



Rynek energii elektrycznej

Rozwój, polityka, ekonomia

redakcja:

Zbigniew Połecki

Paweł Pijarski

MONOGRAFIE

Rynek energii elektrycznej

Rozwój, polityka, ekonomia

Monografie – Politechnika Lubelska



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

Rynek energii elektrycznej

Rozwój, polityka, ekonomia

redakcja:
Zbigniew Połecki
Paweł Pijarski



Politechnika Lubelska
Lublin 2018

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko

prof. dr hab. inż. Józef Paska

prof. dr hab. inż. Tomasz Popławski

dr. inż. Szymon Ciura

dr. inż. Elżbieta Niewiedział

dr inż. Zbigniew Połacki

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2018

ISBN: 978-83-7947-305-2

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

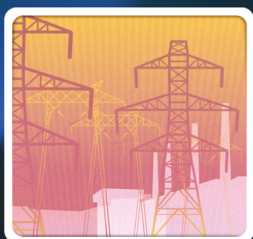
W drodze do klastra energii w gminie Gierałtowice – działania proekologiczne w obszarze zasilania w energię elektryczną i ciepło	7
<i>Joachim Bargiel, Daria Macha, Marcin Niedopytalski, Paweł Sowa, Bogdan Mól</i>	
Ocena kosztów dostosowania sieci nn do wymogów Smart Grid	22
<i>Robert Jędrychowski, Klara Sereja</i>	
Budynek Centralnego Laboratorium Wdrożeń Politechniki Lubelskiej – możliwość skutecznej integracji różnych technologii energetycznych	35
<i>Piotr Kacejko, Paweł Pijarski, Karolina Gałazka</i>	
Krajowy rynek energii elektrycznej w warunkach funkcjonowania wielu Wyznaczonych Operatorów Rynku Energii (NEMO)	44
<i>Sebastian Krupiński, Kamil Smolira, Mariola Jaszczyk, Józef Paska</i>	
Ustawa o rynku mocy jako nowy element architektury modelu polskiej elektroenergetyki	62
<i>Marek Kulesa</i>	
Prowadzenie ruchu małego źródła kogeneracji gazowej według kryterium efektu ekonomicznego	73
<i>Łukasz Mordasiewicz, Paweł Bućko</i>	
Wykorzystanie odnawialnych zasobów energii w krajach Unii Europejskiej – stan obecny oraz perspektywy realizacji celów roku 2020	87
<i>Józef Paska, Tomasz Surma</i>	
Potencjalne źródła finansowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych w Polsce	97
<i>Artur Paździor</i>	
Analiza efektów rynkowych połączonych systemów elektroenergetycznych	109
<i>Maksymilian Przygodzki, Paweł Kubek, Rafał Gwóźdź, Łukasz Wakuliński</i>	
Analiza działania rynku bilansującego	121
<i>Dawid Urbanek, Józef Paska, Karol Pawlak, Paweł Terlikowski, Jakub Kaliński</i>	
Analiza i ocena polskiego systemu aukcyjnego dla energii elektrycznej z OZE – doświadczenia z dotychczasowych aukcji i perspektywy do 2020 roku na przykładzie fotowoltaiki	135
<i>Grzegorz Wiśniewski, Justyna Zarzeczna, Aneta Więcka, Andrzej Curkowski, Bartłomiej Pejas, Katarzyna Michałowska-Knap</i>	
Streszczenia artykułów	147
Indeks Autorów	160
Indeks Recenzentów	161

ROZWIĄZANIA INFORMATYCZNE DLA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Projektujemy, tworzymy, dostarczamy i wdrażamy systemy informatyczne dla wytwórców, dystrybutorów, sprzedawców, przedsiębiorstw obrotu i odbiorców mediów energetycznych. Strategiczne obszary działalności:



Wspomaganie udziału przedsiębiorstw w rynku energii w zakresie: pomiarów, rozliczeń, handlu energią i instrumentami pochodnymi, Rynku Mocy oraz wymiany informacji.



Wsparcie informatyczne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w zakresie: pomiarów (AMI, MDM), DSR, zarządzania urządzeniami pomiarowymi, kontaktów z klientami (CRM, eblX), rozliczeń i bilingu, księgowości i windykacji.



Wspomaganie przedsiębiorstw w zakresie: efektywności energetycznej, monitorowania energochłonności, DSR, wdrażania i recertyfikacji normy ISO 50001, obsługi grup zakupowych energii elektrycznej i gazu, zarządzania DSR na powstającym Rynku Mocy.

INNSOFT

Joachim BARGIEL

Gmina Gierałtowice, Politechnika Śląska

Daria MACHA, Marcin NIEDOPYTALSKI, Paweł SOWA

Politechnika Śląska

Bogdan MÓL

Tauron Polska Energia S.A.

