym, jest natomiast określenie wartości wymuszeń w sieci oraz ich realizacja przez źródła prosumenckie. W niniejszej publikacji skupiono się przede wszystkim na zagadnieniach technicznych.

W celu przeprowadzenia obliczeń napięć w węzłach sieci powinniśmy dysponować modelem sieci, czyli wartościami rezystancji i reaktancji poszczególnych fragmentów linii elektroenergetycznych oraz mocami w poszczególnych węzłach. W przypadku sieci nN nierealne wydaje się zdobycie wszystkich potrzebnych danych (np. mocy odbiorców). Dlatego w praktyce będzie możliwe wyłącznie wykorzystanie danych mierzonych w sterownikach obiektowych (*slave*) zainstalowanych przy źródłach prosumentów (opisanych w dalszej części artykułu). Pozostałe napięcia będą musiały być aproksymowane w zależności od aktualnego obciążenia (wyznaczanego na podstawie pomiarów sterownika *master* w stacji SN/nN) i topologii sieci. Zakładając, że uda się określić przybliżone wartości napięć, np. przy pomocy modeli analogicznych do opisanych w [6], algorytm sterowania pracą sieci powinien zapewnić w pierwszej kolejności likwidację ewentualnych przekroczeń, czyli spełnienie zależności:

$$0,9 \cdot U_N \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_N, \quad (1)$$

gdzie U_N jest napięciem znamionowym sieci, U_i – jest napięciem zasilającym u i -tego odbiorcy.

Następnie, jeśli zainstalowane źródła pozwalałyby na regulację ich mocy biernych i czynnych, można optymalizować pracę układu w taki sposób, by odchyłki napięć zasilających odbiorców od napięcia znamionowego były jak najmniejsze. W praktyce oznaczałoby to minimalizowanie wskaźnika jakości napięcia opisanego w [6] i danego zależnością:

$$wsk_U = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{U_i - U_N}{U_N} \right)^2}, \quad (2)$$

gdzie U_N jest napięciem znamionowym sieci, U_i – jest napięciem zasilającym u i -tego odbiorcy, n – to liczba odbiorców.

Praktyczna realizacja algorytmu sterowania będzie wymagała rozbudowy infrastruktury sieciowej o układy pomiarowe i transmisji danych. Realizacja takich układów wydaje się być obecnie możliwa do przeprowadzenia przy pomocy standardowych urządzeń dostępnych na rynku.

3. Układ sterowania i regulacji

Organizując układ sterowania pracą sieci nN z przyłączonymi mikroźródłami należy zdefiniować cele, jakie powinien on realizować. Zostały one pośrednio zdefiniowane w poprzednich rozdziałach. Należą do nich:

- monitorowanie parametrów elektrycznych w wybranych punktach sieci nN,
- współpraca z mikroźródłami energii,
- realizacja algorytmów pozwalających na kontrolę pracy sieci,
- zapewnienie komunikacji pomiędzy współpracującymi elementami układu.
- retransmisja danych do systemu SCADA operatora sieci dystrybucyjnej.

Aby zrealizować te założenia opracowana została koncepcja układu sterowania opartego na współpracujących urządzeniach, tworzących architekturę rozproszoną, pracujących w układzie *master – slave*.

Głównym elementem układu jest sterownik *master* zainstalowany w rozdzielniczy nN stacji transformatorowej SN/nN. Pełni on kilka istotnych funkcji, do których należą:

1. Pomiar podstawowych parametrów elektrycznych po stronie nN transformatora oraz w obwodach odpiływowych. Pomiaru te realizowane są w układzie półpośrednim z wykorzystaniem przekładników prądowych lub cewek Rogowskiego zainstalowanych na poszczególnych torach prądowych.
2. Wyznaczanie wartości kryterialnych niezbędnych do oceny stanu pracy sieci w obwodzie głównym i poszczególnych odpiływach, pozwalających na ich ocenę w procesie sterowania.
3. Realizacja przyjętych dla danego układu algorytmów sterowania pracą sieci opisanych w poprzednim rozdziale.
4. Zapewnienie komunikacji z poszczególnymi sterownikami *slave*, z uwzględnieniem przyjętej technologii komunikacji.
5. Monitorowanie pracy sieci, generacja ostrzeżeń i alarmów.
6. Sterowanie pracą poszczególnych sterowników *slave*, a przez to pracą źródeł energii z uwzględnieniem specyfiki poszczególnych źródeł.
7. Dostarczanie informacji do systemu SCADA operatora sieci. Będą to informacje o wielkościach pomiarowych i wybranych sygnałach alarmowych.
8. Wizualizacja stanu pracy sieci i układu.

Niemniej ważne są również sterowniki *slave*. Są one zainstalowane w rozdzielnicach budynku lub złącza instalacji nN, do których przyłączono źródło. Pełnią one funkcje monitora pracy źródła, sieci elektroenergetycznej w punkcie przyłączenia oraz instalacji prosumenckiej. Do ich zadań zaliczyć można:

1. Pomiar podstawowych parametrów elektrycznych ze szczególnym uwzględnieniem tych, które są niezbędne do działania algorytmu sterującego.
2. Retransmisja danych do sterownika *master*.
3. Bezpośrednia lub pośrednia kontrola pracy układu przekształtnikowego źródła z uwzględnieniem pracy instalacji prosumenckiej.

Źródła energii o małej mocy przyłączane są do sieci za pośrednictwem inwerterów wyposażonych we własne sterowniki. Ze względu na dużą

różnorodność inwerterów oraz sterowników trudno założyć, że wszystkie układy będą posiadać jednakowe funkcje i właściwości.

Pracę sterownika *slave* można analizować w zależności od możliwości współpracy sterownika *slave* ze sterownikiem źródła.

W najmniej korzystnym przypadku, gdy taka współpraca z przyczyn technicznych lub innych nie będzie możliwa, rola sterownika ograniczy się do pomiaru zadanych wielkości, ich retransmisji do sterownika *master*. Możliwe byłoby również, w sytuacjach krytycznych, odłączenie źródła w instalacji prosumenckiej.

W drugim przypadku, można założyć nadzorowanie pracy źródła poprzez sterownik lokalny, przypisany do inwertera, kontrolujący jego pracę. Możliwa byłaby realizacja wszystkich zadań opisanych w poprzednim przypadku, a także oddziaływanie na pracę źródła poprzez algorytmy regulacyjne zdefiniowane w sterowniku lokalnym przez jego producenta. Zakres regulacji zależny byłby od możliwości sterownika lokalnego.

Trzeci przypadek zakłada pełną kontrolę nad przekształtnikiem źródła, co pozwalałoby na realizację algorytmów sterowania generacją bezpośrednio w sterowniku *slave*. Taką samą funkcjonalność można osiągnąć przy założeniu bezpośredniej wymiany danych pomiędzy sterownikiem lokalnym (dostarczonym przez producenta wraz z inwerterem) mogącym realizować sterowanie, zarówno mocą czynną, jak i bierną, a sterownikiem *master*.

We wszystkich przypadkach konieczne jest zachowanie autonomiczności pracy układów lokalnych tak, aby nawet przy braku komunikacji ze sterownikiem nadrzędnym zagwarantowana była bezpieczna praca źródła.

Ważnym elementem niezbędnym do prawidłowego działania układu jest sieć komunikacyjna gwarantująca wymianę danych pomiędzy elementami układu. Jej budowa zależna jest od odległości pomiędzy poszczególnymi elementami systemu. Pomiedzy sterownikami *master* oraz *slave*, komunikacja może zostać oparta na transmisji radiowej (Wi-Fi, GPRS) lub wykorzystując sieć energetyczną. Dla komunikacji pomiędzy sterownikiem *slave*, a sterownikiem źródła przewidywana jest komunikacja asynchroniczna (RS323, RS485).

Prezentowany układ sterowania można zrealizować opierając się na istniejących rozwiązaniach. Jest to szczególnie istotne na etapie prac badawczych i oceny poprawności pracy przyjętego modelu. Takim przykładem jest sterownik PLC. Dzięki swej modułowej budowie sterowniki pozwalają na rozszerzenie możliwości oferowanych przez klasyczne urządzenia automatyki [5]. Ich budowa pozwala na dostosowanie listy sygnałów wejściowych i wyjściowych oraz portów komunikacyjnych zależnie od potrzeb systemu, który nadzorują. Pracując w instalacji elektrycznej prosumenta i sieciach nN mogą pełnić, zarówno funkcję sterownika nadrzędnego *master*, sterownika zarządzającego pracą źródła, jak również modułu wykonawczego realizującego funkcje automatyki budynkowej sterującego pracą wybranych obwodów instalacji prosumenckiej. Dodatkowo można na nich zrealizować interfejs HMI

wykorzystując panele dotykowe, wbudowany serwer WWW lub możliwość komunikacji z dowolnym urządzeniem zewnętrznym.



Rys. 2. Sterownik PLC WAGO-I/O-SYSTEM serii 750 zainstalowany w rozdzielnicy budynku

Sterowniki PLC posiadają szereg możliwości pozyskiwania informacji o pracy sieci nN oraz instalacji prosumenckiej poprzez moduły sterownika oraz elementy z nimi współpracujące. Do pierwszej grupy elementów należą moduły pomiarowe, wśród których można wymienić [4]:

1. Moduły pomiarowe przeznaczone do pomiaru trójfazowych, pozwalające na pomiar prądów do 1 A lub 5 A, a po zastosowaniu przekładników prądowych nawet do 1000 A. Moduły te pozwalają na pomiar prądu oraz napięcia a następnie wyznaczenie takich wielkości, jak moc (czynna, bierna, pozorna), energia, współczynnik mocy, częstotliwość i wyższe harmoniczne.
2. Przetworniki pomiarowe prądu pozwalające na pomiar prądów przemiennych i stałych do 1 A lub 5 A, a po zastosowaniu przekładników prądowych lub cewek Rogowskiego nawet do 2000 A. Przetworniki przetwarzają sygnał prądu mierzonego na sygnał analogowy (4 mA – 20 mA) akceptowalny przez standardowe moduły analogowe.
3. Inteligentne czujniki przepływu prądu, pozwalające na kontrolę prądu stałego np. wytwarzanego przez PV.

Drugą grupę elementów stanowią moduły komunikacyjne pozwalające na wymianę informacji pomiędzy sterownikami oraz innymi elementami np. sterownikiem źródła czy licznikami energii. Możliwa jest komunikacja wykorzystująca: łącza asynchroniczne RS 232, RS 485, sieci TCP/IP, łącza bezprzewodowe. Komunikacja ta może wykorzystywać różne protokoły komunikacyjne obsługujące automatykę budynkową (Modbus, LonWorks), jak również protokoły wykorzystywane w układach SCADA stosowanych w krajowej energetyce (IEC 60870-5, DNP 3,0 a także IEC61850).

Trzecią grupą elementów są moduły konwertujące, pozwalające na współpracę sterowników PLC z różnymi standardami zarządzania budynkiem. Do modułów tych zaliczyć można moduły kontrolera instalacji inteligentnej pracującej w standardzie KNX czy moduł DALI do sterowania oświetleniem.

Oprócz elementów sprzętowych właściwości sterowników PLC można rozbudowywać i modyfikować poprzez zastosowanie odpowiednio dobranego oprogramowania w postaci bibliotek definiujących funkcję sterownika.

Tworzony system sterowania siecią elektroenergetyczną nN oraz instalacjami prosumenckimi oparty na sterowniku PLC można wykorzystywać stosując dodatkowo rozszerzenia opisujące pracę źródeł rozproszonych. Dzięki takiemu podejściu przedstawione rozwiązania automatyki sterującej pracą sieci nN będą zgodne z zaleceniami opisanymi dla Smart Grid i pozwalają na współpracę z innymi elementami tworzącymi system inteligentny.

4. Podsumowanie

Rozwój energetyki prosumenckiej, pomimo opóźnień wynikających z zawrotań legislacyjnych, wydaje się na dzień dzisiejszy raczej przesądzony. W wielu polskich gminach wdrażane są projekty zakupu i instalacji odnawialnych źródeł z dofinansowaniem UE. Problemy techniczne związane z niedopasowaniem mocy generowanej do pobieranej są w niedalekiej przyszłości prawdopodobne. Można je rozwiązywać na różne sposoby – np. przez rozbudowę sieci o dodatkowe linie lub stacje SN/nN, podobnie jak dzieje się przy wzroście zapotrzebowania na moc. Wydaje się jednak uzasadnione ekonomicznie stosowanie także rozwiązań poprawiających wykorzystanie istniejących sieci przez zastosowanie dostępnych, inteligentnych rozwiązań teleinformatycznych.

Odrębnym problemem jest oczywiście określenie podstaw prawnych i narzędzi ekonomicznych umożliwiających wpływ na pracę źródeł prosumenckich. Owe rozwiązania prawne powinny prowadzić do promowania wśród inwestorów rozwiązań technicznych wspierających pracę istniejących sieci elektroenergetycznych bez kosztownej ich rozbudowy. Takie rozwiązania, jak chociażby instalacja dedykowanych sterowników lub układów magazynowania energii, np. w akumulatorach ciepła lub bateriach akumulatorów elektrycznych, są dostępne do realizacji, aczkolwiek bez odpowiedniej zachęty ekonomicznej nie będą przez prosumenckich stosowane.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii. Dz.U. 2015 poz. 478, <http://isap.sejm.gov.pl/>
- [2] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne. Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348, <http://isap.sejm.gov.pl/>
- [3] Kacejko P., Pijarski P.: Zarządzanie mikroinstalacjami OZE – realne wyzwanie techniczne, czy tylko impuls marketingowy?. Rynek Energii, Nr 1 (122) - 2016, s. 41-45.

- [4] Jędrychowski R.: Systemy akwizycji danych dla małych źródeł wytwórczych. *Poznań University Of Technology Academic Journals. Electrical Engineering* - 2012, nr 70, s. 225-231.
- [5] Jędrychowski R. Wykorzystanie sterowników PLC, jako źródła informacji dla systemów nadzorujących pracę jednostek wytwórczych małej mocy. *Rynek Energii* - 2014, nr 1, vol. 110, s. 30-34.
- [6] Kacejko P., Adamek S., Wydra M.: Optimal voltage control in distribution networks with dispersed generation. *Proceedings of Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenburg, Sweden, 11–13 October 2010*; pp. 1–4.

Roman KORAB
Politechnika Śląska

MIKROELEKTROWNIE WIATROWE W SYSTEMACH ZASILANIA BUDYNKÓW

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków wprowadza pojęcie budynku o niemal zerowym zużyciu energii (budynek zeroenergetyczny). Zgodnie z tą dyrektywą od 2020 roku wszystkie nowo budowane obiekty będą musiały spełniać ten wymóg, przy czym jako budynek o niemal zerowym zużyciu energii rozumie się budynek o bardzo wysokiej charakterystyce energetycznej, w którym wymagana ilość energii pochodzi w dużym stopniu ze źródeł odnawialnych, w tym ze źródeł zintegrowanych z rozpatrywanym budynkiem. Budynki zeroenergetyczne stanowią więc rozwinięcie koncepcji budynków pasywnych [9, 10], w których niskie zapotrzebowanie na energię wynika głównie z ograniczenia jej zużycia na cele grzewcze, będące efektem zastosowania przegród budowlanych oraz okien o wysokiej izolacyjności cieplnej oraz systemu wentylacji z odzyskiem ciepła. Kolejną ich cechą szczególną jest bardziej efektywne użytkowanie energii elektrycznej przez urządzenia energooszczędne oraz wyposażenie w systemy sterowania dla tzw. inteligentnego domu. Budynek zeroenergetyczny nie jest więc obiektem nie zużywającym energii w ogóle. Pojęcie „zeroenergetyczny” odnosi się tutaj do energii pobieranej z zewnątrz, ponieważ zapotrzebowanie energetyczne obiektu w całości pokrywają źródła zainstalowane w budynku lub w jego najbliższym otoczeniu. W tym celu powinny być wykorzystywane zwłaszcza odnawialne źródła energii, takie jak: panele fotowoltaiczne i kolektory słoneczne, pompy ciepła i kotły biomasowe, a także – stanowiące temat niniejszego referatu – mikroturbiny (mikroelektrownie) wiatrowe.

W dalszej części referatu dokonano krótkiego przeglądu różnorodnych rozwiązań mikroturbin wiatrowych, wskazując na główne wady i zalety najpopularniejszych z nich. Wymieniono możliwości współpracy mikroźródła wiatrowego z instalacją odbiorczą budynku. Następnie zaprezentowano wyniki symulacji pracy elektrowni wiatrowej zintegrowanej z instalacją odbiorczą budynków przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, zlokalizowanych w różnych częściach Polski. Dla wybranych lokalizacji przeprowadzono również analizę wpływu wysokości zainstalowania turbiny na produkcję energii elektrycznej. Porównano także, pod względem ilości wytwarzanej energii, mikroelektrownie z turbinami o poziomej i pionowej osi obrotu.

1. Rodzaje mikroturbin wiatrowych [1, 2, 5 ÷ 8]

Jednym z istotnych kryteriów podziału mikroturbin wiatrowych jest kryterium wykorzystujące położenie osi wirnika. Zgodnie z nim wyróżnia się:

- turbiny o poziomej osi obrotu – *HAWT* (*Horizontal Axis Wind Turbines*),
- turbiny o pionowej osi obrotu – *VAWT* (*Vertical Axis Wind Turbines*).

Turbiny *HAWT* posiadają poziomą oś, dookoła której, w płaszczyźnie pionowej, obraca się wirnik. Należą do nich konstrukcje: jednołopatowe, dwułopatowe, trójłopatowe, wielołopatowe, z dyfuzorem, a także turbiny wykorzystujące efekt Magnusa oraz turbiny wielowirnikowe. Drugą grupę stanowią turbiny *VAWT* posiadające pionową oś, dookoła której, w płaszczyźnie poziomej, obraca się wirnik. Do turbin o osi pionowej zaliczają się turbiny: Savoniusa, Darrieusa, H-Darrieusa, wieloskrzydłowe Savoniusa, turbiny będące połączeniem turbin Savoniusa i Darrieusa, świderkowe, karuzelowe oraz turbiny z rotorem bębnowym.

Ze względu na osiągnięte najwyższe wartości współczynnika wykorzystania mocy wiatru, obecnie najczęściej spotykane są turbiny o osi poziomej, z wirnikiem trójłopatowym, przy czym turbiny te, z powodu stosunkowo niskiego momentu rozruchowego, są przeznaczone raczej do zastosowań na terenach bardziej zasobnych w energię kinetyczną wiatru, ponieważ startowa prędkość wiatru dla mikroturbin tej konstrukcji wynosi około 2,5 ÷ 3 m/s. Turbiny *HAWT* wymagają również dodatkowego urządzenia zapewniającego prostopadłe ustawienie względem kierunku wiatru. W mikroturbinach jest to najczęściej ster kierunkowy, prostopadły do powierzchni wirnika.

Spśród turbin o pionowej osi obrotu dużą popularnością cieszą się turbiny oparte na koncepcji Savoniusa. Cechują się one dużym momentem obrotowym, dzięki któremu praca turbiny rozpoczyna się już przy prędkości wiatru wynoszącej około 1,5 m/s. Konstrukcja wirnika jest również odporna na silne podmuchy wiatru, a jej wyłączenie następuje dopiero przy prędkościach wiatru przekraczających nawet 40 m/s (dla porównania mikroturbina *HAWT* mogą pracować zwykle przy prędkościach wiatru nie przekraczających 25 m/s). Dodatkowo turbiny *VAWT* nie wymagają urządzeń pozycjonujących je względem kierunku wiatru. Największą wadą turbin Savoniusa jest niski współczynnik wykorzystania mocy wiatru. Mikroturbiny o pionowej osi obrotu są też zwykle droższe od turbin o osi poziomej o tej samej mocy znamionowej.

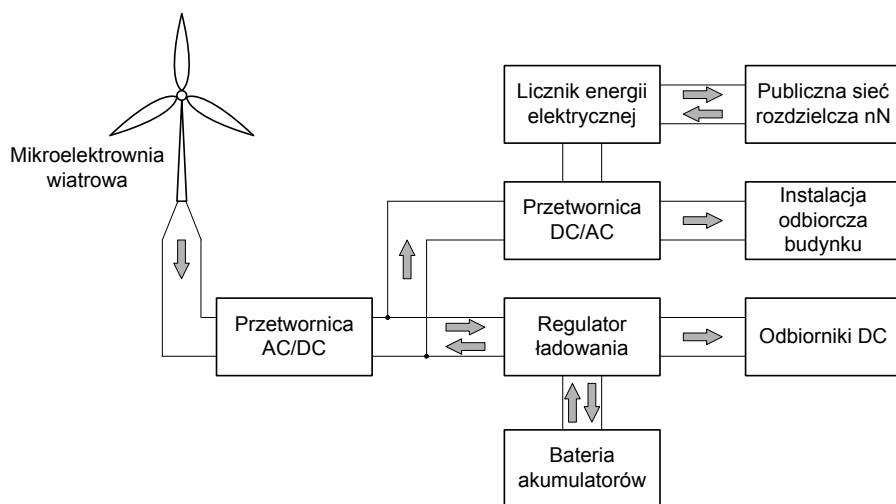
2. Mikroelektrownia wiatrowa w układach zasilania budynków

Mikroturbina wiatrowa, napędzająca odpowiedni generator elektryczny, tworzy mikroelektrownię wiatrową, która – zwykle przez odpowiedni przekształtnik energoelektroniczny – może zostać przyłączona do instalacji elektrycznej obiektu budowlanego. Podstawowym kryterium klasyfikacji

powstałych w ten sposób systemów zasilania jest sposób współpracy instalacji elektrycznej budynku, wyposażonej we własne, w tym odnawialne, źródła energii, z zewnętrzną siecią elektroenergetyczną. W obszarze tym wyróżnia się tzw. systemy *off-grid*, bez połączenia z siecią, oraz systemy *on-grid*, przyłączone do sieci elektroenergetycznej nN.

Systemy *off-grid*, określane także jako autonomiczne, wydzielone lub wyspowe, nie posiadają połączenia z siecią elektroenergetyczną. Energia elektryczna zasilająca odbiorniki jest w całości wytwarzana przez źródła zainstalowane w układzie. Brak dostępu do sieci może wynikać m.in. z wysokich kosztów przyłączenia, będących efektem słabego rozwoju infrastruktury sieciowej na danym terenie, lub z trudnych warunków terenowych, uniemożliwiających budowę linii. Niekiedy tego rodzaju systemy powstają również jako alternatywa dla zasilania sieciowego z wyboru właścicieli obiektów, którzy w ten sposób uniezależniają się od awaryjności sieci oraz wzrostu cen energii elektrycznej. Niezbędnym element systemów *off-grid* są baterie akumulatorów, pozwalające wykorzystywać energię wytworzoną przez źródła odnawialne w momencie, gdy moc generowana jest niższa niż pobierana przez odbiorniki. Akumulatory powinny mieć odpowiednio dobraną pojemność, zapewniającą zachowanie ciągłości zasilania. Jednak są one drogim elementem układu, dodatkowo o ograniczonej trwałości, wymuszającej ich okresową wymianę. Ze względu na swoje cechy systemy *off-grid* znajdują zwykle zastosowanie do zasilania budynków mieszkalnych znacznie oddalonych od sieci elektroenergetycznej, domków letniskowych, stacji telekomunikacyjnych i meteorologicznych, latarni ulicznych, aktywnych znaków drogowych i wielu podobnych obiektów.

Drugą grupę systemów zasilania budynków stanowią systemy *on-grid*. Mogą mieć one różną konfigurację, ale ich cechą wspólną jest przyłączenie do publicznej sieci rozdzielczej nN. Przykładowy, oparty na mikroelektrowni wiatrowej, system zasilania budynku typu *on-grid* został poglądowo zaprezentowany na rys. 1. Wytworzona w mikroelektrowni wiatrowej energia elektryczna prądu przemiennego (mikroturbiny przeznaczone do zasilania budynków najczęściej współpracują z generatorem synchronicznym z magnesami trwałymi) jest przekształcana na energię prądu stałego, która jest dalej przekazywana obwodami zasilającymi DC do przekształtnika DC/AC. Tam jest ona przekształcana w energię prądu przemiennego o odpowiednich dla współpracy z siecią parametrach i za pośrednictwem obwodów zasilających AC jest dalej przekazywana do obwodów odbiorczych instalacji budynku. Nadmiar energii jest przekazywany do sieci rozdzielczej nN. W zależności od potrzeb, część wytworzonej przez źródło wiatrowe energii może również zasilać odbiorniki DC lub może zostać zmagazynowana w baterii akumulatorów (odpowiednio dobranej dla celów magazynowania energii lub stanowiącej zasobnik samochodu elektrycznego). W okresach niedoboru energii pochodzącej ze źródła odnawialnego, odbiorniki zasilane są z sieci rozdzielczej nN.



Rys. 1. Poglądowy schemat systemu zasilania budynku typu *on-grid*, opartego na mikroelektrowni wiatrowej (strzałkami zaznaczono kierunki przepływu energii elektrycznej)

3. Symulacja pracy mikroelektrowni wiatrowych w systemach zasilania budynków mieszkalnych

3.1. Założenia ogólne

Do głównych czynników wpływających na ilość energii generowanej przez mikroelektrownię wiatrową można zaliczyć:

- czasową zmienność prędkości wiatru w miejscu zainstalowania turbiny,
- wysokość zainstalowania osi turbiny wiatrowej nad powierzchnią gruntu,
- ukształtowanie terenu w najbliższym otoczeniu mikroelektrowni,
- parametry powietrza atmosferycznego (ciśnienie, temperaturę, gęstość, wilgotność).

Moc strumienia wiatru określa zależność [6]:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3, \quad (1)$$

gdzie:

ρ – gęstość powietrza,

A – powierzchnia, przez którą przepływa strumień powietrza,

v – prędkość powietrza.

Zgodnie z wzorem (1) moc strumienia wiatru jest zależna głównie od prędkości wiatru, podniesionej do trzeciej potęgi. Zatem nawet niewielkie zmiany prędkości czynnika napędowego skutkują znacznymi zmianami mocy generowanej przez mikroelektrownię wiatrową. W związku z tym instalację mikroelektrowni należy poprzedzić określeniem warunków wiatrowych, panujących w rozpatrywanej lokalizacji, najlepiej prowadząc odpowiednie pomiary. Jeżeli

z różnych względów nie można wykonać takich pomiarów, w zastępstwie można skorzystać z danych zebranych w najbliższej stacji meteorologicznej. Na obszarze Polski pomiary prędkości wiatru prowadzone są w 61 stacjach IMGW. Wykonane pomiary wieloletnie umożliwiły opracowanie typowych lat meteorologicznych dla każdej ze stacji, które opublikowano na stronie internetowej Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa. Zamieszczone tam zbiory danych zawierają m.in. pomiary prędkości oraz kierunku wiatru, które zostały wykorzystane w przeprowadzonych symulacjach pracy mikroelektrowni wiatrowych.

Podstawowym narzędziem obliczeniowym był model matematyczny budynku plus-energetycznego, opracowany w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej [3]. Model ten umożliwia wyznaczenie ilości generowanej energii przez różne źródła, możliwe do zintegrowania z kilkoma typami budynków. W niniejszych symulacjach rozpatrywano mikroelektrownię wiatrową, zasilającą budynek mieszkalny z instalacją *on-grid*. W obliczeniach, bazując na danych dla typowych lat meteorologicznych, określono rzeczywiste warunki wiatrowe w miejscu zainstalowania mikroturbiny. W tym celu uwzględniono wysokość zainstalowania wirnika, ukształtowanie terenu w jego okolicy oraz rzeczywistą gęstość powietrza. Następnie, na podstawie właściwej charakterystyki mocy generowanej w funkcji prędkości wiatru, wyznaczano ilość generowanej przez daną mikroelektrownię energii elektrycznej. Symulację przeprowadzono w horyzoncie rocznym, z rozdzielczością godzinową. Analizowano współpracę mikroelektrowni wiatrowych różnych mocy i typów, zasilających budynki mieszkalne o kilku poziomach rocznego zużycia energii elektrycznej. Przejście z rocznego zużycia odbiorcy na wartości zapotrzebowania godzinowego zostało wykonane przy wykorzystaniu statystyczno-probabilistycznego modelu dobowego obciążenia odbiorcy. Wyniki obliczeń uzyskane za pomocą modelu matematycznego budynku plus-energetycznego zostały porównane z wynikami uzyskanymi dla tych samych danych przy pomocy programu Homer Energy [4].

3.2. Efektywność mikroelektrowni wiatrowej w zależności od zasobów energii wiatru

Poziom zasobów energii kinetycznej wiatru jest szczególnie zależny od jego prędkości. Podstawowy, bardzo ogólny, podział obszaru Polski pod względem średniej prędkości wiatru prezentuje, opracowana przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, mapa stref energetycznych (rys. 2). Korzystając z tej mapy wybrano dziesięć, leżących w różnych strefach, miejscowości, posiadających stacje meteorologiczne. Wybrane miasta, dla których dokonano symulacji pracy mikroelektrowni wiatrowych, zaznaczono na rys. 2. Dla podanych lokalizacji przeprowadzono symulację pracy mikroturbin wiatrowych o poziomej osi obrotu, zainstalowanych na maszcie o wysokości 15 m.



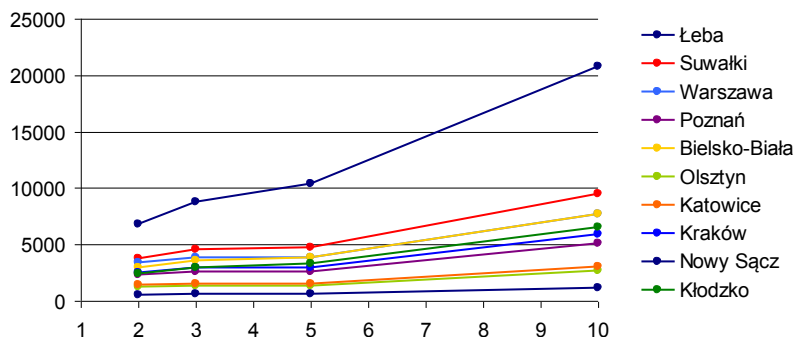
Rys. 2. Strefy energetyczne wiatru w Polsce oraz rozpatrywane lokalizacje mikroelektrowni wiatrowych

Najważniejsze dane (moc znamionową P_n , prędkości: startową v_s , znamionową v_n i wyłączenia v_w , średnicę ϕ i powierzchnię A wirnika oraz sprawność η) rozpatrywanych w symulacjach mikroturbin zestawiono w tab. 1. Z kolei na rys. 3 pokazano ilości wyprodukowanej przez mikroelektrownie wiatrowe energii elektrycznej w okresie rocznym.

Tabela 1

Najważniejsze dane znamionowe rozpatrywanych mikroturbin wiatrowych

Model	P_n , kW	v_s , m/s	v_n , m/s	v_w , m/s	ϕ , m	A , m ²	η , %
MW1	2	3	9	25	3,6	10,2	44,0
MW2	3	3	10	25	4,5	15,9	30,8
MW3	5	3	12	25	5,8	26,4	17,9
MW4	10	3	12	25	8,0	50,3	18,8



Rys. 3. Roczna produkcja energii elektrycznej, w kWh, przez mikroelektrownie wiatrowe o mocach 2, 3, 5 oraz 10 kW, zainstalowane w różnych lokalizacjach w Polsce

Zgodnie z oczekiwaniami najwięcej energii wytworzy mikroelektrownia wiatrowa zainstalowana w Łebie, gdzie roczna ilość uzyskiwanej energii przewyższa około dwukrotnie produkcję w drugiej najkorzystniejszej lokalizacji, jaką są Suwałki. Pomimo, że z rys. 2 wynika, że oba miasta leżą w tej samej (najkorzystniejszej) strefie energetycznej, uzyskane rezultaty potwierdzają, iż najlepsze warunki dla lokalizacji mikroelektrowni wiatrowych występują w obszarach nadmorskich, gdzie ruch powietrza jest najmniej zakłócany przez naturalne i sztuczne przeszkody terenowe. Wpływ ukształtowania terenu uwidacznia się również silnie podczas porównania wyników dla innych lokalizacji, np. dla Poznania i Krakowa. Pomimo, że Kraków leży w czwartej strefie energetycznej (rys. 2), to niższa klasa szorstkości terenu niż w przypadku leżącego w drugiej strefie Poznania powoduje, że generacja energii przez mikrowiatrak jest nieco wyższa w Krakowie (niższa klasa szorstkości terenu dla Krakowa jest tutaj efektem umieszczenia stacji meteorologicznej w pobliżu portu lotniczego, a więc dane o prędkościach wiatru reprezentują zerową klasę szorstkości, odpowiadającą terenom otwartym). W przypadku lokalizacji turbiny wiatrowej na obszarach zabudowanych należy skorygować klasę szorstkości, która w rezultacie będzie skutkowałą obniżeniem ilości wytwarzanej energii. Aspekt ten jest szczególnie ważny w ocenie efektywności mikroelektrowni wiatrowych, z uwagi na ich instalację na stosunkowo niewielkiej wysokości nad powierzchnią terenu.

Zainstalowanie w danej lokalizacji mikroelektrowni wiatrowej o wyższej mocy znamionowej zwykle umożliwia wytworzenie większej ilości energii elektrycznej, jednak uzyskany przyrost generacji nie we wszystkich przypadkach jest proporcjonalny do przyrostu mocy turbiny (rys. 3). Przykładowo przy zmianie turbiny 5 kW na jednostkę o mocy 10 kW w każdej z rozpatrywanych lokalizacji uzyskano dwukrotny przyrost produkowanej energii. Wynika to z takich samych, poza mocą znamionową, parametrów rozpatrywanych turbin. Z kolei przy zmianie turbiny z jednostki 2 kW na 3 kW (wzrost mocy zainstalowanej o 50%) uzyskano zwiększenie generacji energii maksymalnie o 30%. Przyczyną, oprócz różnej sprawności turbin, jest tutaj głównie wyższa prędkość znamionowa turbiny o mocy 3 kW. Prawidłowość ta jest jeszcze bardziej widoczna po zastąpieniu turbiny 3 kW turbiną 5 kW. W tym przypadku w niektórych lokalizacjach zanotowano nawet spadek produkcji energii (turbina 5 kW ma wyższą o 2 m/s prędkość znamionową).

Wykonane symulacje, oprócz określenia ilości generowanej przez mikroelektrownie wiatrowe energii, pozwoliły również na ocenę możliwości pokrycia zapotrzebowania odbiorcy (budynku mieszkalnego). Założono, że mikroelektrownia o mocy 2 kW zasila odbiorcę o rocznym zużyciu energii wynoszącym około 2 MWh. Z kolei dla odbiorców o zapotrzebowaniu około 4, 6 i 10 MWh dobrano odpowiednio turbiny o mocach 3, 5 i 10 kW. Przeprowadzone, z rozdzielczością godzinową, obliczenia umożliwiły wyznaczenie w każdej godzinie bilansu energii elektrycznej w rozpatrywanych

budynku mieszkalnym, obejmującego zużycie odbiorcy, produkcję mikrowiatraka oraz wymianę (pobór lub dostawę) z siecią nN. Na tej podstawie wyznaczono trzy wskaźniki (tab. 2) określające:

1. Stosunek ilości energii elektrycznej wytworzonej w ciągu roku przez mikroelektrownię wiatrową do rocznego zużycia energii elektrycznej rozpatrywanego odbiorcy (E_{oze}/E_{odb}).
2. Procentowy udział energii elektrycznej wytwarzanej przez mikrowiatrak (produkcji własnej) w energii zużywanej przez odbiorcę (E_{pw}/E_{odb}).
3. Stosunek ilości energii elektrycznej oddawanej w ciągu roku do sieci do całkowitej rocznej produkcji mikroelektrowni wiatrowej (E_{odd}/E_{oze}).

Tabela 2

Wskaźniki określające efektywność mikroelektrowni wiatrowej w systemach zasilania budynków, w %

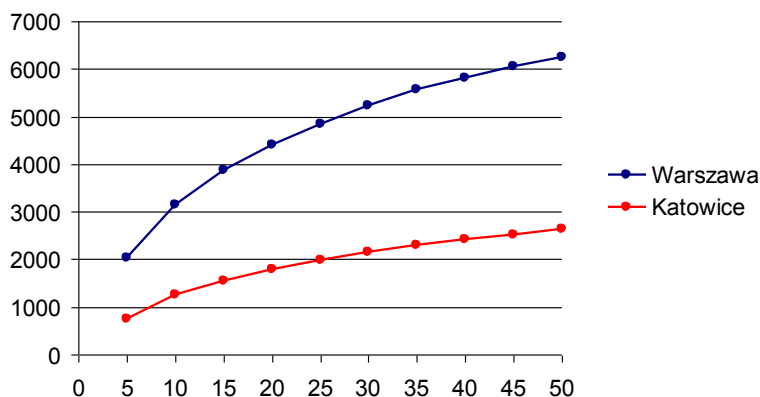
Lokalizacja	Odbiorca 2 MWh			Odbiorca 4 MWh			Odbiorca 6 MWh			Odbiorca 10 MWh		
	$\frac{E_{oze}}{E_{odb}}$	$\frac{E_{pw}}{E_{odb}}$	$\frac{E_{odd}}{E_{oze}}$	$\frac{E_{oze}}{E_{odb}}$	$\frac{E_{pw}}{E_{odb}}$	$\frac{E_{odd}}{E_{oze}}$	$\frac{E_{oze}}{E_{odb}}$	$\frac{E_{pw}}{E_{odb}}$	$\frac{E_{odd}}{E_{oze}}$	$\frac{E_{oze}}{E_{odb}}$	$\frac{E_{pw}}{E_{odb}}$	$\frac{E_{odd}}{E_{oze}}$
Łeba	294	68	77	201	63	69	181	58	68	215	61	72
Suwałki	163	50	69	104	44	58	83	39	53	98	42	57
Warszawa	146	54	63	89	46	48	67	40	41	80	44	45
Poznań	99	40	60	60	33	45	45	28	37	53	31	41
Bielsko-B.	128	44	66	82	37	55	68	32	52	80	35	56
Olsztyn	53	28	48	32	22	31	23	18	24	28	20	28
Katowice	60	29	51	36	23	35	27	19	27	32	22	31
Kraków	107	34	68	67	30	55	52	27	48	61	29	53
Nowy Sącz	24	12	48	14	10	31	10	8	23	12	9	27
Kłodzko	104	30	71	68	26	61	57	23	59	68	25	63

Analizując wyniki zestawione w tab. 2 można stwierdzić, że mikroelektrownie wiatrowe o mocach pozwalających na wytworzenie w ciągu roku energii w ilościach niekiedy znacząco przewyższających roczne zapotrzebowanie odbiorców, w żadnym z rozpatrywanych przypadków nie pozwoliły na całkowite pokrycie potrzeb energetycznych budynków mieszkalnych w każdej godzinie rozpatrywanego okresu. W skrajnym przypadku energia elektryczna pochodząca z odnawialnego źródła energii stanowiła aż 294% rocznego zużycia (Łeba, odbiorca 2 MWh), jednak jej udział w pokryciu zapotrzebowania odbiorcy wynosił jedynie 68%, a aż 77% produkcji zostało sprzedane do sieci. Główną przyczyną takiej sytuacji jest dostępność energii kinetycznej wiatru przede wszystkim w czasie, gdy odbiorca pobiera minimalne ilości energii elektrycznej. Natomiast w okresach zwiększonego zużycia, niedobory produkcji z turbiny wiatrowej są bilansowane energią kupowaną z sieci nN. Rozwiązaniem tego problemu może być wyposażenie instalacji w zasobniki energii, jednak należy pamiętać, że dodatkowa inwestycja podnosi koszt całego przedsięwzięcia.

Przedstawione wyżej wyniki analiz zostały otrzymane przy wykorzystaniu modelu matematycznego budynku plus-energetycznego [3]. Wyniki te zostały zweryfikowane programem Homer Energy [4]. Zanotowane rozbieżności zwykle nie przekraczały kilkunastu procent, a ich główną przyczyną jest sposób przeliczenia prędkości wiatru, który jedynie w modelu matematycznym budynku plus-energetycznego uwzględnia wpływ warunków topograficznych.

3.3. Wpływ wysokości zainstalowania mikroturbiny wiatrowej na ilość wytwarzanej energii

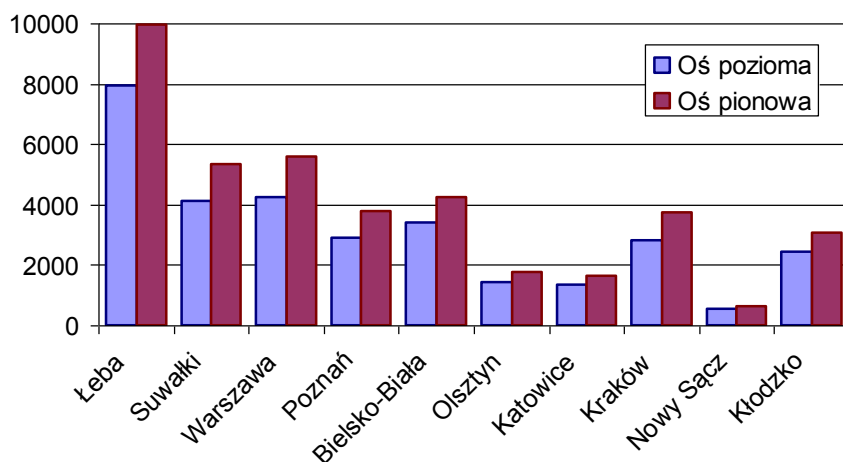
W dotychczas opisanych analizach założono, że mikroturbina wiatrowa jest zainstalowana na wysokości 15 m nad powierzchnią terenu. Jednakże energia kinetyczna wiatru podlega zmianom wraz ze zmianami wysokości zainstalowania osi wirnika, która wpływa na prędkość wiatru oraz gęstość powietrza atmosferycznego. Wpływ tych czynników na ilość wytwarzanej przez mikroelektrownię wiatrową energii elektrycznej wyznaczono przeprowadzając obliczenia za pomocą modelu budynku plus-energetycznego, zgodne z procedurą opisaną w normie PN-EN ISO 15927-1:2005. Przeprowadzono symulację pracy mikroturbiny wiatrowej o poziomej osi obrotu i mocy znamionowej 3 kW. Założono instalację turbiny na wysokościach od 5 do 50 m nad powierzchnią gruntu w Warszawie i w Katowicach. Uzyskane rezultaty zaprezentowano na rys. 4. Wynika z nich, że największy wzrost produkcji energii wystąpił na niewielkich wysokościach, gdzie duży wpływ na obniżenie prędkości wiatru ma ukształtowanie terenu. Na większych wysokościach wpływ warunków topograficznych maleje. W analizowanym przedziale wysokości instalacji turbiny uzyskano ponad trzykrotny wzrost produkcji (produkcja energii na wysokości 50 m wynosiła w Warszawie 308%, a w Katowicach 352% wartości obliczonej dla wirnika umieszczonego 5 m nad powierzchnią gruntu).



Rys. 4. Roczna produkcja energii elektrycznej, w kWh, przez mikroelektrownię wiatrową o mocy znamionowej 3 kW, zainstalowaną na wysokościach od 5 do 50 m w Katowicach i w Warszawie

3.4. Porównanie mikroturbin o poziomej i pionowej osi obrotu

Opisane dotychczas symulacje dotyczyły mikroturbin wiatrowych o poziomej osi obrotu wirnika, które są częściej spotykane niż jednostki o osi pionowej. Z kolei w tym punkcie dokonano porównania rocznej produkcji energii elektrycznej turbin o poziomej oraz pionowej osi obrotu. Obliczenia przeprowadzono programem Homer Energy, który umożliwia dokładniejsze modelowanie charakterystyki $P_G = f(v)$ turbiny niż model matematyczny budynku plus-energetycznego (stąd wynikają niewielkie różnice między wynikami dotyczącymi rocznej produkcji energii prezentowanymi poniżej i w punkcie 3.2). Obliczenia wykonano dla turbin o mocy 5 kW i prędkości startowej 3 m/s. Prędkości znamionowa i wyłączenia dla turbiny o poziomej osi obrotu były odpowiednio równe 12 i 25 m/s, a dla turbiny pionowej wynosiły 11 i 30 m/s. Na rys. 5 porównano roczną generację mikroelektrowni wiatrowych o poziomej i pionowej osi obrotu w analizowanych wcześniej dziesięciu lokalizacjach (wysokość zainstalowania turbin wynosiła 15 m).



Rys. 5. Roczna produkcja energii elektrycznej, w kWh, przez mikroelektrownie wiatrowe o pionowej i poziomej osi obrotu

We wszystkich rozpatrywanych lokalizacjach odnotowano większą produkcję energii elektrycznej w przypadku zastosowania turbiny o pionowej osi obrotu, w stosunku do generacji uzyskanej przy zastosowaniu jednostki z osią poziomą (wzrost od 15% w Nowym Sączu do ponad 30% w Krakowie). Wynika to głównie z niższej prędkości znamionowej turbiny z osią pionową. Dodatkową przewagą tej konstrukcji stanowi pozyskiwanie energii kinetycznej strumienia powietrza napływającego z dowolnego kierunku względem wirnika. Główną wadą turbiny o pionowej osi jest koszt jej zakupu, który może być wyższy nawet o kilkadziesiąt procent od kosztu turbiny o osi poziomej.