W DRODZE DO KLASTRA ENERGII W GMINIE GIERAŁTOWICE – DZIAŁANIA PROEKOLOGICZNE W OBSZARZE ZASILANIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I CIEPŁO

Gmina Gierałtowice jest gminą rolniczo-górnictw, położoną w województwie śląskim, wchodzącą w skład Górnośląsko-Zagłębiowskiej metropolii (rys. 1). Na jej terenie znajdują się cztery kopalnie (jedna w likwidacji) przez co cała Gmina znajduje się w zasięgu oddziaływania kopalń. Podstawowe dane infrastrukturalne, geograficzne i demograficzne zestawiono na rysunku 1.

1. Główne zadania gminy w zakresie zapewnienia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz ochrony środowiska i klimatu

Zadaniem własnym gminy jest zapewnienie coraz wyższych standardów niezawodności dostawy energii elektrycznej, ciepła i gazu do ważnych odbiorców komunalnych (gminnych) oraz mieszkańców.

Tworzenie planów i bilansów energetycznych dla gminy powinno być realizowane przez [6]:

- ocenę lokalnego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną,
- ocenę lokalnych zasobów energetycznych i możliwości ich wykorzystania (w szczególności zasobów odnawialnych),
- wyselekcjonowanie ważnych odbiorców ciepła i energii elektrycznej (w tym odbiory strategiczne),
- modernizację energetyczną w budynkach komunalnych (termomodernizacja),
- wykorzystanie możliwości pomocy dla mieszkańców (budynki prywatne),
- optymalną lokalizację nowoczesnych źródeł wytwarzania ciepła i energii elektrycznej,
- realizację przez gminę pakietu klimatycznego 3x20.

Dane geograficzne i demograficzne

- Powierzchnia – 40 km² (52% grunty orne, 11% lasy)
- Ludność – 12 000 mieszkańców / 3000 budynków
- 4 sołectwa:
 - Chudów – 1 700 mieszkańców / 450 budynków
 - Gierałtowie – 4000 mieszkańców / 1000 budynków
 - Paniówki – 2 900 mieszkańców / 750 budynków
 - Przyszołce – 3 400 mieszkańców / 800 budynków
- Gęstość 300 mieszkańców / km²
- Cały teren obszarem górniczym
 - 3 kopalnie: Knurów-Szczygłowice, Budryk-JSW, Sośnica
 - SRK Makoszowy
- Duże zasoby węgla oraz metanu
- Duże zasoby agroenergetyczne
- Degradacja terenu – depresja względem rzeki Kłodnicy >15m
- Zanieczyszczenie powietrza – niska emisja

Dane infrastrukturalne

- Sieć wodociągowa: 180 km (80 km przyłącza)
- Sieć gazowa: 35 km
- Sieć ciepłownicza: 12 lokalnych kotłowni zasilanych węglem kamiennym, gazem ziemnym, olejem opałowym, energią elektryczną
- Sieć elektryczna: 65 stacji transformatorowych 20/0,4 kV
- Sieć drogową:
 - Drogi krajowe – 6,5 km
 - Drogi wojewódzkie – 7 km
 - Drogi powiatowe – 25 km
 - Drogi gminne – 71 km
 - Autostrady – 4km oraz węzeł Sośnica A1/A4 (207ha)
- Sieć kanalizacyjna: centralny system (170km i centralna oczyszczalnia 2150m³/dobę)
- Sieć oświetleniowa: 1500 źródeł (90% - sodowe; 10% - LED)



Rys. 1. Podstawowe dane infrastrukturalne, geograficzne i demograficzne gminy Gierałtów

Polityka efektywności energetycznej gminy Gierałtów opiera się na planie gospodarki niskoemisyjnej.

Inne dokumenty wspierające wdrażanie polityki dotyczącej efektywności energetycznej w regionie obejmują Program Ochrony Środowiska Gminy Gierałtów do roku 2019 z perspektywą do roku 2023:

- założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Gierałtów,
- Strategię Rozwoju Województwa Śląskiego "Śląskie 2020",
- Regionalną Strategię Innowacji Województwa Śląskiego na lata 2013–2020,
- redukcję niskiej emisji – rezolucja województwa Śląskiego,
- strategia rozwoju elektromobilności,
- europejski pakiet klimatyczny 3x20,
- założenia europejskiego pakietu zimowego.

W związku z sukcesywnie wdrażanymi i uaktualnianymi przepisami prawnymi uchwalanymi na różnych szczeblach – od unijnych poprzez krajowe, a skończywszy na wojewódzkich – gminy zobowiązane są do wypełniania szeregu zadań związanych m.in. z gospodarką energetyczną. Ponadto gmina Gierałtów położona jest w części Górnego Śląska, w którym notowane są rocznie znaczne przekroczenia norm jakości powietrza, szczególnie w sezonie grzewczym, co także ma odzwierciedlenie w obowiązkach nakładanych na Gminę.

Uchwała „antysmogowa” [1] jest kolejną inicjatywą służącą ograniczeniu „niskiej emisji”. Jej uchwalenie wynika ze znacznego zanieczyszczenia powietrza – zwłaszcza w sezonie grzewczym – a także przepisów UE zawartych w Dyrektywach Parlamentu Europejskiego i Rady [2], [3]. Zawarte w tych dyrektywach wartości graniczne zanieczyszczeń oraz terminy ich osiągnięcia zostały wprowadzone do polskiego prawodawstwa rozporządzeniem Ministra Środowiska [4].

Kolejnym dokumentem koniecznym dla umożliwienia dofinansowania zadań poprawy efektywności energetycznej i spełniania zadań gospodarki niskoemisyjnej, której realizacja jest podyktowana wymogami pakietu klimatyczno-gospodarczego, znanego pod nazwą „3x20”, jest plan gospodarki niskoemisyjnej. Dokument taki jest wymagany m.in. dla pozyskania Funduszy na działania w zakresie termomodernizacji budynków, transportu publicznego czy na wykorzystywanie OZE.

Zgodnie z wymienionymi aktami prawnymi polityka efektywności energetycznej gminy Gierałtowiec skupia się na:

- rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii OZE,
- ułatwieniu dystrybucji lokalnych źródeł energii,
- wzroście lokalnego bezpieczeństwa energetycznego,
- wprowadzaniu zachęt do rozwoju wykorzystania OZE i programów termomodernizacyjnych,
- redukcji niskiej emisji,
- wzroście konkurencyjności i innowacyjności lokalnej gospodarki,
- zwiększaniu świadomości prosumenckiej wśród lokalnej społeczności,
- racjonalizacji wykorzystania lokalnych źródeł energii,
- ograniczeniu ubóstwa energetycznego poprzez zapewnienie tańszych nośników energii,
- zmianie stereotypu wizerunku śląskiej gminy górniczej w kierunku „zielonej gminy innowacyjnej”.

Cele te są zgodne z koncepcją działania klastrów energii.

2. Klastry energii w prawodawstwie

Wszystkie działania opisane w poprzednim rozdziale przybliżają do realizacji działań związanych z ograniczeniem konsumpcyjności energii (przede wszystkim energii elektrycznej – pochodzącej w gospodarce krajowej głównie z węgla) i bilansowaniem energii elektrycznej w obszarze lokalnym. Zadania te wpisują się w światowy trend zwiększania udziału OZE w celu ogólnie nazywanym ograniczaniem zmian klimatycznych. Wprowadzona w 2016 roku nowelizacja ustawy o OZE [5] wprowadziła między innymi pojęcie klastra energii do polskiego ustawodawstwa.

W ustawie tej m.in. zdefiniowano klastery energii, jako „cywilnoprawne porozumienie m.in. osób fizycznych i prawnych dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z OZE lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu lub 5 gmin” [5]. Przy czym klastery energii ma umożliwić stworzenie obszarów zrównoważonych i samowystarczalnych energetycznie, a obszar jego działania ustalany jest na podstawie miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców tworzących klastery.

Korzyści z utworzenia klastrów energii (lokalne i krajowe):

- wykorzystanie lokalnych zasobów do produkcji energii,
- wytwarzanie energii w pobliżu odbiorcy,
- ograniczenie strat przesyłowych,
- zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego,
- wzmocnienie regionalnej konkurencyjności ale i współdziałania,
- rozwój regionu,
- poprawa jakości życia i jakości środowiska naturalnego,
- samowystarczalność energetyczna,
- zwiększenie udziału OZE,
- poprawa stanu powietrza,
- równomierne rozmieszczenie źródeł energii w kraju,
- wymiana energii między uczestnikami klastra.

3. Geneza klastra energii w gminie Gieraltowice

Idea klastra energii jest nową formułą w strukturze KSE (zarówno pod względem prawnym, organizacyjnym, jak i technicznym), jednak działania prowadzone od ponad 10 lat w gminie Gieraltowice są zbieżne z ideą klastra energii.

Pierwsze realizowane w tym obszarze zadania obejmują uchwałę Rady Gminy z 2005 roku w sprawie budowy czterech minicentrów energetycznych, umożliwiających podjęcie dalszych inicjatyw.

W ramach zadań własnych Gmina w kolejnym roku rozpoczęła przygotowania do wieloletniego zadania (lata 2006–2009) obejmującego budowę systemu kanalizacji z centralną oczyszczalnią ścieków o mocy 240 kW i wydajności ponad 2000 m³/d oraz biogazowni. Planowana moc projektowanej obok oczyszczalni ścieków biogazowni wynosi 370 kW (rys. 2).

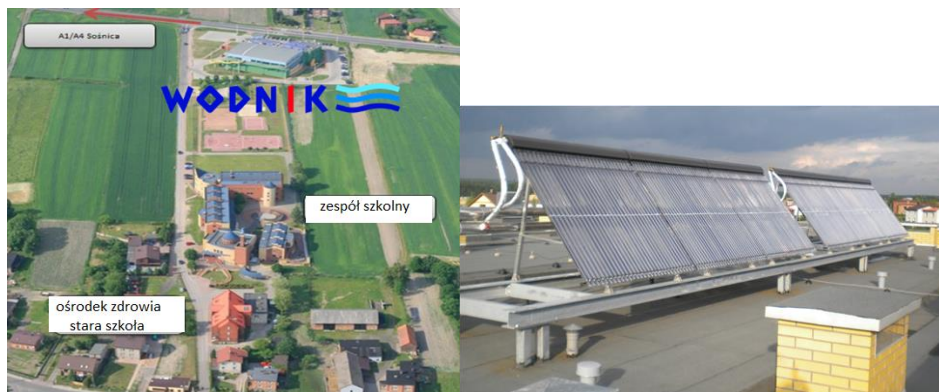


Rys. 2. Lokalizacja gminnej oczyszczalni ścieków o wydajności 2150 m³/d oraz instalacji do produkcji biogazu w sołectwie Przyszowice o mocy 370 kW

Kolejnym etapem rozwoju lokalnych źródeł energetycznych była budowa w sołectwie Paniówki krytej pływalni „Wodnik” (zrealizowana w roku 2009).