4. Wnioski

Mikroelektrownie wiatrowe, wraz z panelami fotowoltaicznymi, są źródłami odnawialnymi, które mogą znaleźć zastosowanie w wytwarzaniu energii elektrycznej, m.in. na potrzeby pojedynczych budynków mieszkalnych. Źródła te, przy odpowiedniej konfiguracji systemu zasilania, mogą pozwolić na dostosowanie nowych lub istniejących obiektów do standardu budynku zeroenergetycznego, a nawet plus-energetycznego. Projektując system zasilania z mikroelektrownią wiatrową należy jednak mieć na uwadze fakt, że mikroturbiny wiatrowe nie umożliwiają całkowitego pokrycia zapotrzebowania gospodarstwa domowego na energię elektryczną w każdej godzinie doby, a zmiana turbiny na model o zwiększonej mocy znamionowej nie zawsze wiąże się ze wzrostem ilości wytwarzanej energii. Lepszy efekt w tym zakresie można zwykle uzyskać instalując turbinę na większej wysokości, ponieważ, ze względu na coraz mniejszy wpływ ukształtowania terenu, zasoby energii kinetycznej wiatru wzrastają wraz z wysokością nad powierzchnią gruntu. Innym sposobem zwiększenia produkcji może być wykorzystanie turbiny o pionowej osi obrotu. Jednak o zastosowanym rozwiązaniu każdorazowo powinna decydować analiza opłacalności inwestycji.

Literatura

- [1] Chmielniak T.: Technologie energetyczne. WNT, Warszawa 2008.
- [2] Klonowski M.: Współczesne rozwiązania małych elektrowni wiatrowych. *Czysta Energia*, 7-8/2012.
- [3] Kucharczyk P.: Możliwość intensyfikacji wykorzystania energetyki rozproszonej OZE w budynkach. *Rynek Energii, Zeszyt tematyczny nr 1 (VII)*, 2012.
- [4] Lambert T., Gilman P., Lilenthal P.: Micropower system modeling with Homer. Rozdział w książce Farret F.A., Simoes M.G.: *Integration of Alternative Sources of Energy*. John Wiley & Sons, 2006.
- [5] Lewandowski W.M.: Proekologiczne źródła energii odnawialnej. WNT, Warszawa 2012.
- [6] Lubośny Z.: Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. WNT, Warszawa 2009.
- [7] Pawlik M., Strzelczyk F.: Elektrownie. WNT, Warszawa 2012.
- [8] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
- [9] Wnuk R.: Budowa domu pasywnego w praktyce. Wydawnictwo Przewodnik Budowlany, 2012.
- [10] Wnuk R.: Instalacje w domu pasywnym i energooszczędnym. Wydawnictwo Przewodnik Budowlany, 2007.

Marek KOTT

Politechnika Wrocławska

CHARAKTERYSTYKA ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH

Efektywność energetyczna oraz gospodarstwo domowe są coraz częściej ze sobą zestawianymi pojęciami. Efektywność energetyczna dotyczy szeroko rozumianej polityki energetyczno-klimatycznej, jak również stanowi istotny czynnik wpływający na wysokość kosztów produkcji przedsiębiorstw (a tym samym na ich zyski) oraz wpływa na rozwój społeczno-gospodarczy. Sektor gospodarstw domowych charakteryzuje się dynamicznym wzrostem zużycia energii (od początku XXI wieku zużycie energii w Polsce w tym sektorze gospodarki narodowej wzrosło o ok. 25%). Zatem poprawa efektywności w sektorze gospodarstw domowych jest jednym z istotnych elementów budujących konkurencyjną, niskoemisyjną gospodarkę.

W ostatnich latach Komisja Europejska zwróciła szczególną uwagę na poprawę efektywności w sektorze gospodarstw domowych i poczyniła w tym kierunku wiele wysiłków, tj.: promowanie oszczędnego oświetlenia, dopłaty do przydomowych mikro-instalacji OZE, wymóg etykietowania energetycznego urządzeń AGD oraz szeroko rozumiana liberalizacja rynku energii elektrycznej.

W referacie zaprezentowano dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez sektor gospodarstw domowych w Polsce oraz w wybranych krajach UE. Określono główne czynniki wpływające na krajowy wskaźnik zużycia energii w badanym sektorze za pomocą modelowania ekonometrycznego.

1. Zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe w Polsce i wybranych krajach europejskich

Gospodarkę narodową można podzielić na następujące sektory: przemysłowy, transportowy, rolniczy, usług oraz gospodarstw domowych. Skuteczna działalność polityczno-gospodarcza powinna opierać się na zdobywaniu informacji o tych sektorach. Zdobyte dane, efektywnie wykorzystane w procesie prognozowania i symulacji, mogą przyczynić się do tworzenia odpowiednich regulacji prawnych. Kluczowe zatem jest opracowanie, a następnie wdrożenie zrównoważonej polityki energetycznej, która jest jednym z najważniejszych zadań stawianych przed państwem.

Do celów porównawczych zestawiono dane dotyczące Polski oraz wybranych krajów UE, takich jak:

- Niemcy – kraj o podobnych warunkach klimatycznych i wysokorozwiniętej gospodarce,
- Czechy i Słowacja – państwa sąsiadujące o porównywalnych uwarunkowaniach gospodarczo-ekonomicznych,
- Hiszpania, którą można porównać do Polski pod względem liczby mieszkańców,
- Irlandia – o podobnej liczbie osób tworzących gospodarstwo domowe,
- Szwecja – o zbliżonym zużyciu energii elektrycznej do Polski i o znacznie ostrzejszym klimacie.

W tabeli 1 zestawiono podstawowe informacje o ww. państwach.

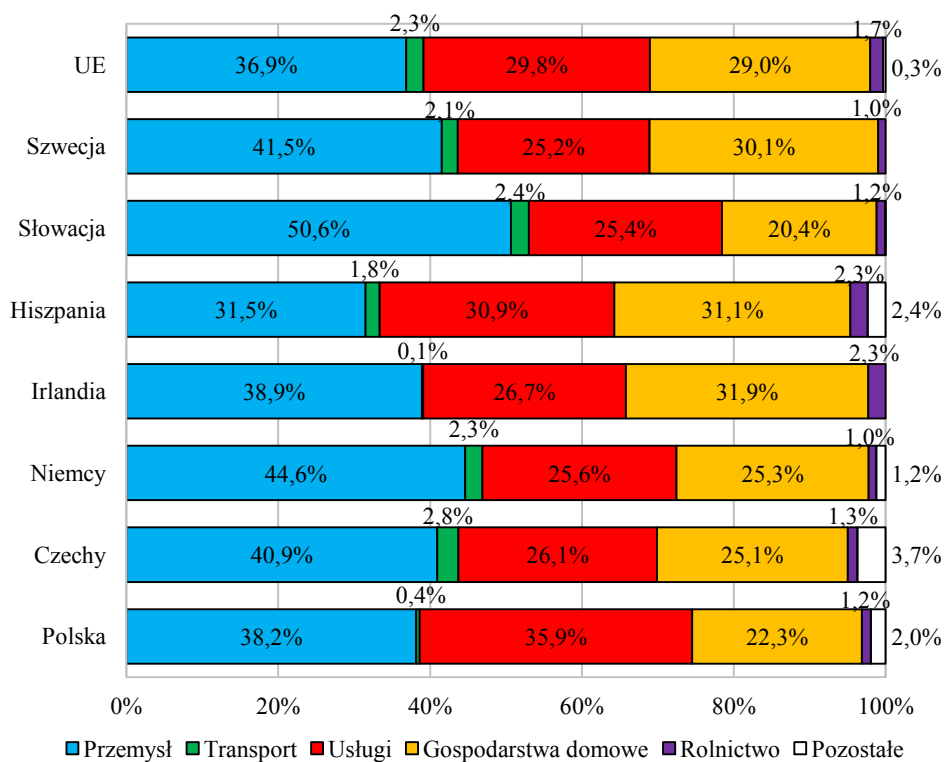
Tabela 1

Podstawowe informacje o państwach [1, 3]

Kraj	Populacja		Liczba gospodarstw domowych		Finalne zużycie energii elektrycznej	
	mln	%	mln	%	TWh	%
EU	506,1	100,00%	211,2	100,00%	2706,3	100,00%
Szwecja	9,5	1,89%	4,7	2,24%	122,2	4,52%
Słowacja	5,4	1,07%	1,8	0,86%	24,2	0,89%
Hiszpania	47,3	9,34%	18,1	8,55%	227,4	8,40%
Irlandia	4,6	0,91%	1,6	0,79%	24,1	0,89%
Niemcy	80,4	15,89%	40,7	19,25%	512,8	18,95%
Czechy	10,5	2,08%	4,7	2,21%	56,2	2,08%
Polska	38,5	7,61%	14,6	6,93%	125,9	4,65%

W 2014 roku w Polsce zużycie finalne energii elektrycznej wyniosło niespełna 126 TWh, co stanowiło 4,65% ogółu zużywanej energii elektrycznej w krajach UE. Dla porównania sektor gospodarstw domowych w Niemczech w tym samym okresie potrzebował 129 TWh energii elektrycznej. Krajowe finalne zużycie w sektorze gospodarstw domowych wyniosło 28 TWh (3,6% udziału w zużyciu energii w tym sektorze w UE).

Przytoczone dane wskazują na fakt, że krajowy profil zużycia energii elektrycznej uwzględniający sektorowy podział gospodarki narodowej różni się znacząco od typowego profilu krajów UE. Największe różnice można zauważyć w sektorach usług i gospodarstwach domowych (rys. 1.). W Polsce gospodarstwa domowe finalnie zużywają 22,3% energii elektrycznej, podczas gdy średnia unijna jest wyższa i wynosi 29%. Odwrotnie prezentuje się sytuacja w sektorze usług. Procentowe zużycie energii elektrycznej w tym sektorze w Polsce jest o 6% wyższe niż w krajach UE. Warto również zauważyć, że sektor transportowy na swoje potrzeby zużywa jedynie 0,4% energii elektrycznej. Świadczyć to może o stosunkowo niewielkim znaczeniu transportu szynowego w Polsce.

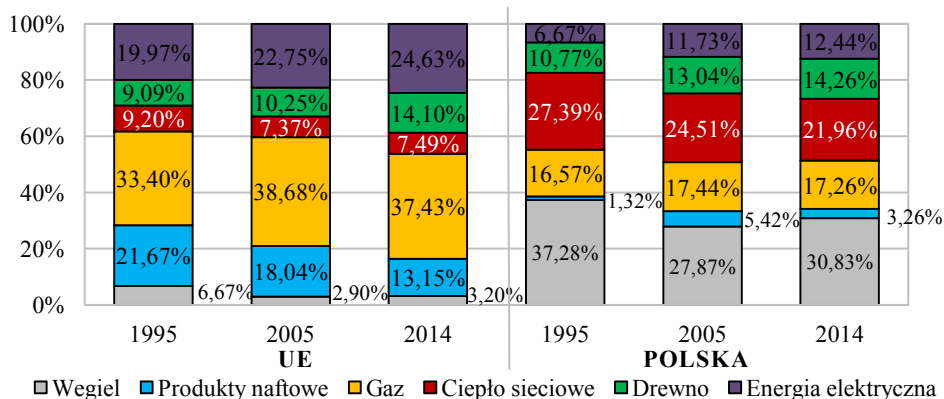


Rys. 1. Finalne zużycie energii elektrycznej w sektorach gospodarczych [4]

W 2014 roku energia elektryczna stanowiła 12,44% z całości zużytej energii w gospodarstwach domowych. Wartość ta jest o połowę mniejsza od średniej unijnej, która wynosi 24,5%. Dominującym nośnikiem energii w Polsce jest węgiel kamienny, który zaspokaja 31% zapotrzebowania na energię. Drugim, pod względem ważności nośnikiem jest ciepło sieciowe. Udział w zużyciu energii w gospodarstwach domowych ciepła sieciowego systematycznie od lat '90 XX wieku spada, ale i tak jest 3-krotnie wyższy od średniej krajów unijnych. Kolejnymi nośnikami energii, w hierarchii ważności, są gaz oraz drewno charakteryzujące się odpowiednio 17% i 14% udziałem w strukturze zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych. Udział produktów naftowych w Polsce jest niewielki i wynosi nieco ponad 3%. Finalne zużycie nośników energii elektrycznej dla Polski na tle średniej krajów UE zostało przedstawione na rysunku 2.

W Polsce w 2014 roku było 14,6 mln gospodarstw domowych i stanowiły one niespełna 7% gospodarstw domowych w UE. Ponad 50% z nich charakteryzowało się powierzchnią nie przekraczającą 60 m² i kubaturą do 200 m³, którą zamieszkiwały najczęściej 2-3 osoby (średnia 2,8 osoby na gospodarstwo

domowe). Średnia wielkość gospodarstwa domowego w UE to 94 m², a średnia liczba mieszkańców to 2,3 osoby. W ciągu ostatniego dziesięciolecia w Polsce jest zauważalny systematyczny spadek średniej liczby osób w gospodarstwie domowym przy jednoczesnym powiększaniu się powierzchni tych gospodarstw.



Rys. 2. Finalne zużycie nośników energii w sektorze gospodarstw gospodarczych

Charakterystyka gospodarstw domowych, z punktu widzenia zużycia energii elektrycznej, została przygotowana w oparciu o wytyczne opisane w dokumencie opublikowanym przez Eurostat - *Manual for statistics on energy consumption in household*. Odbiorniki energii elektrycznej zgodnie z tą publikacją zostały podzielone na 6 grup:

- urządzenia do ogrzewania pomieszczeń,
- urządzenia do podgrzewania wody,
- urządzenia do gotowania posiłków,
- urządzenia do chłodzenia pomieszczeń,
- oświetlenie, sprzęt AGD i RTV,
- pozostałe, nie wymienione w innych grupach.

Udział procentowy wymienionych grup odbiorników został przedstawiony w tabeli 2. Porównując Polskę do średniej krajów UE można zauważyć znaczące różnice w procentowym udziale grupy urządzeń elektrycznych służących do ogrzewania pomieszczeń. W Polsce wskaźnik ten wynosi ok. 8% natomiast dla średniej krajów europejskich wynosi 20%. Wartość tego wskaźnika potwierdza fakt, że w Polsce w dalszym ciągu węgiel jest podstawowym nośnikiem energetycznym służącym do produkcji ciepła dla gospodarstw domowych (rys. 2 i tab. 2).

Grupą urządzeń, które zużywają najwięcej energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w Polsce są sprzęt AGD i RTV. Udział tych urządzeń w zużyciu energii elektrycznej w Polsce wynosi 66%, a w UE to ok. 50%. Jedną z przyczyn wysokiej wartości tego wskaźnika w Polsce jest stosunkowo duży udział urządzeń o niższych klasach energetycznych [5].

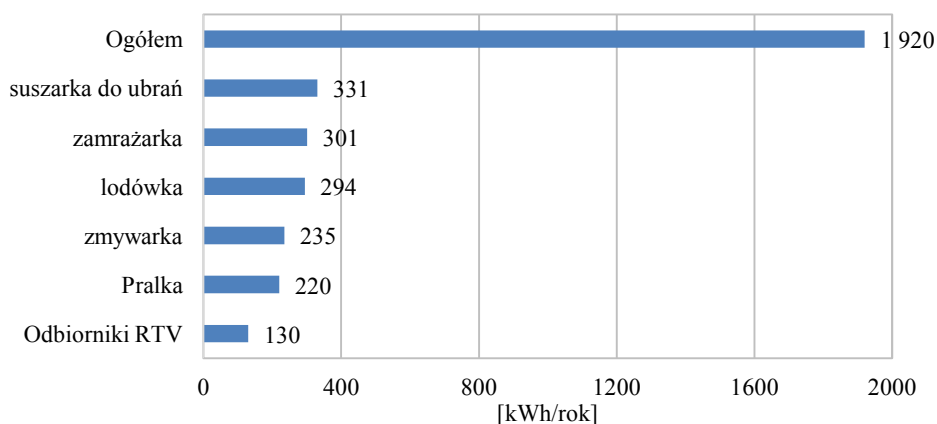
Tabela 2

Zużycie energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych według odbiorników [2, 3]

Kraj	Zużycie energii TWh	Procentowe zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym					
		Ogrzewanie	Przygotowanie wody	Gotowanie posiłków	Sprzęt AGD	Oświetlenie	Chłodzenie pomieszczeń
EU	785,1	20,3%	10,8%	10,1%	49,2%	9,7%	-
Szwecja	36,8,5	32,6%	4,0%	3,9%	50,2%	9,3%	-
Słowacja	4,9	9,0%	5,2%	1,2%	77,2%	7,4%	-
Hiszpania	70,7	23,2%	12,3%	3,2%	48,1%	10,8%	2,3%
Irlandia	7,7	14,3%	21,6%	12,9%	44,0%	7,2%	-
Niemcy	129,6	6,4%	13,9%	16,6%	53,8%	9,3%	-
Czechy	14,1	17,6%	20,2%	19,7%	37,2%	5,2%	-
Polska	28,1	8,0%	8,0%	11,0%	66,0%	7,0%	-

Etykietowanie odbiorników energii elektrycznej jest niezmiernie istotne z punktu widzenia poprawy efektywności energetycznej gospodarstw domowych. Informacje dostępne na etykietach dostarczają konsumentom rzetelnych oraz czytelnych informacji o nabywanych przez nich produktach AGD oraz źródłach światła.

Na podstawie etykiet energetycznych wybranych urządzeń AGD oraz danych empirycznych sporządzono wykres rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną przez średniej wielkości gospodarstwo domowe (rys. 3). Z wykonanych obliczeń wynika, że przechowywanie żywności stanowi niespełna 30% zużytej energii elektrycznej w gospodarstwie domowym. Na pranie i suszenie ubrań zużywa się 28% energii elektrycznej dostarczonej w ciągu roku. Kolejne urządzenia AGD to zmywarka (12%) i odbiorniki RTV (7%).



Rys. 3. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną [1, 2, 3, 4]

Od początku transformacji lat '90 w Polsce, pomimo kilku globalnych przestojów i kryzysów ekonomicznych, widoczny jest stały rozwój społeczno-gospodarczy. Wpływa on wraz z postępowaniem technicznym na zużycie energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych. W ciągu ostatnich 25 lat wykorzystanie energii elektrycznej zwiększyło się w tym sektorze o jedną czwartą, jednak wskaźnik ten pozostaje wciąż na jednym z najniższych poziomów spośród krajów Wspólnoty Europejskiej. Na tej podstawie można wnioskować, że ilość zużywanej energii w gospodarstwach domowych w Polsce będzie w ciągu najbliższych lat systematycznie wzrastać. Istotne jest więc określenie głównych czynników wpływających na zużycie energii w tym sektorze.

2. Modelowanie ekonometryczne zużycia energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych

Modelowanie zużycia energii elektrycznej w sektorze gospodarstw jest procesem wielopłaszczyznowym i złożonym. Jednym ze sposobów na określenie głównych czynników wpływających na zużycie energii w sektorze gospodarstw domowych jest zastosowanie modelowania ekonometrycznego. Zmienną objaśnianą w takim modelu jest wskaźnik zużycia energii elektrycznej w badanym sektorze. Czynniki wpływające na ten wskaźnik zostały podzielone na trzy grupy: czynniki energetyczno-techniczne, czynniki finansowo-ekonomiczne oraz czynniki społeczne. Wybrane czynniki zostały zaprezentowane w pierwszej części referatu. W modelowaniu ekonometrycznym czynniki powinny spełniać kryteria merytoryczne: ujmować najistotniejsze własności analizowanych zjawisk, być precyzyjnie zdefiniowane, umożliwiać wzajemną kontrolę poprzez znajomość związków statystycznych i merytorycznych występujących między nimi oraz charakteryzować się zgodnością proporcji między liczbą zmiennych reprezentujących dany aspekt zjawiska a ich znaczeniem merytorycznym.

Czynniki spełniające wyżej wymienione kryteria mogą pełnić rolę zmiennych objaśniających w modelu ekonometrycznym. Liniowy model ekonometryczny z wieloma zmiennymi objaśniającymi ma postać:

$$Y = a_0 + \sum_{k=1}^K (a_k X_k) + \varepsilon \quad (1)$$

gdzie:

Y – zmienna objaśniana,

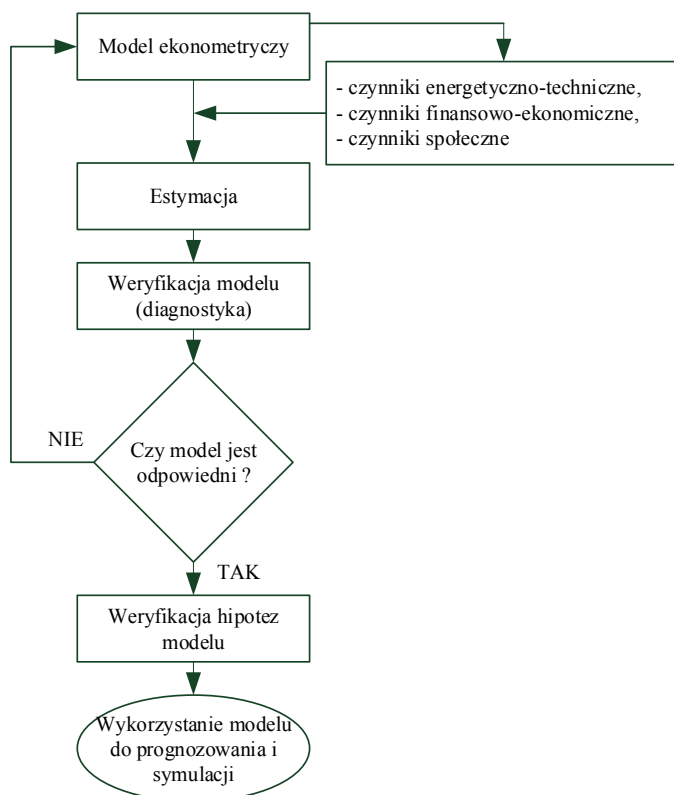
X_k – k -ta zmienna objaśniająca dla $k = 1, 2 \dots K$,

a_0, a_k – parametry strukturalne modelu dla $k = 1, 2 \dots K$,

ε – składnik losowy.

Do wyznaczenia poszczególnych parametrów modelu ekonometrycznego posłużono się klasyczną metodą najmniejszych kwadratów. Kolejne kroki w analizie ekonometrycznej zostały przedstawione na rysunku 4.

Do weryfikacji modelu ekonometrycznego wykorzystano szereg testów statystycznych, które umożliwia oprogramowanie GRET. Diagnostyka polegała na: ocenie współczynnika zmienności, ocenie istotności parametrów strukturalnych (test t-Studenta, test F-Snedecora), ocenie stopnia dopasowania modelu (czynnik determinujący R²), ocenie normalności rozkładu (test Jarque'a-Bery), ocenie liniowości postaci analitycznej modelu (test White) oraz ocenie współliniowości zmiennych objaśnianych.



Rys. 4. Schemat analizy ekonometrycznej

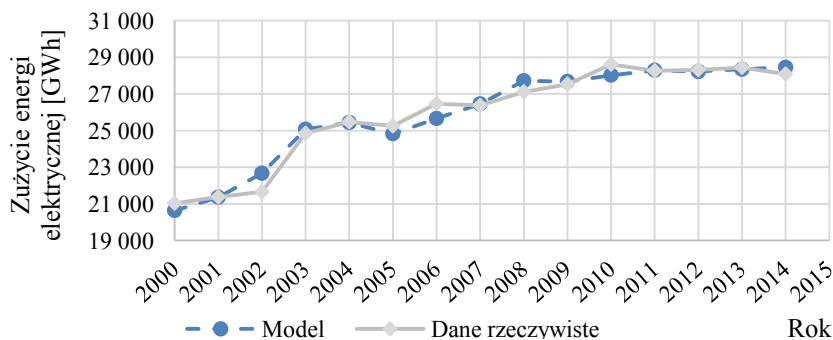
Parametry strukturalne skonstruowanego modelu ekonometrycznego zostały zaprezentowane w tabeli 3. Grupą czynników mających największy wpływ na wskaźnik zużycia energii elektrycznej są czynniki finansowo-ekonomiczne. Model uzupełnia zmienna objaśniająca o charakterze energetyczno-technicznym jaką jest procentowy wskaźnik wyposażenia gospodarstw w zmywarki do naczyń. Dla analizowanego okresu czasowego (lata 2000-2014) zmienne o charakterze społecznym nie miały istotnego wpływu na zmienną objaśnianą.

Tabela 3

Parametry strukturalne modelu zużycia energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych

Parametr	Wartość	Opis	Grupa czynników	Jednostka
a_0	44683,8	stała	-	-
a_1	209,3	Przeciętne miesięczne wydatki na 1 osobę na nośniki energii	finansowo-ekonomiczne	zł
a_2	-173,6	Przeciętne miesięczne wydatki na 1 osobę na wyposażenie gosp. domowego	finansowo-ekonomiczne	zł
a_3	-1523,5	Udział wydatków na użytkowanie mieszkania i nośniki energii w wydatkach ogółem	finansowo-ekonomiczne	%
a_4	-27381,6	Cena energia elektryczna dla gospodarstw domowych (taryfa G-11)	finansowo-ekonomiczne	zł/kWh
a_5	-173,9	Wyposażenie gospodarstw domowych w zmywarki do naczyń	energetyczno-techniczne	% ogółu gospodarstw domowych

Na rysunku 5 zestawiono dane statystyczne zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe [1] oraz wyniki uzyskane za pomocą modelu ekonometrycznego. Współczynnik determinacji R^2 dla prezentowanego modelu wyniósł 0,95.



Rys. 5. Zużycie energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych

3. Podsumowanie

Zaprezentowana analiza porównawcza krajowego sektora gospodarstw domowych na tle wybranych krajów UE w kontekście polityki klimatyczno-energetycznej wykazała, że nadal istnieją różnice pomiędzy Polską, a wysokorozwiniętymi krajami Europy Zachodniej (Niemcy, Szwecja, Hiszpania). Największe różnice dotyczą mixu zużywanych nośników energii, samego sposobu jej użytkowania oraz jakości urządzeń elektrycznych.

Na podstawie przedstawionego modelu ekonometrycznego można natomiast wywnioskować, iż na zużycie energii elektrycznej przez sektor gospodarstw domowych w Polsce mają głównie wpływ czynniki o charakterze finansowo-ekonomicznym.

W najbliższych latach w krajowych gospodarstwach domowych należy spodziewać się dalszego wzrostu liczby urządzeń elektrycznych [5]. Aby wraz ze wzrostem liczby, głównie małych urządzeń elektrycznych, nie wzrastało znacząco zużycie energii należy zastosować szereg narzędzi wpływających na poprawę efektywności energetycznej w tym dziale gospodarki, tj.:

- powszechny i szeroki dostęp do informacji o etykietach energetycznych sprzętu oświetleniowego, AGD i RTV, realizowany m.in. za pomocą medialnych kampanii informacyjnych oraz serwisów internetowych,
- wdrożenie systemu powszechnej edukacji składającej się ze szkoleń wpływających na wzrost świadomości społecznej związanej z racjonalnym użytkowaniem energii w sektorze gospodarstw domowych,
- wprowadzenie systemu szkoleń zawodowych (dla instalatorów i sprzedawców) podnoszących kwalifikacje i umiejętności w doradzaniu, doborze i wykorzystaniu energooszczędnych technologii przeznaczonych dla odbiorców indywidualnych,
- wprowadzenie szeregu uregulowań prawnych ukierunkowanych na promocję efektywnego wykorzystania energii przez użytkowników końcowym ze szczególnym uwzględnieniem odbiorców indywidualnych,
- stworzenie kompleksowego systemu dofinansowania środkami publicznymi przedsięwzięć dotyczących potencjału efektywnego wykorzystania energii i zastosowania odnawialnych źródeł energii w budynkach wielo i jednorodzinnych; realne umożliwienie gospodarstwom domowym pełnego uczestnictwa w rynku energii elektrycznej (stanie się *prosumentem*).

Literatura

- [1] Bank Danych Lokalnych. <https://bdl.stat.gov.pl/BDL/start> (6.03.2016).
- [2] Date base Odyssee-Mure. <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/energy-efficiency-database.html> (2.03.2016).
- [3] Eurostat: Date base (nrg10_a), <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (2.03.2016).
- [4] Eurostat: Energy balance sheets. Luxembourg, Publications Office of the European Union, 2015. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> (2.03.2016).
- [5] Główny Urząd Statystyczny: Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012 roku. Warszawa, 2014.
- [6] Komisja Europejska: Energy Union Package. Bruksela, 25.2.2015 http://ec.europa.eu/energy/en/publications#oib_tab (2.03.2016).

Bartosz KOZŁOWIEC, Michał POŁECKI
Politechnika Warszawska

ANALIZA KOSZTÓW EKSPLOATACJI ELEKTROWNI WIATROWYCH WŁĄCZONYCH DO REZERWY PIERWOTNEJ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Struktura wytwórcza Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) ulega zmianie i w niedługim czasie przyłączona zostanie duża liczba odnawialnych źródeł energii (OZE). Największy w niej udział będą miały elektrownie wiatrowe. Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych zakłada, że do 2020 roku 15,5% energii końcowej będzie pochodziło z OZE [1]. Tak znaczący wzrost generacji wiatrowej może doprowadzić do zmniejszenia średniorocznego kosztu krańcowego. Jest to konsekwencją odsuwania tanich jednostek wytwórczych (głównie bloków kondensacyjnych) od pracy w systemie elektroenergetycznym (SEE). Według autorów [2] i [3] dla stabilnej pracy SEE konieczne będzie ograniczenie mocy generowanej elektrowni wiatrowych w sytuacji dobrych warunków wiatrowych i małego zapotrzebowania na energię elektryczną. W niniejszej pracy skupiono się na badaniu zmienności kosztów eksploatacji a także na wydłużeniu rezerwu EW w zależności od ich trybu pracy. Rozważania uzupełnią obliczenia oceny efektywności ekonomicznej inwestycji w różnych wariantach pracy jednostek wiatrowych.

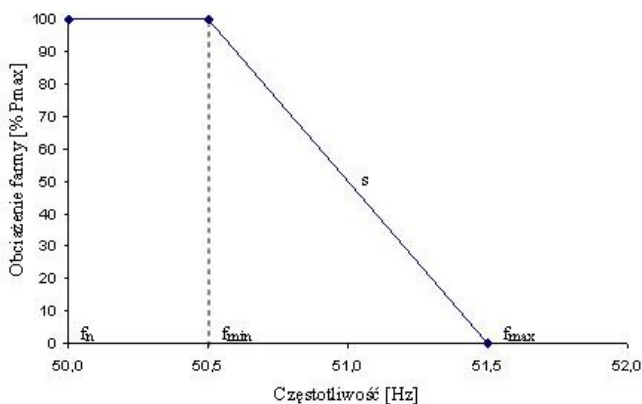
1. Techniczne możliwości redukcji mocy czynnej w farmach wiatrowych

Elektrownie wiatrowe (EW) zamieniają energię pierwotną (energię kinetyczną wiatru) na energię elektryczną. EW dużych mocy wyposażone są w generatory synchroniczne lub asynchroniczne. Generatory asynchroniczne najczęściej pracują w układzie z wirnikiem zasilanym przez układ energoelektroniczny; układ ten nazywany jest generatorem asynchronicznym podwójnie zasilanym. W przypadku wyposażenia EW w generatory synchroniczne stosuje się ich dwa podstawowe typy: generatory synchroniczne wolnoobrotowe i szybkoobrotowe. Generatory synchroniczne wolnoobrotowe posiadają większą liczbę par biegunów a tym samym nie wymagają stosowania przekładni mechanicznej pomiędzy turbiną wiatrową (TW) a wałem generatora. Wszystkie opisane układy pracy mogą funkcjonować przy zmiennej prędkości obrotowej TW.

Optymalizacja generacji mocy czynnej w zależności od warunków wiatrowych może odbywać się poprzez:

- zmiany kąta nastawienia łopaty turbiny (ang. *pitch control*),
- zmiany ustawienia gondoli względem kierunku wiatru (ang. *yaw control*).

Każda FW przyłączona do sieci przesyłowej KSE bądź o mocy zainstalowanej większej niż 50 MW musi posiadać system sterowania i regulacji mocy [4]. Aktualne prawo energetyczne obliuguje Operatora SEE do odbioru całości energii generowanej w źródłach OZE. Wyjątkową sytuacją, w której przywilej ten jest uchylony jest zwiększenie częstotliwości w SEE. Charakterystyka redukcji mocy czynnej jest zamieszczona na rysunku 1.



Rys. 1. Standardowa charakterystyka statyczna korekcji mocy farmy wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = F(df)$ [4].

Redukcja mocy w EW realizowana jest poprzez odejście od optymalnych nastaw TW. W dalszych rozważaniach wzięto pod uwagę regulację mocy turbiny za pomocą zmiany kąta natarcia łopaty, a rozważania i analizy prowadzone są dla EW z przekładnią mechaniczną.

2. Bilansowanie systemu elektroenergetycznego

Elektrownie systemowe pełnią w SEE role nie tylko związane z pokryciem zapotrzebowania na moc czynną, ale również regulacyjne i poprawiające bezpieczeństwo pracy SEE. Sektor wytwórczy pracujący w ramach KSE jest w każdej chwili działania przygotowany na szybkie zmiany mocy pobieranej. Jednostki wytwórcze włączone do pracy muszą działać z rezerwą wystarczającą do pokrycia zapotrzebowania w przypadku awarii największej pracującej elektrowni. Omawianą rezerwę pierwotną można opisać wzorem 1.

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n P_{\max i} - \sum_{i=1}^n P_{zadi} \quad (1)$$

gdzie: ΔP – wielkość rezerwy pierwotnej SEE, P_{maxi} – maksymalna moc czynna i -tej jednostki wytwórczej, $P_{zad\acute{i}}$ – zadana moc czynna i -tej jednostki wytwórczej, n – liczba wszystkich jednostek wytwórczych biorących udział w regulacji pierwotnej.

Obecnie energia pochodząca z OZE nie jest włączona do rezerwy wirującej. Autor [2] udowadnia, że przy prognozowanym wzroście udziału energetyki wiatrowej w KSE nieuniknione będzie ograniczenie mocy generowanej w FW. W niniejszym referacie skupiono się na zmianie kosztów związanych z redukcją mocy generowanej w FW.

3. Analiza kosztów pracy farmy wiatrowej w KSE

W sektorze wytwórczym występują zarówno koszty stałe, jak i zmienne. W przypadku FW największe koszty są stałe i składają się na nie [5]:

- wydatki na spłatę kredytu,
- podatek od nieruchomości,
- ubezpieczenie,
- bilansowanie energii,
- koszt obsługi technicznej,
- eksploatacja i serwis (koszt poniesiony na serwis jest, co pokażą dalsze badania, częściowo zmienny).

Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w FW liczony jest ze wzoru 2 i dla lądowych FW przyjęty jest na poziomie 23%.

$$LF = \frac{E_r}{8760P_n} 100\% \quad (2)$$

gdzie: LF – współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej, E_r – energia wyprodukowana w czasie jednego roku, P_n – moc zainstalowana FW.

4. Analiza zużycia części mechanicznych turbiny wiatrowej

Model mechaniczny turbiny wiatrowej stworzony został na podstawie danych producenta [6] współczesnej turbiny o mocy nominalnej wynoszącej 1,5 MW, z wirnikiem sterowanym za pomocą kąta nastawienia łopat. Model fizyczny turbiny składa się z dwóch zespołów: przekładni głównej oraz wirnika. W wirniku turbiny wyróżnione zostały następujące podzespoły: piasta, łopaty oraz przekładnie serwomechanizmów sterujących. Na podstawie modelu fizycznego, dla komponentów opracowano model matematyczny, opisujący aerodynamikę opływu łopat wirnika oraz obciążenia mechaniczne przekładni głównej i przekładni sterujących. Opis aerodynamiczny stworzony został w oparciu o model prędkości indukowanej według teorii strumieniowej; do obliczania obciążeń aerodynamicznych wykorzystano metodę elementu łopaty.

W kolejnym etapie budowy modelu, równania modelu matematycznego zostały zaimplementowane do środowiska obliczeniowego GNU/Octave. Stworzony w ten sposób moduł optymalizacyjny wyróżnia zmienne stanu (prędkość obrotowa wirnika) oraz zmienne sterowania modelu (kąt nastawienia łopaty). W module optymalizacyjnym wyznaczone są warunki równowagi pracy wirnika (miejsca zerowe układu nieliniowych równań: ruchu łopat oraz równań zachowania wielkości mechanicznych w przepływie przez wirnik). Na wyjściu modułu optymalizacyjnego znajdują się obciążenia przekładni.

Osobną składową modelu mechanicznego jest model wytrzymałościowo-zmęczeniowy elementów przekładni wirnika. Model ten stworzony został dla elementów krytycznych dla zużycia komponentu: w przypadku przekładni głównej – koła zębatego na wale głównym, w przypadku przekładni serwomechanizmów – łożysk w strefie ułożyskowania nasady łopaty. Moduł obliczający wytrzymałość zmęczeniową wykorzystuje model Walkera krzywej zużycia S-N oraz metodę „Rain Flow”; został zaimplementowany w środowisku GNU/Octave. Moduł ten oblicza liczbę cykli do zniszczenia elementów przekładni na podstawie obciążeń mechanicznych, przekazywanych z modułu optymalizacyjnego wirnika.

Analizując zużycie zmęczeniowe turbiny wiatrowej, warto zwrócić uwagę również na zjawiska zmęczeniowe zachodzące w materiale konstrukcyjnym łopaty wirnika. Współczesne łopaty budowane są najczęściej z materiałów kompozytowych: laminatów polimerowych (najczęściej epoksydowych) zbrojonych włóknem szklanym lub węglowym. Ze względu na warstwową budowę i ortotropowe właściwości mechaniczne laminatów, uszkodzenia zmęczeniowe w nich występujące mają złożony mechanizm powstawania [7] i są przedmiotem licznych prac teoretycznych oraz badań doświadczalnych. Autorom artykułu trudno jest jednoznacznie wskazać wpływ proponowanych rozwiązań na zmęczenie łopat; ilościowy opis tego zjawiska wymaga intensywnych badań. Można jednak zakładać, że odpowiednie ograniczanie amplitudy obciążeń w cyklu pracy turbiny pozwoliłoby na spowolnienie rozwoju zjawisk zmęczeniowych, w szczególności na etapie delaminacji.

5. Założenia i przegląd badanych wariantów pracy FW

Dla potrzeb obliczenia kosztów eksploatacji TW rozważono pracę FW o łącznej mocy zainstalowanej równej 60 MW. W badanym przypadku przyjęto wydajność FW równą 2000 MWh/MW. Dodatkowym założeniem analizy było zmniejszenie ilości generowanej energii o 2% względem energii wynikającej z warunków wiatrowych. Jest to średnia moc niedostępna z przyczyn technicznych.

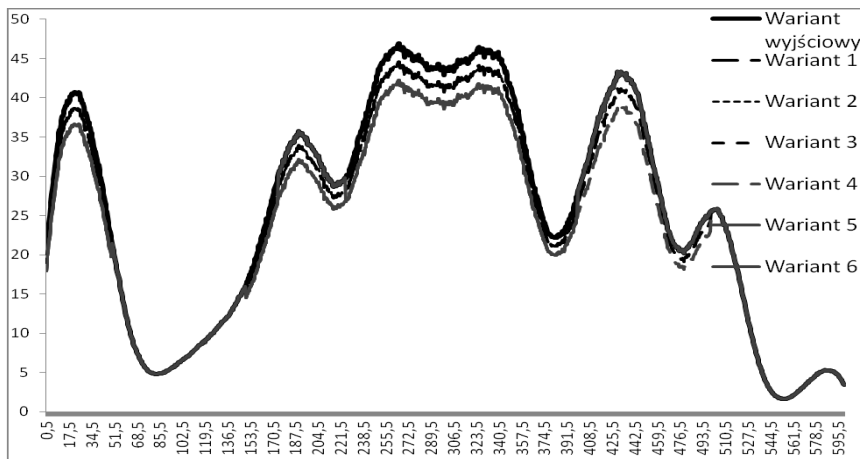
Analiza mechaniczna farmy wiatrowej włączonej do rezerwy wirującej polegała na sprawdzeniu zmiany resursu turbiny wiatrowej względem

wyjściowego stanu pracy, którym była maksymalna dostępna moc czynna. Przebadano sześć wariantów pracy elektrowni. Symulacja objęła przykładowy 600-godzinowy okres działania FW. Podstawowym kryterium podziału wariantów jest głębokość odsunięcia się mocy dostępnej. Analizowano 5% i 10% odsunięcia. Ponadto w każdej symulacji założono pewien czas, w którym FW pracuje z mocą maksymalną. Były to okresy, w których generacja była najmniejsza, a tym samym w SEE musiało pracować więcej jednostek konwencjonalnych (które zapewniają bezpieczeństwo pracy KSE). Wyniki przedstawia tabela 1.

Tabela 1

Zmiana długości czasu użytkowania elektrowni dla poszczególnych wariantów

Tryb pracy elektrowni	100%	95%			90%		
Czas działania elektrowni z mocą maksymalną	-----	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4	Wariant 5	Wariant 6
		25%	50%	75%	25%	50%	75%
Zmiana długości użytkowania przekładni	100,0%	101,8%	103,5%	104,4%	103,4%	102,7%	104,7%
Zmiana długości użytkowania przekładni <i>pitch</i>	100,0%	101,2%	104,7%	107,3%	101,8%	101,0%	106,1%



Rys. 2. Przebieg mocy w czasie badanej FW dla wszystkich wariantów z tabeli 1

Symulacja zmiany długości czasu użytkowania objęła przekładnię główną oraz mechanizm zmiany kąta nastawienia łopat (przekładnia *pitch*). Z danych przedstawionych w tabeli 1 wynika, że w każdym wariacie obciążenia rewers mechanizmów ulega wydłużeniu. Na szczególną uwagę zasługuje fakt, że zwiększenie czasu działania elektrowni w reżimie mocy wynikającej z prędkości wiatru może skutkować wydłużeniem czasu jej użytkowania, ponieważ

w wariantach „75%” rezerwa włączana jest tylko w szczytach generacji wiatrowej; podczas gdy warianty „25%” i „50%” obniżają generację także w czasie gorszych warunków wiatrowych. Zwiększeniu ulega więc amplituda obciążeń, co negatywnie wpływa na zużycie zmęczeniowe elementów mechanicznych elektrowni.

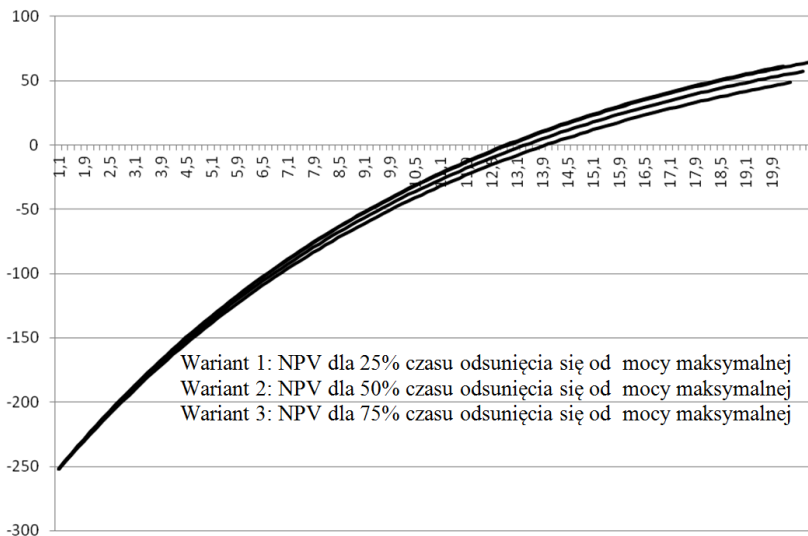
6. Analiza efektywności ekonomicznej FW pracującej w rezerwą wirującą

Analizując koszty eksploatacji FW włączonej do rezerwy pierwotnej, w niniejszym referacie wzięto pod uwagę zmniejszenie się mocy czynnej generowanej, spodziewany spadek niedyspozycyjności FW (wyjściowa wartość to 2%), obniżenie się kosztów eksploatacji.

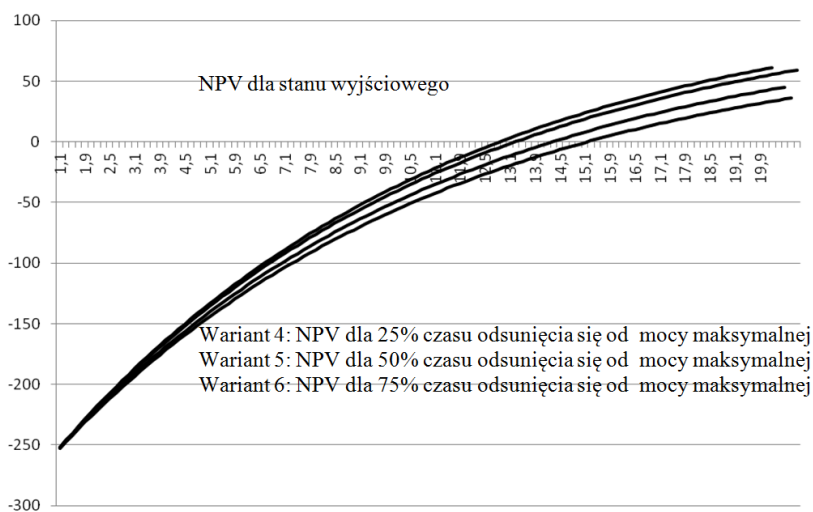
Dodatkowo porównano zmianę efektywności ekonomicznej w przypadku braku wynagrodzenia za usługę rezerwy oraz rekompensaty równej cenie energii elektrycznej uzyskiwanej przez OZE na rynku energii.