W obiekcie tym zastosowano rozwiązania ekologicznego pozyskiwania energii (ciepła) do przygotowania ciepłej wody użytkowej, w tym celu zainstalowano pompę ciepła oraz na dachu pływalni 18 kolektorów słonecznych (rys. 3). Zastosowany w pływalni układ zasilania w energię elektryczną pozbawiony jest rezerwowania, które przewidziano do wprowadzenia w kolejnym etapie.

W latach 2012–2014, w sąsiadującej z basenem (w odległości około 400 m) kotłowni Zespołu Szkolno-Przedszkolnego w Paniówkach, wybudowano instalację gazową wraz z agregatem kogeneracyjnym. Wytworzone w kogeneracji ciepło i energia elektryczna zużywane są na potrzeby pływalni i szkoły. Zastosowany agregat kogeneracyjny ma moc cieplną 88 kW i moc elektryczną 55 kW i zasilany jest gazem sieciowym z możliwością zastosowania biogazu. Zastosowana w tym układzie automatyka umożliwia funkcjonowanie kogeneratora zarówno przy pracy równoległej z siecią, jak również przy pracy wyspowej – w przypadku zaniku zasilania sieciowego.



Rys. 3. Lokalizacja pływalni Wodnik wraz z innymi obiektami minicentrum energetycznego w Paniówkach oraz instalacja solarna na dachu pływalni

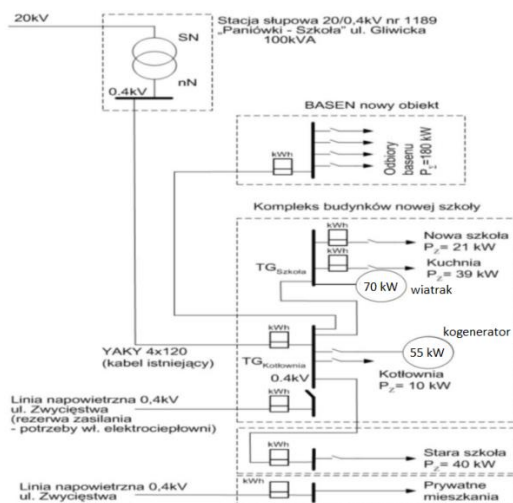
Normalnym trybem pracy kogeneratora jest praca na pełną moc elektryczną i ciepłą. Parametry układu kogeneracyjnego zostały zoptymalizowane pod kątem pływalni stąd możliwa jest jego całoroczna praca bez zbędnych postojów. W przypadku, kiedy kogenerator nie pracuje, ewentualny zanik napięcia w sieci elektroenergetycznej powoduje uruchomienie kogeneratora, który po ok. 30 sekundach umożliwia zasilanie wybranych odbiorników elektrycznych. Ze względu na niewystarczającą moc kogeneratora do zasilania całego obiektu pływalni, wymagane jest wtedy wyłączenie odbiorników mniej ważnych (realizowane za pomocą układu automatyki). Powrót napięcia zasilania z sieci energetyki zawodowej jest kontrolowane przez układ automatyki, który do 3 minut dokonuje synchronizacji z siecią elektroenergetyczną i przechodzi do pracy normalnej, czyli pracuje równolegle siecią elektroenergetyczną energetyki zawodowej lub jest wyłączany.

Na obecnym etapie dostarczana z kogeneratora moc elektryczna umożliwia pokrycie ok. 40 % zapotrzebowania krytej pływalni, co umożliwia podtrzymanie funkcjonowania jej podstawowych urządzeń technologicznych.

Docelowy układ skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w otoczeniu kogeneratora stanowi minicentrum energetyczne, w skład którego wchodzi (rys. 3, 4):

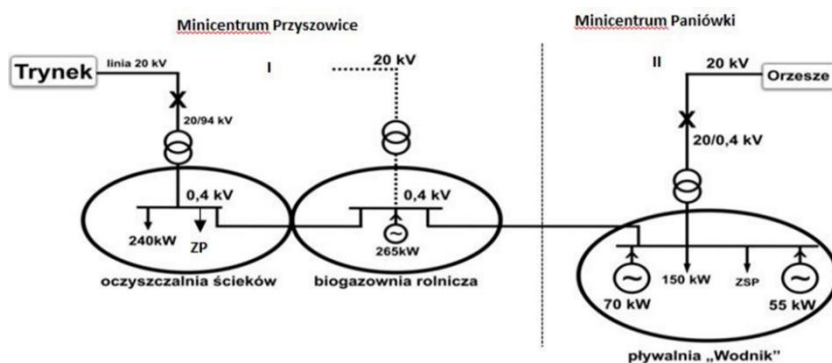
- pływalnia Wodnik – 150kW,
- zespół Szkolno-Przedszkolny – 40kW,
- ośrodek zdrowia (w starym budynku szkoły) – 20kW,
- agregat kogeneracyjny – 55kW,
- agregat wiatrowy o mocy około 70 kW (docelowo).