Na rysunkach 3 i 4 można zobaczyć, że efektywność ekonomiczna FW pracujących z rezerwą wirującą jest w zbadanych przypadkach gorsza niż dla FW pracującej bez rezerwy. Obniżone koszty eksploatacji i wydłużony resurs nie wystarczyły, aby zrównoważyć utratę zysków za niewygenerowaną energię. Wyjątek stanowi wariant 3, przypadek 5% odsunięcia się mocy dostępnej przez 25% czasu (rysunek 3).

Dane dotyczące wyniku finansowego inwestycji, w której wprowadzenie redukcji mocy, odbyło się bez wypłacenia rekompensat z tytułu utraconych zysków zestawiono w tabeli 2.



Rys. 3. Wartości bieżące netto (w mln złotych) różnych wariantów pracy FW. 5% odsunięcia się od mocy dostępnej



Rys. 4. Wartości bieżące netto (w mln złotych) różnych wariantów pracy FW.
10% odsunięcia się od mocy dostępnej

Tabela 2

Końcowe wartości NPV w przypadku braku rekompensat za usługę systemową

Wariant	Czas użytkowania w latach	Końcowa wartość NPV (mln złotych)	Wartość NPV odniesiona do stanu wyjściowego
Stan wyjściowy	20	61,23	100%
Wariant 1	20,3	48,41	79%
Wariant 2	20,7	57,11	93%
Wariant 3	20,9	64,17	105%
Wariant 4	20,7	36,14	59%
Wariant 5	20,5	45,07	74%
Wariant 6	20,9	59,20	97%

Wyniki pracy FW w przypadku wypłacania rekompensat za usługę redukcji generacji przedstawiono w tabeli 3. Po zakończeniu czasu użytkowania poza zwrotem nakładów początkowych, przyniesie zysk od 5% do 14% większy niż w przypadku pracy z maksymalną dostępną mocą.

Tabela 3

Końcowe Wartości NPV w przypadku wypłacania rekompensat za usługę systemową

Wariant	Czas użytkowania w latach	Końcowa wartość NPV (mln złotych)	Wartość NPV odniesiona do stanu wyjściowego
Stan wyjściowy	20	61,23	100%
Wariant 1	20,3	63,99	105%
Wariant 2	20,7	67,56	110%
Wariant 3	20,9	69,41	113%
Wariant 4	20,7	67,48	110%
Wariant 5	20,5	65,89	108%
Wariant 6	20,9	69,67	114%

7. Wnioski

Jak pokazują badania, koszt wprowadzenia rezerwy mocy czynnej w EW prowadzi do zwiększenia się liczby cykli do zużycia elementów mechanicznych. Pogłębione analizy techniczne wskazują jednak, że może wystąpić przypadek redukcji mocy powodującej zwiększenie amplitudy momentów mechanicznych. Jest to niekorzystny przypadek dla układów przenoszenia mocy mechanicznej. Opisana sytuacja zazwyczaj nie występuje w okresach nadprodukcji energii w FW.

Wprowadzenie dodatkowej usługi systemowej realizowanej przez FW powinno zostać wsparte finansowo. Badania pokazują, że zmniejszona generacja mocy czynnej objawia się obniżeniem rentowności inwestycji pomimo pozytywnych skutków mechanicznych. Model działa, w którym elektrownie dostają wynagrodzenie tylko w wysokości ceny energii niedostarczonej do SEE jest dla nich korzystny. Dzięki temu, że przychody są na tym samym poziomie, a zmniejszeniu ulegają koszty eksploatacyjne i wydłużenie cyklu użytkowania jednostki rośnie dochodowość inwestycji. W zaprezentowanych badaniach rentowność inwestycji wzrosła od 5% do 14%.

Literatura

- [1] Krajowy Plan działania w zakresie energii z odnawialnych źródeł energii, Warszawa 2010.
- [2] Klepacki A.: Wpływ energetyki wiatrowej na system elektroenergetyczny, Rynek Energii 2(117)/2015.
- [3] Robak S., Rasolomampionona D.: Wybrane zagadnienia regulacji częstotliwości w systemie z dużym udziałem odnawialnych źródeł energii. Rynek Energii 2012.
- [4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- [5] Pesta R.: Analiza opłacalności budowy farmy wiatrowej o mocy 40 MW, Rynek Energii 1(80)/2009.
- [6] <http://www.4coffshore.com/windfarms/turbine-mingyang-my1500-77-tid95.html>
- [7] Reifsnider K. L., Henneke E. G., Stinchcomb W. W., Duke J. C.: Damage Mechanics and NDE of Composite Laminates, Mechanics of Composite Materials, Recent Advances, eds. Z. Hashin and C. T. Herakovich. Pergamon Press, pp. 399-420, 1983.

**Janusz SOWIŃSKI, Robert TOMASZEWSKI,
Artur WACHTARCZYK**
Politechnika Częstochowska

NIEPEWNOŚĆ I RYZYKO W ANALIZIE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z ODNAWIALNYCH NOŚNIKÓW – STUDIUM PRZYPADKU

W ostatnich latach załamują się dotychczasowe trendy rozwoju energetyki. Obecnie tworzenie jednolitego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej (UE) kreuje dyskusję o kluczowych wyzwaniach dla unijnej i polskiej energetyki, budując długoterminową wizję jej rozwoju. Wynikiem dyskusji powinno być wypracowanie kompromisu pomiędzy energetyką konwencjonalną i odnawialną.

Uruchomienie nowych, niezbędnych inwestycji w energetyce wymaga czytelnego i mocnego sygnału cenowego płynącego z rynku energii w Polsce. W tym kontekście ważnym elementem analizy odnawialnych źródeł energii (OZE) są systemy wsparcia. Wykorzystywanie OZE sprawia, że konieczna jest bardzo wnikliwa analiza niepewności oraz ryzyka związanego z inwestowaniem w OZE.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii z 2015 roku określa mechanizmy i instrumenty wspierania wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła z OZE. Planowana nowelizacja ustawy, głównie w zakresie systemu aukcyjnego oraz taryf gwarantowanych dla prosumentów, zwiększa niepewność inwestorów. Konieczna jest ciągła analiza efektywności inwestycji w OZE w kontekście funkcjonowania przyszłego systemu aukcyjnego, również w celu promowania właściwych cen referencyjnych i pożądaných poziomów wolumenowych instalacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o odnawialne nośniki.

1. Ustawa o odnawialnych źródłach energii

Podstawowym aktem prawnym UE dotyczącym OZE jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych [5]. Powyższa dyrektywa określa strategiczny cel polityki energetycznej w zakresie OZE. Udział energii z odnawialnych nośników w finalnym zużyciu energii brutto w Polsce powinien osiągnąć poziom 15% w 2020 roku. Na rynku paliw transportowych planuje się osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw,

głównie poprzez zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji. Rozwój OZE musi być skorelowany z działaniami związanymi z rozwojem sieci elektroenergetycznych [8, 9].

Według Urzędu Regulacji Energetyki, w 2015 roku potencjał odnawialnych źródeł energii w Polsce wzrósł o 941,4 MW – do poziomu 6 970 MW. Dla porównania dynamika wzrostu w latach ubiegłych wynosiła: w 2014 r. 517,9 MW, w 2013 r. 1094,6 MW, a w roku 2012 – 1334 MW. Moc elektrowni wiatrowych wzrosła z 3 833 MW do 4 592 MW w 2015 r. Natomiast nieznacznie zwiększył się w 2015 r. potencjał elektrowni biomasowych – z 1008,2 MW do 1122,6 MW.

Sejm po prawie pięciu latach prac, realizując wymagania dyrektywy 2009/28/WE, uchwalił 20 lutego 2015 roku Ustawę o odnawialnych źródłach energii. Ustawa określa mechanizmy i instrumenty wspierania wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła z odnawialnych źródeł energii. Podpisana 11 marca 2015 r. przez Prezydenta RP ustawa zaczęła obowiązywać od 4 maja 2015 roku, ale zapisy dotyczące systemu aukcyjnego i taryf gwarantowanych miały wejść w życie od 1 stycznia 2016 r.

Nowelizacja Ustawy została podpisana przez Prezydenta 30 grudnia i weszła w życie z dniem 31 grudnia 2015 r. Nowelizacja odracza do 1 lipca 2016 r. wejście w życie regulacji dotyczących uruchomienia systemu aukcyjnego na zakup energii elektrycznej z instalacji OZE oraz części uregulowań dotyczących mechanizmów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 10 kW.

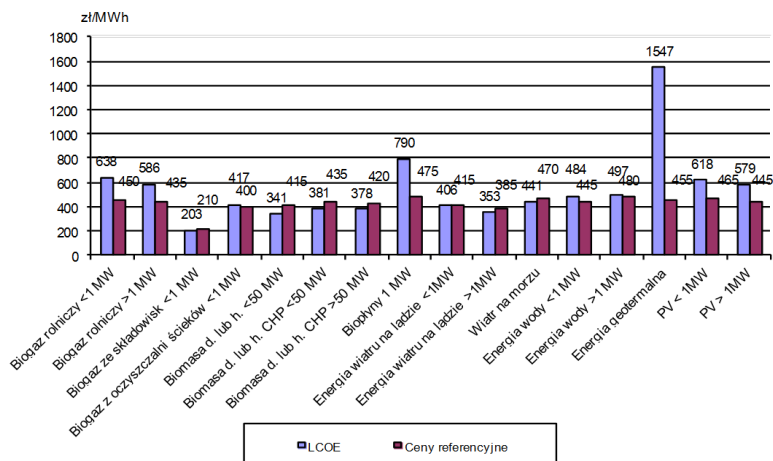
Wolumeny energii do zakontraktowania w pierwszej aukcji zostały określone w rozporządzeniu Rady Ministrów z czerwca 2015 roku (Dz.U z 13 lipca 2015, poz. 975). Z rozporządzenia wynika, że maksymalna ilość energii elektrycznej z OZE, która może zostać sprzedana istniejącym instalacjom w drodze aukcji w 2016 r. wynosi 4 726 044 MWh, a maksymalna wartość energii to 1 804 338 104 zł, co daje średnią cenę ok. 382 zł/MWh. Natomiast dla nowo powstających instalacji OZE maksymalna ilość energii elektrycznej z OZE, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2016 r. wynosi 50 449 950 MWh (w tym nie mniej niż 25% w instalacjach o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW), a maksymalna wartość energii to 18 201 331 716 zł. Stąd średnia cena ok. 361 zł/MWh.

Ministerstwo Gospodarki przygotowało również rozporządzenie dotyczące cen referencyjnych dla projektów zgłaszanych na aukcjach OZE. Rozporządzenie, jako jeden z ważniejszych dokumentów wykonawczych do ustawy o OZE, decyduje w dużej mierze o strukturze technologii energetycznych w energetyce odnawialnej, mających szanse na wygranie aukcji. Kryterium wygrania aukcji przez inwestora jest zaoferowanie najniższej ceny. Inwestor dostaje gwarancję sprzedaży energii elektrycznej po zaoferowanej cenie z uwzględnieniem wskaźnika inflacji, uzyskując wsparcie w okresie 15-letnim. Warunkiem przystąpienia do aukcji jest zaoferowanie ceny sprzedaży energii

elektrycznej nie wyższej od tzw. ceny referencyjnej, określonej w rozporządzeniu do Ustawy o OZE.

Instytut Energetyki Odnawialnej opracował opinię o projekcie rozporządzenia nr 6/26 Ministra Gospodarki w sprawie cen referencyjnych dla OZE (www.ieo.pl) [10]. Zaprezentowane przez IEO koszty produkcji energii elektrycznej, obliczone wg metodyki LCOE (*Levelised Cost of Electricity*) dla kilku technologii różnią się dość znacznie (np. dla energii geotermalnej, czy też biopłynów 1 MW), natomiast dla większości technologii są z reguły wyższe od cen referencyjnych.

Na rys. 1. przedstawiono zarówno ceny referencyjne z rozporządzenia 6/26, jak i oszacowania kosztów produkcji energii elektrycznej wyznaczone metodą LCOE (wg. IEO [10]).



Rys. 1. Porównanie cen referencyjnych wg projektu rozporządzenia Ministerstwa Gospodarki i kosztów produkcji energii z OZE wyznaczonych metodą LCOE na 2017 rok przez IEO. (Uwaga: prognoza kosztów dla morskiej energetyki wiatrowej na 2020 rok) [10]

Rozporządzenie o cenach referencyjnych wymaga rzetelnej weryfikacji, zwłaszcza w kontekście spodziewanych zmian w przygotowywanej nowelizacji ustawy, wskazania preferowanych technologii z uwagi na efektywność ekonomiczną oraz pogłębionej analizy związanej z kosztami społecznymi rozwoju każdej strategii technologicznej w Polsce.

2. Metodyka analizy efektywności ekonomicznej wybranych technologii OZE

2.1. Metoda wartości zaktualizowanej netto NPV

Podstawowym celem rachunku efektywności inwestycji jest ocena pojedynczego projektu przedsięwzięcia gospodarczego lub wyłonienie, spośród wielu możliwych do realizacji wariantów, najbardziej opłacalnego przedsię-

wzięcia. Obecnie coraz popularniejsze stają się rynkowe, dynamiczne metody oceny efektywności inwestowania, w których rachunek inwestycyjny opiera się na przychodach i nakładach.

Do analizy wykorzystano stosowaną w energetyce metodę zaktualizowanej wartości netto (tzw. metoda *NPV* - *Net Present Value*), w której uwzględniany jest rachunek dyskonta [15].

Wskaźnik *NPV* (w przypadku pominięcia wartości likwidacyjnej przedsięwzięcia inwestycyjnego) równy jest zdyskontowanemu przepływowi gotówkowym pomniejszonym o koszt inwestycji I (zdyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji). W postaci dyskretnej wyrażony jest wzorem:

$$NPV = V - I = \sum_{t=0}^{N_e} \frac{\pi(t)}{(1+r)^t} - I, \quad (1)$$

gdzie r - stopa dyskonta przyjęta przez inwestora, π_t - przepływy pieniężne (ang. *Cash Flow*) w kolejnych latach t , będące różnicą między faktycznymi wpływami i wydatkami, N_e - okres eksploatacji.

Przepływy pieniężne π_t , które są dla inwestora osiągnięciem w danym roku efektem finansowym i które w przybliżeniu są równe rocznemu zyskowi po opodatkowaniu i amortyzacji [1] (zwane również rocznym zyskiem operacyjnym), można wyznaczyć na podstawie wzoru:

$$\pi_t = (P_t - C_t), \quad (2)$$

gdzie P_t - wpływy w danym roku t ze sprzedaży produktów (energii elektrycznej, ciepła, usług systemowych itp.), C_t - wydatki w danym roku t .

Na przewidywane wydatki w danym roku C_t składają się: koszty surowców (paliwa) i energii, koszty płac, koszty opłat za eksploatację środowiska, koszty remontów, koszty sprzedaży, ubezpieczenia i pozostałe koszty (np. obsługa finansowa kredytów, podatek dochodowy od zysku brutto) w danym roku.

Nakłady inwestycyjne poniesione w okresie N_b trwania budowy, zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia jej eksploatacji, wyrażają się wzorem:

$$I = \sum_{t=-N_b}^{t=0} \frac{I_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=-N_b}^{t=0} I_t (1+r)^{|t|}, \quad (3)$$

Przyjmując zwykłe kryterium planowania inwestycji, inwestycję należy zrealizować, jeśli wartość zaktualizowana netto inwestycji, czyli wskaźnik *NPV* jest dodatni.

Zarówno przychody, jak i wydatki zależą od wolumenu produkcji energii elektrycznej oraz od kosztu i ceny energii elektrycznej. Powyższe wielkości w dużej mierze wynikają z konkurencji na rynku energii, ale również są wynikiem regulacji w postaci systemu wsparcia dla OZE. Wartość każdej z powyższych wielkości w horyzoncie okresu eksploatacji obciążona jest sporą niepewnością.

2.2. Niepewność dotycząca stopy dyskonta – ryzyko rynkowe inwestowania

Obecnie na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) notowanych jest szereg spółek branży budowlano-montażowej realizujących prace w zakresie modernizacji i montażu urządzeń oraz inwestycji na potrzeby energetyki zawodowej i przemysłowej. Publikowane przez GPW giełdowe wskaźniki sektorowe umożliwiają ocenę finansową sektorów. Natomiast prezentowane dla spółek notowanych na giełdzie coroczne szczegółowe raporty analityczne z działalności, obejmujące bilanse, przepływy środków pieniężnych, rachunki wyników i analizy wskaźnikowe, pozwalają ocenić ich rentowność i kondycję finansową.

Powyższe dane mogą posłużyć inwestorowi (decydentowi) do oszacowania stopy zwrotu z realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego, polegającego na modernizacji lub budowie nowego obiektu w elektroenergetyce, oraz dla oceny ryzyka finansowego i biznesowego projektu inwestycyjnego.

Cechy inwestycji dobrze odzwierciedla cytowana w [11] definicja podana przez Hirschleifera (1965): *Inwestycja jest, w istocie, bieżącym wyrzeczeniem dla przyszłych korzyści. Ale terażniejszość jest względnie dobrze znana, natomiast przyszłość to zawsze tajemnica. Przeto inwestycja jest wyrzeczeniem się pewnego dla niepewnej korzyści.* W definicji uwypuklony jest czynnik czasu i ryzyka, stąd inwestor oczekuje stopy zwrotu z inwestycji, na którą składa się cena czasu i cena ryzyka. Cena czasu to zapłata za rezygnację z bieżącej konsumpcji, gdy inwestycja wolna jest od ryzyka. Za ryzyko w inwestowaniu inwestor powinien otrzymać premię, którą jest cena ryzyka.

Jedną z koncepcji [11] stopy zwrotu r zakłada, że jest ona sumą realnej stopy procentowej r_r , stopy inflacji r_i , premii płynności r_{lp} oraz premii za ryzyko r_{rp} :

$$r = r_r + r_i + r_{lp} + r_{rp}, \quad (4)$$

Realna stopa procentowa jest ceną pieniądza na rynku, zależną od popytu i podaży. Premia płynności jest wynikiem zróżnicowanych stóp zwrotu dla różnych okresów inwestowania. W powyższym wzorze trudność sprawia przede wszystkim oszacowanie premii za ryzyko.

Podstawowym modelem rynku stosowanym w analizach finansowych jest model wyceny aktywów kapitałowych CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) [4]. Wywodzi się on z modelu jednowskaźnikowego Sharpe'a, który powstał jako model upraszczający klasyczną teorię portfela. W modelu Sharpe'a stopa zwrotu r zależy od stopy zwrotu indeksu rynku r_m (indeksu giełdy portfela rynkowego):

$$r = \alpha + \beta r_m + e, \quad (5)$$

gdzie α, β - współczynniki równania regresji, e - składnik losowy równania.

Model CAPM, z uwagi na swą prostotę, jest najczęściej stosowanym w analizach finansowych rynku. Konkurencyjną teorią jest teoria arbitrażu cenowego APT (*Arbitrage Pricing Theory*), która opiera się na prawie jednej ceny. Prawo to wskazuje, że to samo dobro nie może być sprzedawane po dwu różnych cenach, a to z kolei implikuje identyczne stopy zwrotu instrumentów finansowych o równym ryzyku. Stopa zwrotu w teorii APT określona jest modelem czynnikiemowym:

$$r = a + \sum_{i=1}^m b_i F_i + e, \quad (6)$$

gdzie: F_i - czynnik i -ty, zwany czynnikiem ryzyka, b_i - współczynnik wrażliwości względem i -tego czynnika.

Formalnie model CAPM może być traktowany jako szczególny przypadek jednoczynnikowego modelu APT.

Miernikiem ryzyka rynkowego w modelu CAPM, opisanego równaniem (5), jest współczynnik *beta* (β), który zdefiniowano jako stosunek oczekiwanego zysku z przedsięwzięcia inwestycyjnego do średniego zysku na rynku. Dla najmniej ryzykownych walorów można przyjąć współczynnik *beta* równy zero. Różnica pomiędzy średnim zyskiem na rynku r_m i stopą zysku najmniej ryzykownego waloru (np. obligacji skarbu państwa) r_f nazywana jest premią ryzyka rynkowego ($r_m - r_f$).

Model CAPM wskazuje, że wartość oczekiwana premii ryzyka każdej inwestycji jest proporcjonalna do jej współczynnika *beta*. To oznacza, że stopa każdej inwestycji powinna leżeć na tzw. linii bezpieczeństwa rynkowego, opisanej równaniem:

$$r - r_f = \beta(r_m - r_f), \quad (6)$$

Stopę dyskonta definiuje się jako oczekiwany zwrot oferowany przez inne równie ryzykowne przedsięwzięcia. Aby określić stopę zwrotu, której inwestor oczekuje z określonego przedsięwzięcia, konieczna jest znajomość trzech wartości: r_f , r_m i β . W praktyce wyznaczenie stopy dyskonta dla nowych inwestycji zazwyczaj stwarza spore problemy. Inwestycje w elektroenergetyce, zazwyczaj jako bardzo kosztowne, są realizowane w dużej mierze z wykorzystaniem kredytów bankowych. Należy w tym celu oszacować i uwzględnić dodatkowe ryzyko ponoszone przez instytucję pożyczającą kapitał. Poza tym kwestią otwartą do rozwiązania pozostaje problem, w jaki sposób oszacować stopę dyskonta dla przedsięwzięcia, które nie jest tak samo ryzykowne, jak inwestycje dotąd podejmowane przez firmę.

Aby obliczyć stopę dyskonta dla finansowania projektu inwestycyjnego, trzeba wyznaczyć prognozę współczynnika *beta* i zastosować poniższy wzór:

$$r = r_f + \beta_{prog}(r_m - r_f), \quad (7)$$

Współczynnika *beta* nie można właściwie określić dokładnie dla pojedynczej firmy. Pewnym przybliżeniem jest wykorzystanie wartości średniej współczynnika *beta* dla podobnych przedsięwzięć lub firm. Ale wtedy należy zdefiniować termin podobieństwa, a problem ten wzbudza spore kontrowersje. Koszt kapitału danej firmy jest właściwą stopą dyskonta dla projektów, które charakteryzują się tym samym poziomem ryzyka, co podejmowane przez firmę przedsięwzięcia.

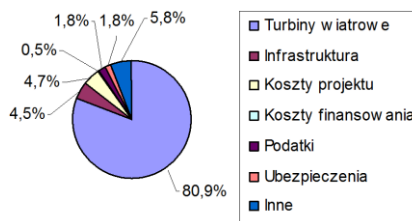
Najbardziej oczywistą drogą mierzenia współczynnika *beta* dla przedsięwzięć firmy jest obserwacja jego kształtowania się w przeszłości. Wartości współczynników *beta* charakteryzują się dużą stabilnością na rynku. Jedną z przyczyn, że powyższe oszacowania na podstawie przeszłości nie korespondują z przyszłymi realizacjami, tkwi w dużej mierze w zmianie wartości rynkowego ryzyka. Najważniejszą przyczyną jest jednak ograniczona liczba obserwacji, na podstawie której estymuje się wartości współczynników *beta*.

Sposób szacowania stopy dyskonta podano np. w [15]. Obliczenia w analizie efektywności ekonomicznej wybranych technologii przeprowadzono dla kilku wariantowych wartości stopy dyskonta.

3. Analiza efektywności ekonomicznej wybranych technologii OZE

3.1. Elektrownia wiatrowa

Analizie poddano farmę wiatrową z 4 turbinami wiatrowymi firmy Enercon typu E 82, każda o czynnej mocy elektrycznej 2,0 MW. Całkowity nakład inwestycyjny wynosi ok. 66,18 mln pln [2]. Udział poszczególnych kategorii kosztów w nakładzie inwestycyjnym przedstawia rys. 2. Koszty eksploatacyjne oszacowano na poziomie 126 tys. pln/(MW·a) [2].



Rys. 2. Udział poszczególnych kategorii kosztów w nakładzie inwestycyjnym elektrowni wiatrowej

Biorąc pod uwagę powyższe dane wyznaczono współczynniki *NPV*. Wartości *NPV* większe od zera, uzasadniające realizację inwestycji, są funkcją ceny referencyjnej uzyskanej na aukcji. W obliczeniach przyjęto 25 letni okres eksploatacji turbiny wiatrowej, wariantowe roczne czasy wykorzystania mocy zainstalowanej (średnie możliwości wietrzne w Polsce są zazwyczaj poniżej 2000 h/a) oraz wariantową stopę dyskonta $r=6\%$ i $r=10\%$. Wyniki zaprezentowano w tabeli 1.

Tabela 1

Minimalne ceny referencyjne energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej
(4 turbiny Enercon typu E 82)

Lp.	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	Stopa dyskonta	Minimalna cena referencyjna wytwarzania energii elektrycznej
-	h/a	%	pln/(MWh)
1	2500	6	304,9
2	2500	10	411,6
3	2000	6	381,1
4	2000	10	514,5
5	1800	6	423,4
6	1800	10	571,7

Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla farmy wiatrowej z 4 turbinami Enercon typu E 82, dla przyjętych wyżej danych, wyznaczono również wykorzystując metodologię średniego kosztu rocznego. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 2.

Przedstawione obliczenia kosztu wytwarzania energii elektrycznej dla elektrowni wiatrowej znacznie przewyższają cenę energii elektrycznej na krajowym hurtowym rynku energii.

Tabela 2

Koszty wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej
(4 turbiny Enercon typu E 82)

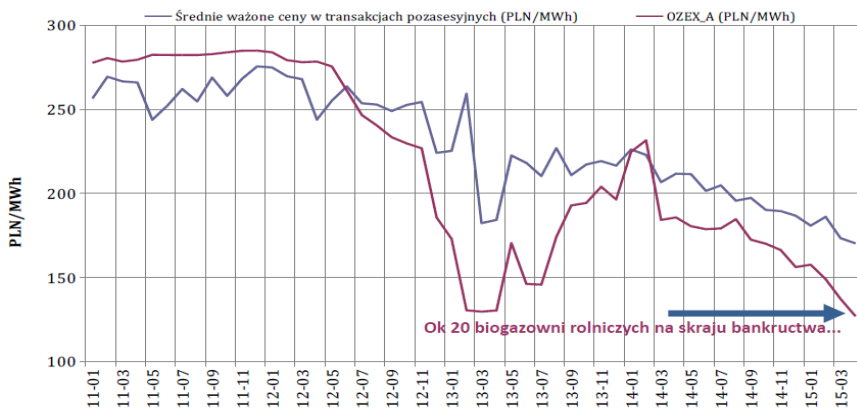
Lp.	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	Stopa dyskonta	Koszt wytwarzania energii elektrycznej
-	h/a	%	pln/(MWh)
1	2500	6	309,3
2	2500	10	414,9
3	2000	6	386,6
4	2000	10	518,7
5	1800	6	429,5
6	1800	10	576,3

3.2. Biogazownia

Biogazownia jest skomplikowanym układem urządzeń skonstruowanych do produkcji biogazu z biomasy zwierzęcej (odchody), biomasy roślinnej, odpadów organicznych i ścieków. Biogaz w agregatach kogeneracyjnych wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Usytuowanie biogazowni i rodzaj wykorzystywanej biomasy determinuje ich podział na biogazownie rolnicze, biogazownie na wysypiskach śmieci i biogazownie przy instalacjach oczyszczania ścieków. Podstawowym elementem konstrukcyjnym jest fermentacja

tator, stanowiący zbiornik fermentacyjny wypełniony organicznym materiałem wsadowym, który w podwyższonej temperaturze (metanowa fermentacja psychrofilowa 10-25°C, mezofilowa 32-38°C, termofilowa 42-55°C) fermentuje i z którego wydzielą się biogaz z metanem.

W ostatnich latach branża biogazowni rolniczych przechodzi kryzys, a jego przyczyną jest spadek cen świadectw pochodzenia energii odnawialnej związany z ich nadpodażą na rynku. Na rys. 3 zaprezentowano notowania ceny średniej ważonej wolumenem ze wszystkich transakcji kontraktem PMOZE_A na sesjach giełdowych oraz ceny w transakcjach pozasesyjnych w latach 2011-2015. Zaobserwowano wyraźny spadek cen zielonych certyfikatów, a obecnie (początek marca 2016 r.) są one na poziomie około 115 PLN/MWh dla obrotów sesyjnych (OZEX_A) i około 180 PLN/MWh dla obrotów pozasesyjnych (OZEX_A_TP).

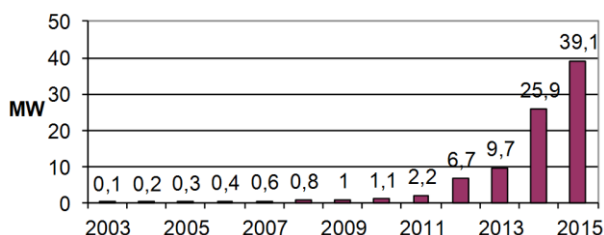


Rys. 3. Spadek cen świadectw pochodzenia energii odnawialnej. Źródło: [3]

Zdecydowana większość biogazowni w Polsce (ponad 90%) to biogazownie o mocy zainstalowanej większej niż 0,25 MW. Z analizy danych z rynków państw Unii Europejskiej wynika, że jednostkowe nakłady inwestycyjne dla instalacji na biogaz do 0,5 MW maleją logarymicznie wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej. W Polsce wybudowanie małej elektrowni biogazowej o mocy 0,1 MW, przy zastosowaniu krajowych urządzeń oraz dostawców technologii to koszt około 1,6 mln PLN (zakup agregatu kogeneracyjnego to ok. 20-30% nakładu inwestycyjnego). Typowym krajowym produktem ma być biogazownia o mocy 60 kW po cenie około 1 mln PLN.

3.3. Fotowoltaika

Z roku na rok wzrasta popularność systemów fotowoltaicznych. Moc zainstalowana systemów fotowoltaicznych w roku 2015 w Polsce wzrosła do 39,1 MW (rys. 4) wg IEO.



Rys. 4. Moc zainstalowana systemów fotowoltaicznych w Polsce w latach 2003-2015 wg. IEO

Instalacja, która została poddana analizie, składa się z paneli o mocy zainstalowanej 10 kW, inwertera i nowoczesnego licznika energii (tabela 3). Przyjęto, że roczne koszty eksploatacyjne powyższej instalacji wynoszą 700 pln.

Tabela 3

Koszt zakupu i montażu instalacji fotowoltaicznej o mocy 10 kW

Elementy instalacji	Sumaryczny koszt
-	pln
Moduły PV	32 000
Inwerter	11 500
Licznik	1 000
Zabezpieczenia, przewody	3 500
System mocowania	4 900
Montaż	5 000
Koszt całkowity	57 900

Założono, że produkcja energii w tej instalacji w pierwszym roku eksploatacji wynosi 9,5 MWh (na podstawie analizy rzeczywistych układów na południu Polski). Założono 25 letni okres eksploatacji paneli fotowoltaicznych, a proces starzenia instalacji powoduje średnioroczną wartość stopnia degradacji równą 0,36%. Przeanalizowano funkcjonowanie instalacji fotowoltaicznej z punktu widzenia producenta energii elektrycznej. Wyniki obliczeń na podstawie współczynnika *NPV* wartości progowej (minimalnej) ceny energii elektrycznej, przy której opłaca się zrealizować inwestycję, zaprezentowano w tabeli 4.

Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla instalacji fotowoltaicznej, dla przyjętych wyżej danych, wyznaczono również wykorzystując metodologię średniego kosztu rocznego. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 5.

Tabela 4

Minimalna cena energii elektrycznej
dla opłacalności instalacji fotowoltaicznej o mocy 10 kW

Lp.	Produkcja energii elektrycznej w pierwszym roku eksploatacji	Stopa dyskonta	Minimalna cena energii elektrycznej
-	kWh	%	pln/(MWh)
1	9 500	6	558
2	9 500	8	655
3	9 500	10	757

Tabela 5

Koszty wytwarzania energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej 10 kW

Lp.	Produkcja energii elektrycznej w pierwszym roku eksploatacji	Stopa dyskonta	Koszt wytwarzania energii elektrycznej
-	kWh	%	pln/(MWh)
1	9 500	6	550
2	9 500	8	645
3	9 500	10	745

Uzyskane wyniki są zbliżone do oszacowań LCOE wykonanych przez IEO [10], ale są wyższe od proponowanych cen referencyjnych w rozporządzeniu 6/26.

5. Wnioski

Regulacje związane z promowaniem OZE i systemem handlu emisjami (ETS), jak również unijne dokumenty polityki energetyczno-środowiskowej [6, 7, 13] powodują, że generacja oparta na wykorzystaniu OZE staje się bardzo atrakcyjną technologią dla przyszłych inwestycji [12]. Energetyka oparta na OZE napotyka jednak na szereg barier rozwojowych, jakimi są ograniczony potencjał (głównie dostępność gruntów pod uprawy roślin energetycznych i biomasy, konflikt z innymi kategoriami wykorzystania gruntów), ograniczenia środowiskowe (inne niż emisje zanieczyszczeń) oraz brak odpowiedniej infrastruktury [14].

Z przedstawionego zestawienia cen referencyjnych i cen wyznaczonych przez IEO metodą LCOE oraz oszacowań kosztów wytwarzania energii elektrycznej w analizach dla wybranych technologii wynika, że w przyszłych aukcjach na uprzywilejowanych pozycjach mogą być wielkoskalowe technologie energetyczne współspalania biomasy w elektrowniach dedykowanych i układach hybrydowych oraz energetyka wiatrowa (zarówno lądowa, jak i morska), o ile nie zmieni tego nowelizacja ustawy OZE. Raport IEO podaje wniosek, że ceny referencyjne są niższe od minimalnych cen LCOE, zwłaszcza dla źródeł o mocach poniżej 1 MW [10]. Może prowadzić to do wykluczenia mniejszych inwestorów z aukcji lub zmusić ich do działania pod presją konkurencji w kierunku zaniżania ofert, co prowadzi do tzw. underbiddingu.

Literatura

- [1] Bartnik R.: Rachunek efektywności techniczno-ekonomicznej w energetyce zawodowej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, Opole, 2008.
- [2] Beermann Windkraft GmbH&Co, Maierfeld KG, Strom aus Wind. Eine Investition in unsere Zukunft, Munchen, 2011, http://www.igsz.eu/WEK/Windknast/Prospekt_Maierfeld.pdf
- [3] Curkowski A.: Rynek mikro- i małych biogazowni, Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Warszawa 2015 r.
- [4] Davis E.W., Pointon J.: Finanse i firma, PWE, Warszawa 1997.
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- [6] European Commission, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Brussels, 8.3.2011, COM(2011) 112 final.
- [7] European Commission, Green Paper. A 2030 framework for climate and energy policies, Brussels, 27.3.2013, COM(2013) 169 final.
- [8] Gawlak A., Poniatowski L.: Main directions of investment in the sector of electrical energy distribution, EPE 2014, DOI: 10.1109/EPE.2014.6839418.
- [9] Gawlak A., Kornatka M.: Comparative analysis of operating conditions in Polish medium-voltage and 110 kV networks, Proceedings of The 8th International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2015, 16.-18. 9. 2015, Stará Lesná, Slovak Republic, pp.53-56.
- [10] IEO EC BREC, Opinia Instytutu Energetyki Odnawialnej o projekcie rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie cen referencyjnych dla OZE, 2015, www.ieo.pl
- [11] Jajuga K., Jajuga T.: Inwestycje, PWN, Warszawa 1999.
- [12] Kacejko P., Wydra M.: Energetyka wiatrowa w Polsce – realna ocena, Rynek Energii, 12 (2010).
- [13] Marciniak I.: Światowe i unijne normatywne dokumenty a rozwój OZE w Polsce, Przegląd Elektrotechniczny, R. 90, Nr 7/2014.
- [14] Paska J., Surma T.: Wyzwania dla Polski w świetle nowej polityki energetycznej Unii Europejskiej, Rynek Energii 4 (113)/2014.
- [15] Sowiński J.: Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych, Wydawnictwa Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 2008.

Konrad ZUCHORA, Piotr MILLER
Politechnika Lubelska

ANALIZA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA KOGENERACJI W ENERGETYCE ROZPROSZONEJ Z ZASTOSOWANIEM ELEMENTÓW OPTYMALIZACJI

Potrzeba zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, wywołana głównie przez zaobserwowane zmiany klimatyczne, która została zaproponowana w „traktacie z Kioto” [6], zobowiązuje do poszukiwania efektywnych rozwiązań, które zapewnią produkcję energii na porównywalnym, a nawet wyższym poziomie przy zmniejszeniu emisji dwutlenku węgla. W międzynarodowym projekcie realizującym koncepcję energetyki niskoemisyjnej przyczyny, do których należą: dojrzałość techniczna energetyki rozproszonej, potrzeba modernizacji i restrukturyzacji metod produkcji energii używanych w energetyce konwencjonalnej, modernizacja gospodarki ukierunkowana na poprawę efektywności energetycznej, są odpowiedzialne m. in. za wzrost zainteresowania techniką mikrokogeneracji wykorzystującą odnawialne źródła energii (OZE) [4].

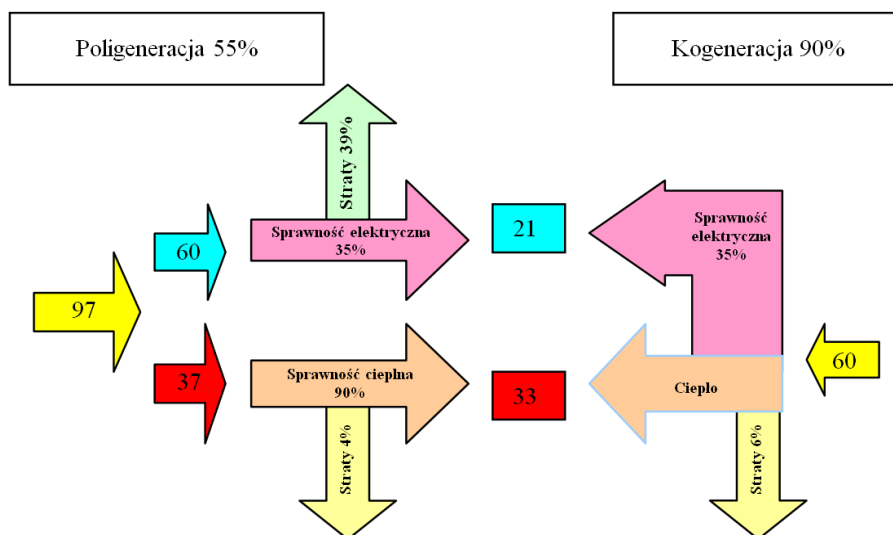
W Europie jednym z podstawowych celów reorganizacji energetyki jest zwiększenie udziału energii wytwarzanej z OZE. Z możliwych dostępnych rodzajów OZE preferowane jest wykorzystanie w sprzężeniu tych technik i zasobów, których użycie zdobywa aprobatę podmiotów odpowiedzialnych za ochronę środowiska i gospodarkę. Można również zawnioskować, że do teraźniejszości i przyszłości użytkowników systemów generacji rozproszonej należy poszukiwanie wzajemnych zależności między tworzonymi przez ustawodawcę przepisami ujętymi w normach i ustawach a energetyką rozproszoną [2].

Zmiany, które dokonują się aktualnie w sektorze energetycznym państw członkowskich Unii Europejskiej oraz postępująca liberalizacja sektora energetycznego przychylają się do konkluzji, iż w bliskiej przyszłości OZE i energetyka rozproszona oraz koncepcje mikrosieci, mikrosystemów i mikroinstalacji będą miały wpływ na strukturę energetyczną poszczególnych państw i zdobędą istotny udział w produkcji i dystrybucji energii.

Analiza kierunków w energetyce rozproszonej prowadzi do wniosku, iż do rozwiązań, które wejdą do kanonu mikroenergetyki rozproszonej należeć będą głównie te oparte na kogeneracji, realizowane z wykorzystaniem ciepłych silników przepływowych i objętościowych oraz pomp ciepła, a także oparte na źródłach słonecznych, wiatrowych i systemach magazynowania energii.

1. Kogeneracja i energetyka rozproszona

Kogeneracja w zbieżnym znaczeniu to koincydencja w produkowaniu energii elektrycznej oraz ciepłej. Wymowną zaletą kogeneracji jest wykorzystanie energii, która w założeniach poligeneracji byłaby nieodwracalnie stracona. Systemy kogeneracji można sklasyfikować w dwóch podstawowych grupach: przemysłowych i komercyjnych.



Rys. 1. Porównanie systemów wytwarzania energii

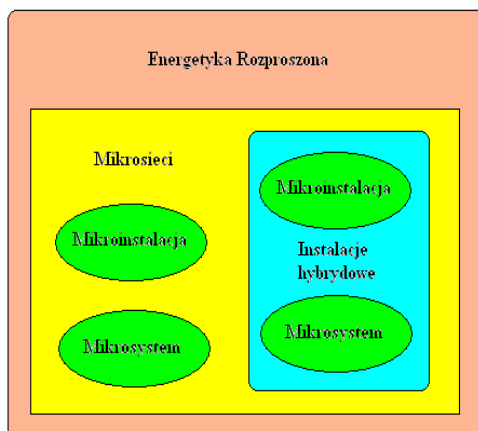
Instalacje pracujące w kogeneracji, które mogą również zagospodarować energię wytwarzaną z OZE mają istotny potencjał wykorzystania w nowoczesnym systemie energetycznym [5]. Uwagę skupia również idea wykorzystania kogeneracji rozproszonej, jako siły motorycznej dla poprawy efektywności energetycznej. Proporcje w przemianie energii oraz mocy dla kogeneracji i poligeneracji, porównanie oszczędności energii oraz wzorcowe proporcje i efektywność przemian energii dla różnych systemów wytwarzania obrazuje rys. 1. Wartości procentowe na rys. 1 wyrażają sprawności całkowite osiągnięte w poligeneracji i kogeneracji. Liczby bezwymiarowe odwzorowują udziały mocy lub energii.

2. Użytkowanie systemów rozproszonych

Wypracowane doświadczenia w temacie kogeneracji rozproszonej przekonują, iż aktualnie dostępne są rozwiązania, które pozwolą generacji rozproszonej współistnieć z energetyką konwencjonalną. Rys. 2. ilustruje wykonaną z punktu widzenia autorów klasyfikację energetyki rozproszonej [8].

Mikrosieci charakteryzują się powszechnym użyciem energoelektroniki, która spełnia rolę pośrednika między generatorami energii, odbiorcami oraz siecią. Należy również zwrócić uwagę na istotny problem użycia w generacji rozproszonej OZE, które mogą powodować konieczność wypracowania działających w czasie rzeczywistym układów sterowania i regulacji [1, 7].

Autorzy uważają, że mikrosieć można uznać za małą instalację energetyczną wytwarzającą energię, która może być w całości zużywana na lokalne potrzeby lub może być eksportowana do sieci nadrzędnej.



Rys. 2. Klasyfikacja energetyki rozproszonej

Autorzy uważają również, że mikrosieci powinny być zdolne do niezależnej pracy wyspowej, tzw. OFF-GRID oraz do pracy w połączeniu z siecią nadrzędną tzw. ON-GRID.

Własnością, którą autorzy uznają za wystarczającą do sklasyfikowania instalacji energetyki rozproszonej do rodziny mikrosystemów jest zarządzanie energią. Za mikrosieć autorzy uznają również sieć elektroenergetyczną, w której między prawnym właścicielem mikroinstalacji lub mikrosystemu a siecią istnieje wyraźny rozdział cen kupna oraz sprzedaży energii. Studium badawcze wykonane przez autorów publikacji prowadzi do konkluzji, iż instalacje energetyki rozproszonej można sklasyfikować w czterech podstawowych grupach.

- I. Instalacje, których właściciele czerpią korzyści pochodzące tylko i wyłącznie z oszczędności energii w porównaniu z energią, którą właściciel instalacji lub systemu musiałby zakupić z nadrzędnej sieci ciepłej oraz elektrycznej w konwencjonalnym systemie energetycznym.
- II. Instalacje, w których zapotrzebowanie na energię odbiorów należących do właściciela instalacji lub systemu jest pomijalnie małe, a przychody właściciel mikrosystemu czerpie w przeważającej proporcji z odsprzedaży energii nadrzędnym sieciom energetycznym.

- III. Instalacje, w których proporcja między zapotrzebowaniem energetycznym odbiorców należących do właściciela systemu a ilością energii odsprzedawanej do sieci jest wystarczająca do uzyskiwania korzyści zarówno z odsprzedaży, jak również z oszczędności energii.
- IV. Instalacje, które czerpią korzyści ze świadczenia usług na rzecz nadrzędnej sieci oraz systemu energetycznego i są dysponowane przez operatora. Ta idea może mieć między innymi zastosowanie w sieciach ciepłych, które używają energii cieplnej o niskich parametrach cieplnych, np. energii cieplnej pochodzenia geotermalnego.