W normalnym stanie pracy agregaty kogeneracyjny oraz wiatrowy zasilają cały kompleks, a w sytuacjach awaryjnych agregat gazowy i wiatrowy zasilają będą ważniejsze odbiory w pływalni, szkole i ośrodku zdrowia.



Rys. 4. Docelowy schemat zasilania minicentrum energetycznego w Paniówkach

Przeprowadzono także analizy, a następnie zrealizowano połączenie między projektowanymi minicentrami energetycznymi w Paniówkach i Przyszowicach mające na celu stworzenie wyspy energetycznej realizowanej w sytuacjach wyłączenia zasilania zewnętrznego ww. minicentrów (rys. 5). Wydzielanie wyspy odbywa się poprzez zdalne wyłączenie reklozerów w torach zasilania stacji odbiorczych.

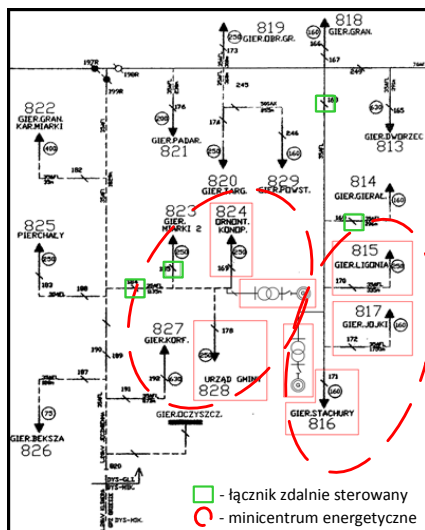


Rys. 5. Koncepcja wyspy energetycznej Przyszowice – Paniówki łączącej 2 minicentra energetyczne, X – reklozery (wyłączniki sterowane drogą radiową), ZSP – zespół szkolno-przedszkolny (50 kW), ZP – zespół pałacowy w Przyszowicach (40 kW)

Kolejny etap rozwojowy, realizowany w latach 2010–2014, a w następnych aktualizowany, obejmuje prace studialne, możliwości zbilansowania potrzeb energetycznych w Gminie oraz sposobach ich pokrycia.

W ramach prac oszacowano między innymi możliwe do wykorzystania w Gminie zasoby energii odnawialnych oraz sposoby ich wprowadzenia do sieci,

a także zweryfikowano dla nowych warunków sieciowych warunki bilansowania minicentrów energetycznych [7], [8]. W ramach prac określono między innymi właściwości dwóch minicentrów energetycznych w sołectwie Gierałtowie obejmujących: jednostkę zarządzania kryzysowego – Urząd Gminy oraz ośrodek zdrowia (rys. 6).



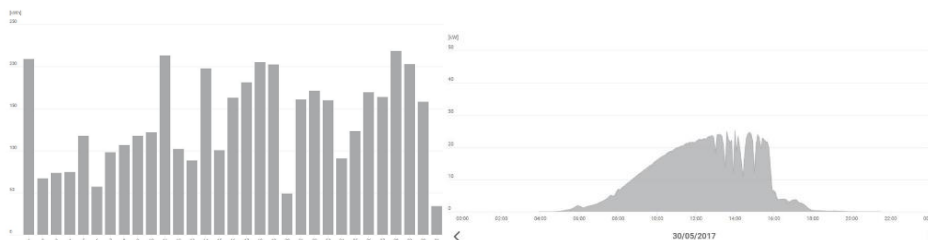
Rys. 6. Układy zasilania z sieci SN minicentrów energetycznych w sołectwie Gierałtowie

Następnym zrealizowanym zadaniem mającym na celu poprawę bezpieczeństwa zasilania odbiorów i jednoczesnym dużym udziale OZE była budowa ośrodka zdrowia w Przyszowicach (rys. 7) w latach 2015–2016.

Ośrodek zdrowia wybudowany w nowoczesnym stylu architektonicznym cechuje się także nowoczesnym układem zasilania w energię cieplną i elektryczną. Do wytworzenia energii elektrycznej wykorzystano panele fotowoltaiczne o sumarycznej mocy ponad 30 kW. Energia ta (wytworzana w układzie pracującym równolegle z siecią) wykorzystywana jest m.in. do celów użytkowych, jak i do zasilania układu klimatyzacji o mocy 25 kW, ogrzewania obiegu ciepłej wody użytkowej 10 kW i centralnego ogrzewania 10 kW i pomp ciepła, które są podstawowymi źródłami energii cieplnej w obiekcie. Przykładowe grafiki wytwarzania energii elektrycznej z paneli przedstawiono na rysunku 8.

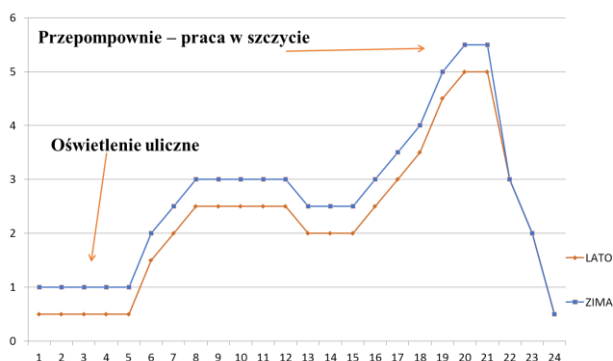


Rys. 7. Budynek przychodni w Przysowicach ze 126 panelami fotowoltaicznymi o mocy 260W



Rys. 8. Przykładowe grafiki wytwarzania energii elektrycznej w budynku przychodni w Przysowicach dla miesiąca V 2017r. i dla doby 30 V 2017r.

W roku 2016 i 2017, wykorzystując dostępne dane ze zdalnego opomiarowania oraz bazując na wykonanych badaniach zasobów energii klasycznej i odnawialnej przeprowadzono analizy dotyczące określenia profili zapotrzebowania na energię elektryczną gminy (rys. 9) oraz możliwości ich zapewnienia. Przykładowy wykaz grup odbiorców gminnych łącznie ze zużyciem energii zestawiono w tabeli 1.



Rys. 9. Szacunkowe wykresy dobowe zapotrzebowania na moc (MW) dla gminy Gieraltowice

Tabela 1

Wykaz odbiorców gminnych łącznie ze zużyciem energii w roku 2015

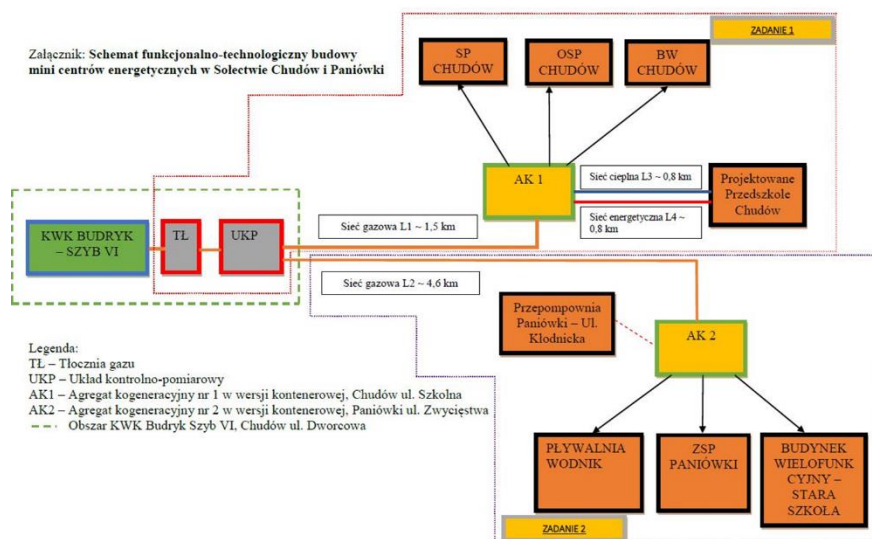
Obiekt	A, kWh
Gmina Gierałtowiec – oświetlenie uliczne	1014064,00
Gmina Gierałtowiec – pozostałe obiekty	343924,00
Gminna Biblioteka Publiczna	4351,00
Gminny Ośrodek Kultury w Gierałtowiecach	22 523,00
Basen „Wodnik” sp. z o.o.	629 514,00
Szkoła Podstawowa w Chudowie	188 603,00
Zespół Szkolno-Przedszkolny w Gierałtowiecach	86 207,00
Zespół Szkolno-Przedszkolny w Paniówkach	155 935,00
Zespół Szkolno-Przedszkolny w Przyszowicach	133 410,00
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej sp. z o.o.	407 764,00
Suma	2 986 295,00

Od 2016 r. prowadzony jest projekt związany z wykorzystaniem metanu z kopalni KWK Budryk.

Mimo znacznych problemów związanych z eksploatacją złóż węgla kamiennego w obszarze gminy Gierałtowiec (np. szkody górnicze) istnieją także korzyści z tego wynikające. Kopalnia Budryk, posiada najgłębsze wyrobiska w Polsce, które cechuje wysoka zawartość metanu. Gaz ten jest bardzo niebezpieczny zarówno w wyrobiskach (zagrożenie wybuchem), jak i w atmosferze (znaczny efekt cieplarniany). Natomiast ze względu na swoje dobre właściwości energetyczne jego spalanie daje możliwość pozyskiwania znacznych energii. Gmina Gierałtowiec podpisała z Kopalnią Budryk umowę na dostarczanie metanu do celów energetycznych w ilości 10 m³/h, co umożliwia wytwarzanie 2 MW mocy elektrycznej i 1,8 MW mocy cieplnej. Daje to możliwość bilansowania dwóch minicentrów energetycznych w sołectwach Chudów i Paniówki (rys. 10).