Autorzy referatu na podstawie wypracowanych doświadczeń zwracają uwagę, iż w sieciach rozproszonych, z przyczyn technicznych, operatorzy sieci energetycznych mogą odmówić przyłączenia jednostek generacji rozproszonej do sieci. Można wówczas zawniekskować, że prawni właściciele mikrosystemów zdecydują o wykorzystaniu I-ego z wyliczonych sposobów funkcjonowania mikrosystemów. Autorzy zwracają uwagę na fakt, że jeżeli połączenie mikrosystemu z nadrzędną siecią z przyczyn technicznych może być niemożliwe do zrealizowania w chwili zgłoszenia, to w skali czasu przyszła rekonfiguracja przystosowująca infrastrukturę sieciową do funkcjonowania w generacji rozproszonej może doprowadzić do powstania warunków technicznych, które umożliwią przyłączenie instalacji z nadrzędnymi sieciami, w pełnych cyklach dwudziestoczterogodzinnych lub cyklach niepełnodobowych.

3. Funkcjonowanie energetyki rozproszonej

Przyrost w systemie energetycznym liczby jednostek generacji rozproszonej może być uzasadniany wzrostem wykorzystania OZE. Cechą generatorów korzystających z OZE jest niewielka moc, która sprawia, że generacja rozproszona aktywizuje się najczęściej w sieciach niskich i średnich napięć.

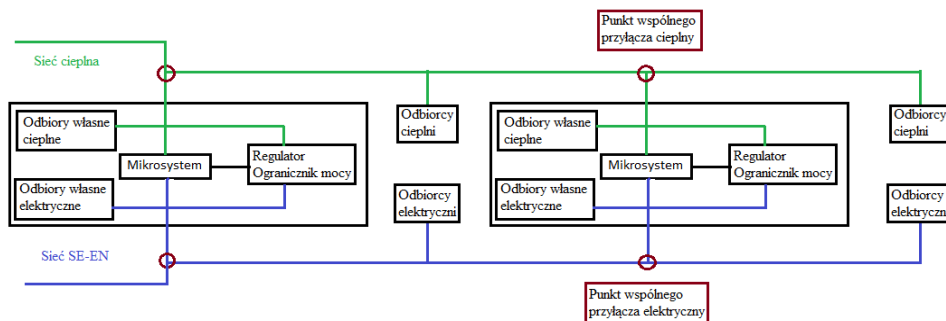
Stochastyczny charakter energii wytwarzanej w OZE czyni źródła odnawialne skomplikowanymi w kontroli i zarządzaniu. W rezultacie dążeń do uproszczenia procedur zarządzania we wzajemnych relacjach z naturą źródeł odnawialnych w struktury mikrosystemów wprowadza się zasobniki energii, których zadaniem jest między innymi złagodzenie niekorzystnych fluktuacji mocy generowanych w OZE. Zasobniki energii zainstalowane w mikro sieciach mogą wykonywać pracę gromadzenia energii, gdy w sieci dostępne będą nadwyżki energii oraz pracę przekazywania energii do sieci, gdy w sieci zaistnieją stany niedoboru energii lub stany obciążenia szczytowego.

Nadrzędnym celem systemu energetycznego jest zagwarantowanie odbiorcy ciągłości dostaw energii. Przewiduje się w energetyce rozproszonej dwa podstawowe tryby pracy: ON-GRID oraz OFF-GRID. Jedną z idei wykorzystania mikrosystemów zakłada, iż instalacje energetyki rozproszonej mogą łączyć się z sieciami nadrzędnymi wówczas, gdy odnajdzie to

uzasadnienie ekonomiczne lub wówczas, gdy dojdzie do przerwy w zasilaniu wewnętrznych źródeł mikrosystemu.

Połączenie w sieci energetycznej generatorów energii jest również powiązane z określeniem sposobu ich pracy i funkcji, które mogą być generatorom przypisane. Rysunki 3, 4, 5 obrazują zaproponowane podstawowe zasady i warunki pracy, w których energetyka rozproszona może funkcjonować [3]. Autorzy zwracają uwagę, że o stopniu wykorzystania w energetyce rozproszonej proponowanych zasad może decydować ich lokalizacja w sieci oraz przeznaczenie mikrosystemów i mikroinstalacji. Autorzy referatu w prowadzonych badaniach opracowali założenia i podstawowe sposoby funkcjonowania instalacji, które korzystają z kogeneracji w energetyce rozproszonej. Wprowadzone poniżej punkty od I do III odtwarzają wypracowane poglądy dotyczące tych zagadnień.

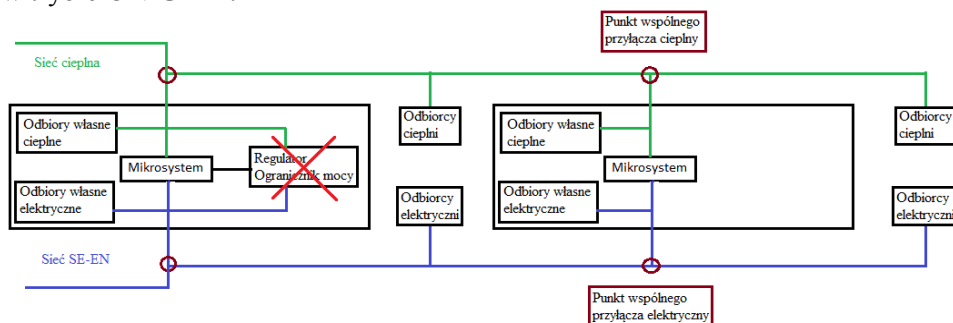
I. Dla tego sposobu funkcjonowania mikrosystemy elektroenergetyczne mogą być wyposażone w regulatory oraz ograniczniki mocy. Można również założyć, że mikrosystemy mogą ze względu na wyposażenie pracować autonomicznie w tzw. trybie OFF-GRID. Mikrosystem pracujący według tej idei może podlegać zarządzaniu, jeżeli operator sieci tak postanowi. Mikrosystem może również funkcjonować w trybie ON-GRID bez kontroli operatora sieci. Powyższe założenia zilustrowano na rys. 3.



Rys. 3. Schemat połączenia instalacji z sieciami energetycznymi typu „steruj lokalnie”

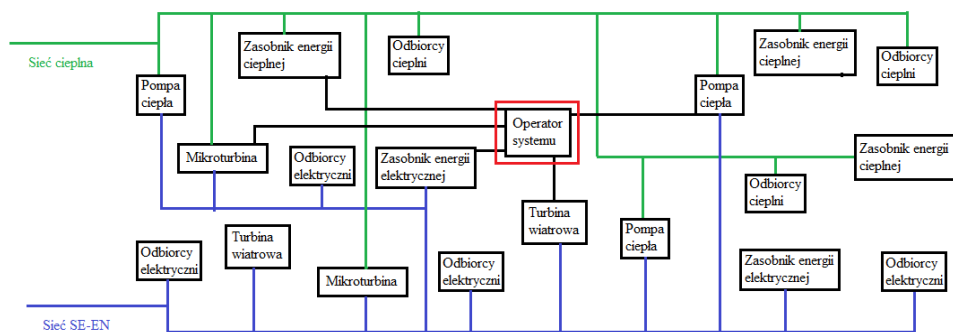
II. Wytwarzana moc w systemach nie może wpływać na przekroczenie dopuszczalnych napięć i ciśnień w węzłach sieci elektroenergetycznej oraz sieci ciepłnej. W relacji z proponowanym postanowieniem operatora sieci dystrybucyjnej nie jest pod względem technicznym zobligowany do monitorowania mocy wytwarzanej przez instalację. Moc wytwarzana z wymienionymi założeniami w instalacjach może być proporcjonalna do warunków atmosferycznych, czyli prędkości wiatru i natężenia promieniowania słonecznego w instalacjach, które są wyposażone w turbiny wiatrowe i panele słoneczne. Proponowana idea oraz jej założenia mogą mieć zastosowanie w strukturach energetyki rozproszonej należących głównie do rodziny mikroinstalacji. Rys. 4 obrazuje pogląd oraz ideę

funkcjonowania zgodną z wymienionymi postanowieniami. Tego rodzaju mikroinstalacje korzystające z zaproponowanych zasad powinny pracować w trybie ON-GRID.



Rys. 4. Schemat połączenia instalacji z sieciami energetycznymi typu „połącz i zapomnij”

III. Blokową ideę opisanego sposobu funkcjonowania ilustruje rys. 5. Mikrosystem podlega sterowaniu przez operatora. Konieczność sterowania wynika z proporcji między mocą znamionową źródła a parametrami sieci. Moc mikrosystemu może być dysponowana przez operatora sieci, który może realizować usługi systemowe. W opisanych zastosowaniach może zaistnieć konieczność użycia do komunikacji protokołów cyfrowych oraz wypracowania znormalizowanych i wyizolowanych protokołów komunikacji niewrażliwych na zakłócenia. Można również uznać, że część jednostek pracujących według omawianych zasad może także funkcjonować według zasad z rys. 3 i rys. 4.



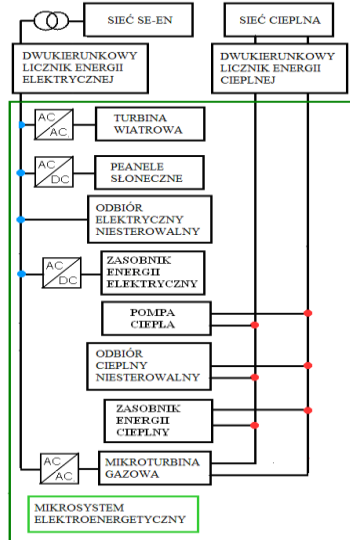
Rys. 5. Schemat połączenia instalacji z sieciami energetycznymi typu „aktywnie steruj”

4. Założenia i architektura analizowanego mikrosystemu

Architektura mikrosystemu z rys. 6 została skonfigurowana z przeznaczeniem dla odbiorców korzystających z połączenia z siecią niskiego napięcia, którzy mogą wymieniać energię pomiędzy siecią a mikrosystemem w proporcjach mocy, które kwalifikują instalacje do sektora instalacji komercyjnych.

W założeniach dobowy harmonogram generacji źródeł odnawialnych oraz odbiorów energii cieplnej i elektrycznej jest funkcją, której kształt zakłada się przed rozpoczęciem obliczeń. Obowiązujące w dwudziestoczworogodzinnej optymalizacji ceny energii korzystają z międzynarodowej jednostki rachunkowej „Special Drawing Rights”. Rys. 11. ilustruje moc wymianianą pomiędzy siecią ciepłą i elektryczną a mikrosystemem. Poziom cen energii elektrycznej oraz okresy jej obowiązywania wynikają z założeń taryfy energetycznej G12.

Optymalizacja przeprowadzana jest z wykorzystaniem ograniczeń, które dotyczą dziedziny funkcji celu. Wyliczenia rozpoczynają się z zerowym początkowym stanem zapełnienia zasobników. Autorzy akceptują kształt funkcji reprezentowanych przez ceny energii, generacje niesterowalnych źródeł odnawialnych i zapotrzebowanie energetyczne odbiorów należących do mikrosystemu. Rys. 10. odtwarza poziom zgromadzonej energii w zasobniku cieplnym i elektrycznym.



Rys. 6. Blokowy schemat analizowanego mikrosystemu

5. Matematyczne sformułowanie zadania optymalizacji

Planowanie wytwarzania energii ze względu na konieczność zachowania równowagi mocy jest charakterystycznym elementem systemów energetycznych. Na szczególną uwagę w planowaniu pracy w konwencjonalnym scentralizowanym systemie energetycznym mogą zasługiwać jednostki upustowe, przeciwpięzne i upustowo-kondensacyjne, gdy harmonogram pracy w tych jednostkach wyznacza udziały mocy cieplnej i elektrycznej oraz gdy system energetyczny przypisuje w hierarchii elektrociepłowniom dodatkowe funkcje i zadania.

Autorzy proponują metodę wyznaczania harmonogramów pracy dla mikrosystemu elektroenergetycznego korzystającego z kogeneracji oraz zasobników energii, wytwarzającego w czasie pracy energię cieplną i elektryczną różnego pochodzenia. Nadrzędnym celem planowania pracy generatorów sterowalnych uwzględnionych w artykule jest minimalizacja operacyjnych kosztów energii. Harmonogram cen energii z rys. 7. zakłada stałe ceny odsprzedaży energii przez mikrosystem do sieci energetycznych. Autorzy proponują, aby dla ciepłego harmonogramu cen energii, zastosować cenę dwutaryfową, która może być użyta dla ciepłej wody użytkowej lub centralnego ogrzewania.

Funkcja celu:

$$K_{tot}(x) = \sum_{i=1}^m (Kee_i + Kec_i + KgsCHP_i + KgsPG_i) \quad (1)$$

$$x = (PegsCHP_i, PcgsCHP_i, PcgsPG_i, Peze_i, Pczc_i) \quad (2)$$

gdzie:

m - liczba przedziałów czasu objętych obliczeniami,

K_{tot} - całkowite koszty operacyjne mikrosystemu,

$KgsCHP_i$ - koszt wytworzenia energii w generatorze sterowalnym pracującym w kogeneracji,

$KgsPG_i$ - koszt wytworzenia energii w generatorze sterowalnym pracującym w poligeneracji (koszty pompy ciepła),

Kee_i - koszt wymiany energii elektrycznej z nadrzędną siecią elektryczną,

Kec_i - koszt wymiany energii cieplnej z nadrzędną siecią cieplną,

$PcgsCHP_i$ - moc cieplna generatora sterowalnego pracującego w kogeneracji,

$PcgsPG_i$ - moc cieplna generatora sterowalnego pracującego w poligeneracji (moc pompy ciepła),

$Pczc_i$ - moc cieplna zasobników energii,

$PegsCHP_i$ - moc elektryczna generatora sterowalnego pracującego w kogeneracji,

$Peze_i$ - moc elektryczna zasobników energii.

Ograniczenia:

$$PegsCHP_{min_i} \leq PegsCHP_i \leq PegsCHP_{max_i}$$

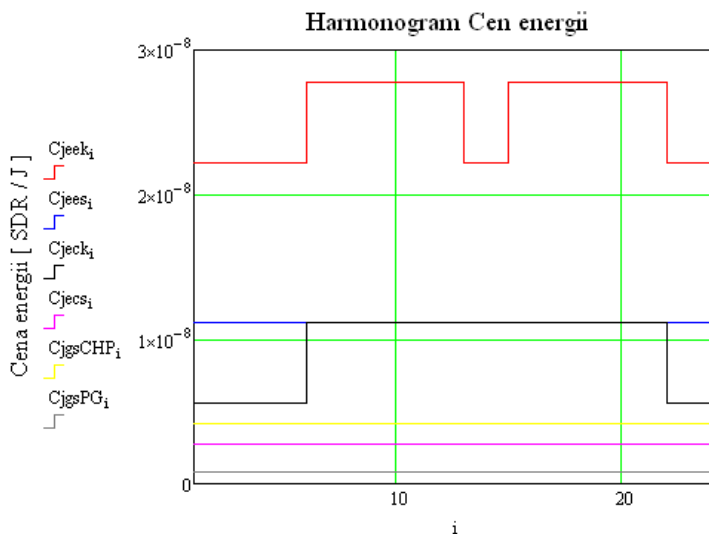
$$PcgsCHP_{min_i} \leq PcgsCHP_i \leq PcgsCHP_{max_i}$$

$$PcgsPG_{min_i} \leq PcgsPG_i \leq PcgsPG_{max_i}$$

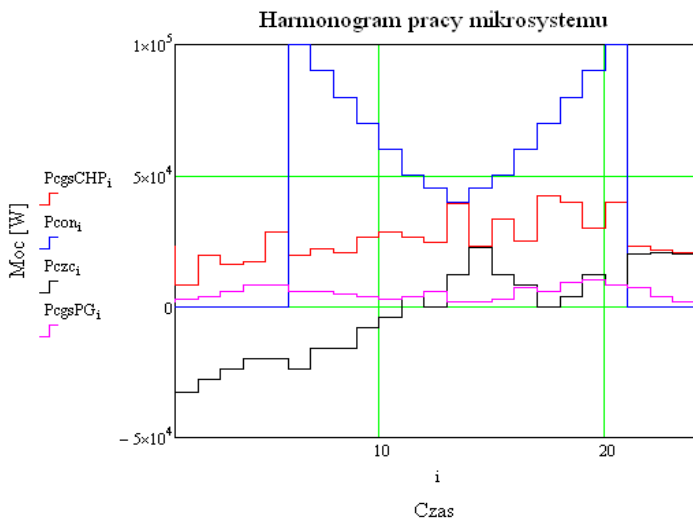
$$Pezemin_i \leq Peze_i \leq Pezemax_i$$

$$Pczcmin_i \leq Pczc_i \leq Pczcmax_i$$

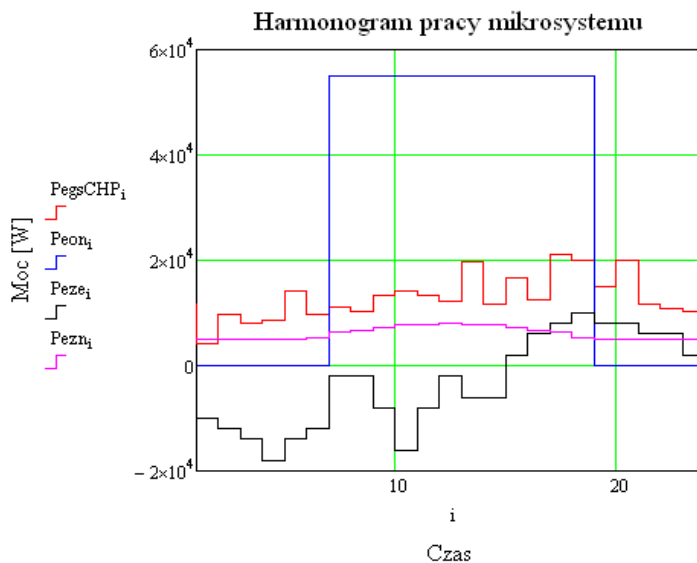
Poniższe wykresy ilustrują wyniki obliczeń optymalizacyjnych.



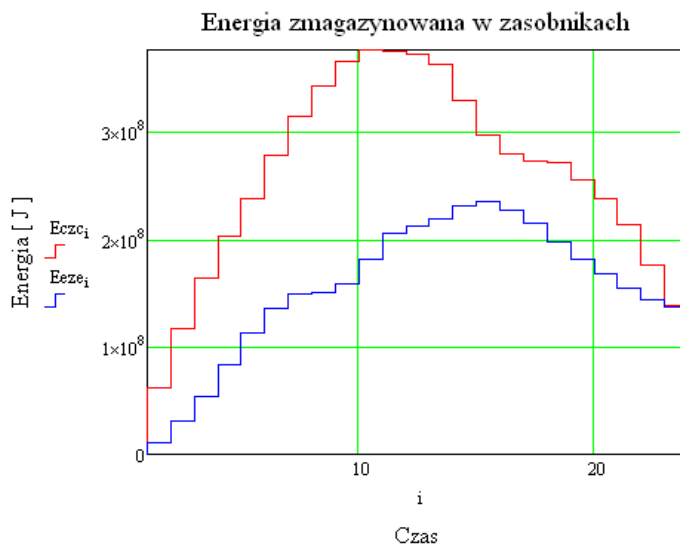
Rys. 7. Ceny jednostkowe energii: C_{jEEK_i} – kupna energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej zgodna z taryfą G12; C_{jEES_i} – sprzedaży energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej; C_{jECK_i} – kupna energii ciepłej z sieci ciepłej (zaproponowana cena dwutaryfowa); C_{jECS_i} – sprzedaży energii ciepłej do sieci ciepłej; C_{jGSP_i} – wytworzenia energii przez generator sterowalny pracujący w kogeneracji; C_{jGSP_i} – wytworzenia energii przez generator sterowalny pracujący w poligeneracji (cena dla pompy ciepła)



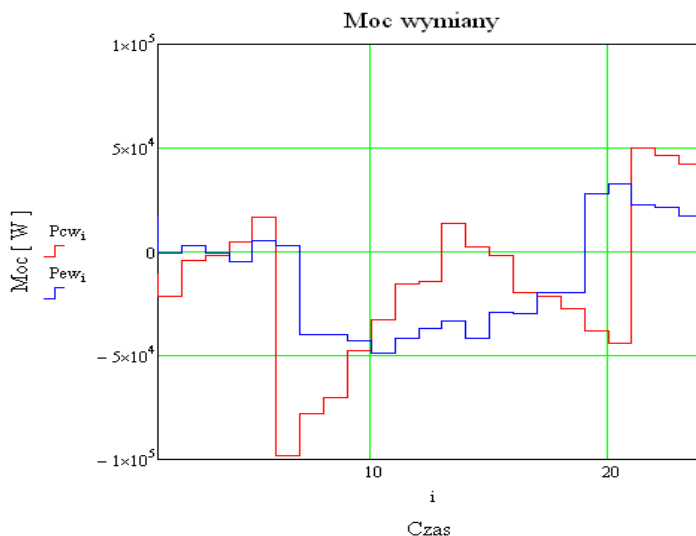
Rys. 8. Ciepły harmonogram pracy mikrosystemu: P_{cgSP_i} – moc cieplna generatora sterowalnego pracującego w kogeneracji; P_{cgSP_i} – moc cieplna generatora sterowalnego pracującego w poligeneracji (moc pompy ciepła); P_{con_i} – moc cieplna odbioru niesterowalnego; P_{czi_i} – moc cieplna zasobników energii



Rys. 9. Elektryczny harmonogram pracy mikrosystemu: $PegsCHP_i$ - moc elektryczna generatora sterowalnego pracującego w kogeneracji; $Peon_i$ - moc elektryczna odbioru niesterowalnego; $Peze_i$ - moc elektryczna zasobników energii; $Pezn_i$ - suma mocy źródeł odnawialnych



Rys. 10. Poziom energii elektrycznej i ciepłej zgromadzonej w zasobnikach



Rys. 11. Energia cieplna i elektryczna wymieniana z nadzrędnymi sieciami energetycznymi:
 P_{cw_i} , P_{ew_i} - moce wymiany cieplna i elektryczna

6. Wnioski

1. Wzrost wykorzystania w systemie energetycznym źródeł rozproszonych może spowodować konieczność reorganizacji infrastruktury energetycznej do poziomu sieci typu *Smart Grid*. Można również przypuszczać, że w energetyce rozproszonej odnajdą zastosowanie opisane metody funkcjonowania lub część z opisanych postanowień dotyczących sposobów funkcjonowania energetyki rozproszonej i sposobów użytkowania instalacji należących do rodziny mikrosieci.
2. Potrzeby energetyczne odbiorów ciepłych i elektrycznych należących do architektury mikrosystemu energetycznego korzystającego z kogeneracji nie może być zrealizowane (rys. 8, rys. 9). Zależność ta może wynikać dla kryteriów kosztowych z proporcji między mocą cieplną a elektryczną wytwarzaną w maszynie, która w mikrosystemie wykorzystuje w pracy kogenerację.
3. Potrzeby energetyczne odbiorów energii należących do mikrosystemu są natomiast pokrywane z sieci energetycznych, zasobników energii oraz z generatorów pracujących w poligeneracji.
4. W trybie OFF-GRID instalacje, które korzystają tylko z kogeneracji w stałych proporcjach mocy cieplnej i elektrycznej mogą mieć trudności z utrzymaniem stabilności systemu. Praca takiej instalacji może być możliwa w dopuszczalnych proporcjach napięć i ciśnień wewnętrznych sieci energetycznych.