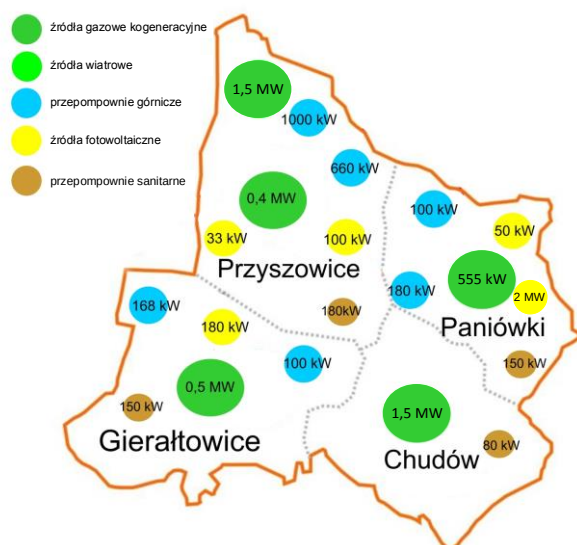
Planowane jest podzielenie inwestycji na dwa etapy obejmujące infrastrukturę każdego z minicentrów energetycznych. Pierwszy etap (z agregatem kogeneracyjnym o mocy elektrycznej 1500 kW) obejmuje instalację infrastruktury dla minicentrum energetycznego w Chudowie – w odległości około 1,5 km od szybu – w którego skład wchodzi także budynek szkoły podstawowej, ochotniczej straży pożarnej, budynek wieloużytkowy i przedszkole (docelowo).

Drugi etap (z agregatem kogeneracyjnym o mocy elektrycznej 500 kW) obejmuje instalację agregatu kogeneracyjnego dla minicentrum energetycznego w Paniówkach – w odległości około 4,5 km od szybu, opisanego we wcześniejszej części rozdziału.

Rys. 10. Schemat instalacji metanowej w gminie Gierałtowiec (Zapotrzebowanie: 2MW; 10m³/h)

4. Gmina Gierałtowiec w klastrze energii

Docelowa struktura głównych źródeł wytwórczych i punktów odbiorczych planowana do zrealizowania w ramach klastra energii, została przedstawiona na rysunku 11.



Rys. 11. Źródła i główne odbiory energii na terenie gminy

Możliwość utworzenia klastra energii w gminie Gierałtówce wynika z zaistnienia ważnych przesłanek:

- dostępność do opomiarowania i monitoringu konsumpcji energii elektrycznej i ciepła,
- rozpoznania zasobów energii klasycznej i odnawialnej,
- przeprowadzonych prób zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło,
- wyznaczania bazy źródeł energii elektrycznej i cieplnej w gminie,
- współpracy jednostki samorządu terytorialnego z przedsiębiorcami i mieszkańcami,
- prowadzonej optymalizacji wytwarzania przesyłu i rozdziału energii elektrycznej oraz ciepła,
- poprawy bezpieczeństwa energetycznego.

Pojawienie się w przepisach klastrów energii dało impuls inicjatywom lokalnym do ich wdrażania. W gminie Gierałtówce w 2017 roku prowadzono zadania związane z utworzeniem klastra energii. W ich efekcie i rozwoju sytuacji pod koniec roku utworzono klastr powiatowy. Prace przebiegały zgodnie z harmonogramem:

- 29.06 – wpisanie na listę referencyjną Ministra Energii klastra gminy górniczo-rolniczej Gierałtówce,
- 26.09 – podpisanie porozumienia o powstaniu klastra gminy górniczo-rolniczej Gierałtówce,
- 28.09 – podpisanie porozumienia o powstaniu klastra „Przyjazna Energia w Powiecie Gliwickim” z udziałem gminy Gierałtówce,
- 16.10 – zgłoszenie powiatowego klastra w Ministerstwie Energii.

Klastr powiatowy tworzą: wszystkie osiem gmin powiatu (Knurów, Gierałtówce, Pilchowice, Pyskowie, Rudziniec, Sośnicowice, Toszek, Wielowieś), Politechnika Śląska w Gliwicach, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, dziewięć podmiotów gospodarczych i jedno stowarzyszenie.

Koordynatorem klastra, który reprezentuje klastr, jest specjalnie powołana w tym celu spółka – KOORDYNATOR KLASTRA PEPG Spółka z o. o. z siedzibą w Knurowie. Z kolei liderem klastra jest stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii, która została powołana w 2016 roku (podejmuje ona działania m.in. na rzecz bezpieczeństwa energetycznego kraju, poszanowania środowiska oraz rozwoju gospodarczego).

Gmina Gierałtówce jako członek klastra powiatowego stawia sobie za cel strategiczny realizację do 2020 r. wymagań pakietu klimatycznego 3x20, tj.:

- 20% redukcja zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło (m.in. wykorzystanie źródeł fotowoltaicznych i wysokosprawnych lamp LED),
- 20% ograniczenie emisji CO₂ oraz niskiej emisji (m.in. termomodernizacja budynków gminnych i wymiana pieców CO),

- 15% udział OZE w produkcji energii elektrycznej i ciepła (m.in. wykorzystanie źródeł kogeneracyjnych metanowych, biogazowych, wykorzystanie źródeł fotowoltaicznych).