Literatura

- [1] Jędrychowski R., Kacejko P., Wydra M., Miller P.: Modelowanie współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną. *Rynek Energii* nr 1(98), luty 2012 r.
- [2] Kacejko P., Miller P.: Pożegnanie z energetyką rozproszoną, czyli uwagi do wybranych zapisów ustawy prawo energetyczne w wersji obowiązującej i proponowanej. *Rynek Energii* nr 2(99), kwiecień 2012 r., s. 29-36.
- [3] Lubośny Z.: Maksymalizacja vs optymalizacja wykorzystanie elektroenergetycznych sieci rozdzielczych o strukturze promieniowej. *ActaEnergetica* numer 5 / rok 2, marzec 2010 r., s. 55-71.
- [4] Marnay C., Venkataramanan G., Stadler M., Siddiqui A.S., Firestone R., Chandran B.: Optimal Technology Selection and Operation of Commercial-Building Microgrids. *Power Systems, IEEE Transactions on* , vol.23, no.3, pp.975,982.
- [5] Mancarella P.: Distributed multi-generation options to increase environmental efficiency in smart cities. *Power and Energy Society General Meeting. 2012 IEEE, San Diego, CA, 2012*, pp. 1-8.
- [6] Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r. *Dz.U. 2005 nr 203 poz. 1684*.
- [7] Xiongfei Wang., Guerrero J.M., Zhe Chen., Blaabjerg F.: Distributed energy resources in grid interactive AC microgrids. in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). 2010 2nd IEEE International Symposium on* , vol., no., pp.806-812, 16-18 June 2010.
- [8] Zuchora K., Miller P.: Wybrane aspekty optymalizacji mikrosystemu elektroenergetycznego wykorzystującego odnawialne źródła energii i technologie kogeneracji. *Zarządzanie energią i telekomunikacja ZET 2016, materiały i studia, Kaprint, luty 2016 r.*, s. 83-93.

**Paweł BALAWENDER²⁾³⁾, Edmund CIESIELKA¹⁾,
Tomasz DRABEK¹⁾, Paweł DYBOWSKI¹⁾, Zbigniew HANZELKA¹⁾,
Paweł KOWALCZYK³⁾, Grzegorz PUTYNKOWSKI²⁾³⁾,
Paweł USS³⁾, Krzysztof WOŹNY¹⁾²⁾³⁾**

¹⁾AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, ²⁾Centrum Badań i Rozwoju
Technologii dla Przemysłu S.A., ³⁾CRE Consulting Sp. z o.o.

ANALIZA BENCHMARKINGOWA PIĘCIU NAJWIĘKSZYCH OPERATORÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO W POLSCE

A BENCHMARKING ANALYSIS OF FIVE LARGEST DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS IN POLAND

Streszczenie. Opracowanie przedstawia sytuację pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego w zakresie majątku sieciowego, inwestycji oraz wskaźników SAIDI i SAIFI. Autorzy artykułu wskazują, że w związku z nowymi trendami w energetyce spółki dystrybucji energii elektrycznej powinny jak najszybciej dostosować się do nowego kształtu rynku energii.

Summary. The study presents the situation of the five largest Distribution System Operators in terms of network assets, investments and indicators SAIDI and SAIFI. The authors suggest, that with the new trends in the energy distribution, companies of electricity should as soon as possible to adapt to the new form of the energy market.

Paweł BUĆKO, Marcin JASKÓLSKI, Alicja STOLTMANN
Politechnika Gdańska

**KRYTERIA STOSOWANE W WIELOKRYTERIALNYM
PLANOWANIU ROZWOJU SYSTEMU
ELEKTROENERGETYCZNEGO**

**CRITERIA APPLIED IN MULTI-CRITERIA POWER SYSTEM
EXPANSION PLANNING**

Streszczenie. Artykuł przedstawia kryteria stosowane w analizach planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. Analizy te, ze względu na złożoność zagadnienia, przeprowadzane są z wykorzystaniem metod analizy wielokryterialnej, które cechują się możliwością porównywania kryteriów o różnym charakterze, zarówno liczbowym, jak i lingwistycznym. W artykule kryteria podzielono na te związane z podsystemem wytwarzania oraz z siecią przesyłową lub dystrybucyjną. W celu weryfikacji, które kryteria najczęściej są brane pod uwagę w trakcie analiz, dokonano przeglądu literatury z różnych czasopism naukowych z lat 2001-2015. Przegląd wykazał, że najczęściej stosowane kryteria w w/w analizach to nakłady inwestycyjne (lub koszty kapitałowe) oraz wskaźniki wpływu inwestycji na społeczeństwo i środowisko naturalne. Dobór kryteriów uzależniony jest od elementu systemu elektroenergetycznego (np. źródło wytwórcze, linia), dla którego dokonuje się analizy planowania rozwoju oraz od metody zastosowanej do rozwiązania danego problemu.

Summary. The paper presents the criteria applied in power system expansion planning. These studies, due to the complexity of issues undertaken, are performed with the use of multi-criteria analysis methods. They are characterized by the possibility of comparing the criteria of a different nature, both numerical and linguistic. In this paper, these criteria were divided into two groups i.e. those related to power generation subsystem and those associated with transmission or distribution power networks. In order to verify which criteria are usually taken into account in power system planning analyzes, a review of related work from a variety of scientific journals from the years 2001-2015 was carried out. The review revealed that the most frequently used criteria in the above-mentioned analyzes are capital expenditures (or annualized capital costs) and indicators of the impact of investments on society and the environment. The choice of criteria depends on the method used to solve the problem and on the element of the power system (eg. the source of generation, power line), for which expansion planning analyzes are performed.

Karolina GAŁĄZKA, Piotr KACEJKO, Paweł PIJARSKI
Politechnika Lubelska

JEDNOSTKI SEKTORA FINANSÓW PUBLICZNYCH JAKO INWESTORZY NA RYNKU MIKROINSTALACJI OZE

THE PUBLIC SECTOR ENTITIES AS AN INVESTORS IN THE MARKET OF MICROINSTALLATIONS RES

Streszczenie. Treść ustawy o OZE w aktualnym brzmieniu wyklucza z grona jej beneficjentów stosunkowo dużą grupę podmiotów zaliczonych do jednostek sektora finansów publicznych. Budynki szkół, uczelni, obiekty sportowe, obiekty administracji samorządowej i państwowej tworzą ogromny zasób powierzchni możliwych do wykorzystania dla mikroinstalacji fotowoltaicznych (do 40 kW). Instytucje administrujące tymi nieruchomościami wykazują dużą świadomość ekologiczną oraz są gotowe do podejmowania inicjatyw mających na celu rozwój i promowanie energetyki odnawialnej. Ustawodawca nie przewidział jednak w treści ustawy z dnia 3 kwietnia 2015 praktycznie żadnych przywilejów dla tej grupy wytwórców.

W artykule dowiedziono jednak, że prawidłowy dobór mocy instalacji i dopasowanie jej do zapotrzebowania na moc danego obiektu pozwala na osiągnięcie całkiem przyzwoitych efektów ekonomicznych, które dla jednostek utrzymujących się za środki publiczne są niezwykle ważne.

Summary. The content of the RES Act, in its current wording, excludes a relatively large group of public finance sector entities from among its beneficiaries. School and university buildings, sports facilities, state and local government facilities constitute a huge amount of space that can be used for photovoltaic micro-installations (up to 40 kW). Institutions administering those properties have a high environmental awareness and are ready to take initiatives to develop and promote renewable energy. The legislator did not foresee, however, in the Act of 3 April 2015 practically any benefits for this group of manufacturers. The article revealed that the correct choice of power installation and its adjustment to the power demand of the given facility allows for achieving a pretty decent economic effects which are extremely important for entities relying on public funds.

Adam IWAN¹⁾, Józef PASKA²⁾

¹⁾PGNiG TERMIKA S.A., ²⁾Politechnika Warszawska

**SYMULACJA MIKROKOGENERACYJNEJ PRODUKCJI
CIEPŁA W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH
NA PRZYKŁADZIE WYBRANYCH TECHNOLOGII**

**SIMULATION OF THE MICROCOGENERATION HEAT
PRODUCTION IN HOUSEHOLDS
ON THE EXAMPLE OF SELECTED TECHNOLOGIES**

Streszczenie. W artykule przedstawiono symulację mikrokogeneracyjnej produkcji ciepła w gospodarstwach domowych w Polsce w okresie do 2030 r. w oparciu o prognozowaną liczbę krajowych gospodarstw domowych. Przeprowadzono analizę charakterystyk technologii mikrokogeneracyjnych skomercjalizowanych w krajach Unii Europejskiej. W artykule zaprezentowano symulację przykładowego rozkładu zapotrzebowania na ciepło w domu jednorodzinym oraz liczbę godzin pracy przykładowej instalacji mikrokogeneracyjnej w poszczególnych miesiącach. Artykuł odpowiada również na pytanie o prognozowaną liczbę zainstalowanych źródeł mikrokogeneracyjnych w polskich gospodarstwach domowych do roku 2030 r.

Summary. Paper presents simulation of the households microcogeneration heat production in Poland in a period until 2030 on the basis of the forecast number of domestic households. The paper includes analysis of the microcogeneration technologies characteristics which were commercialized in European Union countries. The paper shows sample simulation of the single-family house heat demand distribution and number of monthly work hours of the sample microcogeneration source. The paper also answers to the question of forecast figure of the installed microcogeneration sources in polish households till 2030.

Robert JĘDRYCHOWSKI, Paweł PIJARSKI, Sylwester ADAMEK
Politechnika Lubelska

**MONITOROWANIE WPLYWU MIKROINSTALACJI
PROSUMENCKICH NA PARAMETRY ELEKTRYCZNE
SIECI nN**

**MONITORING OF THE IMPACT OF PROSUMER
MICROINSTALLATIONS ON ELECTRICAL PARAMETERS
OF LOW VOLTAGE NETWORK**

Streszczenie. Wzrost liczby przyłączanych instalacji prosumenckich, głównie fotowoltaicznych, może powodować problemy z eksploatacją sieci niskiego napięcia. Duże zmiany napięcia, ich częstość i dynamika będą negatywnie wpływać na pracę odbiorników. Rozwiązaniem tej sytuacji może być odpowiednie sterowanie pracą źródeł w obrębie jednej stacji transformatorowej. W artykule zaprezentowano koncepcję doświadczalnej wersji sterownika, zdolnego do akwizycji danych opisujących stan sieci, który zapewni jednocześnie niezbędny dostęp do informacji o warunkach pracy układu oraz o zainstalowanych źródłach.

Ponadto, proponowany sterownik sieci niskiego napięcia pozwoli na weryfikację analiz technicznych przeprowadzonych uprzednio na modelach komputerowych.

Summary. An increasing number of connected prosumer installations, mainly photovoltaic ones, can cause problems with the operation of low voltage network systems. Considerable voltage fluctuations, frequency and dynamics of their occurrence negatively affect the operation of loads. This problem can be solved by an adequate control of the source operation within one transformer substation.

The article presents a concept of an experimental version of a controller that can enable acquisition of data that describe the network state and ensure an access to the information on the network operating conditions and the energy sources installed there.

Additionally, the proposed controller for low voltage network enables verification of technical analyses previously performed on computer models.

Roman KORAB
Politechnika Śląska

MIKROELEKTROWNIE WIATROWE W SYSTEMACH ZASILANIA BUDYNKÓW

WIND MICROGENERATION IN THE POWER SUPPLY SYSTEMS OF BUILDINGS

Streszczenie. W artykule dokonano krótkiego przeglądu rozwiązań mikroinstalacji wiatrowych o poziomej i pionowej osi obrotu. Następnie omówiono wyniki symulacji pracy mikroinstalacji w systemach zasilania budynków, zlokalizowanych na obszarach Polski o zróżnicowanych zasobach energii kinetycznej wiatru, z uwzględnieniem wpływu zmiany wysokości zainstalowania wirnika na ilość wytwarzanej energii elektrycznej. Porównano również efektywność energetyczną turbin o poziomej i pionowej osi obrotu wirnika.

Summary. At the beginning the paper presents a brief overview of the wind microturbine solutions with horizontal and vertical axis of rotation. Then it discusses the results of simulation of microturbines operation in the power supply systems of buildings located in areas with different kinetic wind energy resources, including the impact of changes in the installation height of the rotor on the amount of electricity produced. The energy efficiency of microturbines with horizontal and vertical axis of rotation is also compared.

Marek KOTT

Politechnika Wroclawska

CHARAKTERYSTYKA ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH

CHARACTERISTICS OF ELECTRICITY CONSUMPTION IN HOUSEHOLDS

Streszczenie. Sektor gospodarstw domowych charakteryzuje się dynamicznym wzrostem zużycia energii (od początku XXI wieku zużycie energii w Polsce w tym sektorze gospodarki narodowej wzrosło o ok. 25%). Zatem poprawa efektywności w sektorze gospodarstw domowych jest jednym z istotnych elementów budujących konkurencyjną, niskoemisyjną gospodarkę.

W ostatnich latach Komisja Europejska zwróciła szczególną uwagę na poprawę efektywności w sektorze gospodarstw domowych i poczyniła w tym kierunku wiele wysiłków, tj.: promowanie oszczędnego oświetlenia, dopłaty do przydomowych mikro-instalacji OZE, wymóg etykietowania energetycznego urządzeń AGD oraz szeroko rozumiana liberalizacja rynku energii elektrycznej.

W referacie zaprezentowano dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez sektor gospodarstw domowych w Polsce oraz w wybranych krajach UE. Określono główne czynniki wpływające na krajowy wskaźnik zużycia energii w badanym sektorze za pomocą modelowania ekonometrycznego.

Summary. The household sector is characterized by a rapid increase in energy consumption (since the beginning of the twenty-first century energy consumption in this sector of the national economy has grown in Poland about 25%). Accordingly, improving the efficiency in the household sector is one of the essential elements of building a competitive low-carbon economy.

In recent years, the European Commission has paid particular attention to improving efficiency in the household sector and has made in this direction a lot of efforts, among other things, such as: the promotion of efficient lighting subsidies for domestic RES microgeneration, the need for energy labeling of household appliances and the wider liberalization of the energy market electricity.

The paper presents data on electricity consumption by the household sector in the Polish and selected EU countries. Using econometric modeling determined the main factors influencing the national rate of energy consumption in the examined sector.

Bartosz KOZŁOWIEC, Michał POŁECKI
Politechnika Warszawska

**ANALIZA KOSZTÓW EKSPLOATACJI ELEKTROWNI
WIATROWYCH WŁĄCZONYCH DO REZERWY PIERWOTNEJ
SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

**THE ANALYSIS OF WIND POWER OPERATION COSTS
PROVIDING SPINNING RESERVE TO ELECTRICAL POWER
SYSTEM**

Streszczenie. Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych zakłada, że do 2020 roku 15,5% energii końcowej będzie pochodziło z OZE [1]. Tak znaczący wzrost generacji wiatrowej może doprowadzić do zmniejszenia średniorocznego kosztu krańcowego. Jest to konsekwencją odsuwania tanich jednostek wytwórczych (głównie bloków kondensacyjnych) od pracy w systemie elektroenergetycznym (SEE). Według autorów [2] i [3] dla stabilnej pracy SEE konieczne będzie ograniczenie mocy generowanej elektrowni wiatrowych w sytuacji dobrych warunków wiatrowych i małego zapotrzebowania na energię elektryczną. W niniejszej pracy skupiono się na badaniu zmienności kosztów eksploatacji a także na wydłużeniu rewersu EW w zależności od ich trybu pracy. Rozważania uzupełnią obliczenia oceny efektywności ekonomicznej inwestycji w różnych wariantach pracy jednostek wiatrowych.

Summary. The national action plan for energy production from RES assumes that by 2020 the total energy input will average 15,5%. Such a significant increase in wind power generation could lead to a reduction in the average annual marginal cost. As a consequence, the conventional generation units (mainly condensing turbines) in the power system (EPS) will be phased out. In order to ensure that EPS remain stable in the event when the demand is low while the wind conditions are favourable the WT will be required to generate a smaller amount of energy as appropriate in this situation. The aim of this paper is to demonstrate the differences in the overall operation cost of electric energy production and the durability of WT as a result of various control mode settings. These considerations will be amended by the calculation of the economic effectiveness if the investment in the wind power units performing in different modes.

**Janusz SOWIŃSKI, Robert TOMASZEWSKI,
Artur WACHTARCZYK**
Politechnika Częstochowska

**NIEPEWNOŚĆ I RYZYKO W ANALIZIE WYTWARZANIA
ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z ODNAWIALNYCH NOŚNIKÓW
– STUDIUM PRZYPADKU**

**UNCERTAINTY AND RISK IN THE ANALYSIS OF POWER
GENERATION FROM RENEWABLE SOURCES
– A CASE STUDY**

Streszczenie. Ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) z 2015 roku określa mechanizmy i instrumenty wspierania wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła z OZE. Planowana nowelizacja ustawy, głównie w zakresie systemu aukcyjnego oraz taryf gwarantowanych dla prosumentów, zwiększa niepewność inwestorów. Konieczna jest ciągła analiza efektywności inwestycji w OZE w kontekście funkcjonowania przyszłego systemu aukcyjnego, również w celu promowania właściwych cen referencyjnych i pożądaných poziomów wolumenowych instalacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o odnawialne nośniki. W tym celu wyznaczono koszty energii elektrycznej wytwarzanej w oparciu o wybrane technologie OZE. Wykorzystywanie OZE sprawia, że konieczna jest bardzo wnikliwa analiza niepewności oraz ryzyka związanego z inwestowaniem w OZE.

Summary. The law on renewable energy sources (RES), accepted in Poland in the year 2015, defines some supporting mechanisms of the production of electricity and heat from renewable energy sources. The planned amendment to the law, mainly in the auction system and feed-in tariffs for prosumers, increases uncertainty for investors. The future auction system needs the effectiveness analysis of investments in renewable energy sources. The calculation results indicate the appropriate reference prices and the desired levels of volume production of electricity and heat from renewable sources. The costs of electricity of the selected RES technologies are presented.

Very thorough analysis of the uncertainties and risks associated with investing in renewable energy sources should be undertaken. An assumption of the value of the discount rate makes it possible to take into account the risk and uncertainty in the calculation.

Konrad ZUCHORA, Piotr MILLER
Politechnika Lubelska

**ANALIZA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA KOGENERACJI
W ENERGETYCE ROZPROSZONEJ Z ZASTOSOWANIEM
ELEMENTÓW OPTYMALIZACJI**

**ANALYSIS OF THE POSSIBILITIES OF USAGE
COGENERATION IN THE DISTRIBUTED GENERATION
WITH THE OPTIMIZATION ELEMENTS**

Streszczenie. Artykuł rozpoczyna serię publikacji poświęconych wytwarzaniu energii elektrycznej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. W tym dokumencie omówiona będzie blokowa architektura mikrosystemu przeznaczanego do pracy w kogeneracji. W architekturze zaprojektowanej instalacji CHP przewiduje się wykorzystanie podstawowych elementów potrzebnych do stworzenia autonomicznego systemu energetycznego. W założeniach rozważana będzie praca mikrosystemu w trybie połączonym z siecią, tzw: ON-GRID. Artykuł będzie również poświęcony przeglądowi wybranych technologii rozproszonych. Publikacja zaangażowana będzie w wykorzystanie nowoczesnych mikrotechnologii energetycznych na potrzeby energetyki rozproszonej. Artykuł prezentuje także wybrane poglądy i argumenty dotyczące możliwości reorganizacji konwencjonalnego systemu energetycznego.

Summary. The article begins a series of publications dedicated to the production of electricity with usage of renewable sources technology. This document describes the block architecture of the microsystem designed for use in cogeneration. In architecture designed CHP plants have been used the basic elements which are needed to create a stand-alone energy system. It was assumed that the microsystem can operate in a network connected to the so-called ON-GRID. The article is also dedicated to the review of selected distributed technologies. The publication is involved in the use of modern micro-energy technologies in needs of distributed generation. The article presents the selected views and arguments concerning the possibility of reorganization of the conventional energy system.

INDEKS AUTORÓW

Sylwester Adamek	53	Paweł Kowalczyk.....	7
Paweł Balawender.....	7	Bartosz Kozłowiec	82
Paweł Bućko	17	Piotr Miller.....	102
Edmund Ciesielka.....	7	Józef Paska.....	38
Tomasz Drabek.....	7	Paweł Pijarski.....	28, 53
Paweł Dybowski	7	Michał Połecki	82
Karolina Gałązka	28	Grzegorz Putynkowski	7
Zbigniew Hanzelka	7	Janusz Sowiński	90
Adam Iwan.....	38	Alicja Stoltmann	17
Marcin Jaskólski	17	Robert Tomaszewski.....	90
Robert Jędrychowski.....	53	Paweł Uss.....	7
Piotr Kacejko	28	Artur Wachtarczyk	90
Roman Korab.....	62	Krzysztof Woźny	7
Marek Kott.....	73	Konrad Zuchora	102

INDEKS RECENZENTÓW

Prof. dr hab. inż. Józef Paska	7, 90
Prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik	82
Prof. dr hab. inż. Eugeniusz Toczyłowski	17
Dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki	53, 102
Dr hab. inż. Janusz Sowiński, prof. PCz i UTP	28
Dr inż. Elżbieta Niewiedział	38, 62
Dr inż. Szymon Ciura	73

Energia w dobrych rękach

Jesteśmy operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego w Polsce. Naszym celem jest zapewnienie niezawodnej pracy sieci przesyłowej i dostaw energii elektrycznej do wszystkich regionów kraju. Świadczymy usługi w oparciu o zasady TPA - równego dostępu do infrastruktury sieciowej oraz z poszanowaniem środowiska naturalnego. Jesteśmy właścicielem ponad 14 000 km linii oraz 106 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć. Odpowiadamy za utrzymanie, eksploatację i rozwój systemu przesyłowego, co ma bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski. Należymy do Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej ENTSO-E - stowarzyszenia zrzeszającego operatorów systemów przesyłowych z 34 krajów.