Ze względu na powiązania społeczne i organizacyjne w gminie Gierałtowice klaster energii obejmować może proponowane we wcześniej wykonanych analizach zbilansowane minicentra energetyczne znajdujące się w każdym z czterech sołectw. Każde z nich mogłoby tworzyć porozumienie między lokalnymi wytwórcami energii elektrycznej (i ewentualnie ciepłej), a ich odbiorcami, połączonymi sieciami elektrycznymi nN (w obrębie danego minicentrum i w niektórych przypadkach sąsiedniego) i SN należącymi do OSD, a w przypadku dostaw ciepła w dedykowaną sieć ciepłą. Taka konstrukcja klastra umożliwia zwiększenie elastyczności pracy poszczególnych źródeł wytwórczych obejmujących tak źródła stabilne (biogazowe), jak i źródła o małej dyspozycyjności i dużej dynamice zmian generowanej mocy (źródła wiatrowe i fotowoltaiczne).

5. Wnioski

W publikacji przedstawiono jedynie wybrane zagadnienia związane z poprawą niezawodności zasilania odbiorców gminnych i zwiększenie udziału OZE w miksie energetycznym, a powiązane z zadaniami ważnymi z punktu widzenia tworzenia i działania klastra energii. Na przedstawione zrealizowane inwestycje Gmina uzyskała znaczne dofinansowania, które umożliwiły realizację tych ambitnych planów.

Zgodnie z przedstawionymi informacjami droga do ograniczenia poboru energii elektrycznej od zewnętrznych sprzedawców w gminie Gierałtowice prowadzona jest sukcesywnie w okresie około 10 lat, w znacznej mierze wyprzedzając inicjatywy ogólnopolskie. Ich efekt jest już odczuwalny jednak ze względu na wielkość Gminy, jej specyficzne cechy ukształtowania i zabudowy, zmiany legislacyjne oraz dalekosiężne inwestycje do wdrożenia samowystarczalnej struktury klastra wymagane jest jeszcze przeprowadzenia wielu analiz i pozyskania znacznego finansowania.

Na lata 2018–2022 władze gminy Gierałtowice stawiają sobie kolejne wyzwania obejmujące:

- tworzenie planów rozwoju energetyki gminnej, które pozwolą na zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych wykorzystujących lokalne zasoby paliwowe,
- wprowadzenie zmian organizacyjnych w strukturze gminy pod kątem zapewnienia prawidłowej obsługi techniczno-ekonomicznej minicentrów energetycznych: stworzenie i wypracowanie zasad funkcjonowania służb eksploatacyjnych, ruchowych, finansowych, pomiarowych, rozliczeniowych,

- zapewnienie różnych kierunków dostaw biomasy oraz efektywne wykorzystanie pozostałych OZE,
- określenie zasad prowadzenia ruchu, np. w zakresie wydzielania do pracy wyspowej i eksploatacji jednostek wytwórczych należących do gminy,
- aktywne korzystanie z systemów wsparcia OZE,
- zwiększenie tempa realizacji zadań związanych z ograniczeniem niskiej emisji/smogu,
- pełne wdrożenie rozwiązań klastra energii.

A także:

- tworzenie gminnych planów rozwoju energetyki gminnej, które pozwolą na zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych wykorzystujących lokalne zasoby paliwowe,
- wprowadzenie wymaganych zmian organizacyjnych w strukturze Gminy pod kątem zapewnienia prawidłowej obsługi techniczno-ekonomicznej mini centrów energetycznych (stworzenie i wypracowanie zasad funkcjonowania służb eksploatacyjnych, ruchowych, finansowych, pomiarowych, rozliczeniowych),
- zapewnienie różnych kierunków dostaw biomasy,
- określenie zasad prowadzenia ruchu (np. w zakresie wydzielania do pracy wyspowej) i eksploatacji jednostek wytwórczych należących do Gminy,
- umożliwienie zapewnienia zasilania powstających w gminie centrów nowych technologii. (np. Synergy Park o mocy ok. 1 MW).

Literatura

- [1] Uchwała Sejmiku Województwa Śląskiego NR V/36/1/2017 z dnia 7 kwietnia 2017 r. w sprawie wprowadzenia na obszarze województwa śląskiego ograniczeń w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/107/WE z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie arsenu, kadmu, rtęci, niklu i wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych w otaczającym powietrzu
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy
- [4] Rozporządzenie Ministra Środowiska Dz. U z 2012 r. poz. 1031 z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu
- [5] Ustawa Sejmu RP Dz. U. poz. 925 z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw
- [6] Bargiel J., Sowa P., Mól B.: Jednostki samorządu terytorialnego w drodze do tworzenia tzw. minicentrów energetycznych (miniklastrów), Aktualne problemy w elektroenergetyce. Konferencja APE'17, Jastrzębia Góra, 7–9 czerwca 2017. Z. 2. Gdańsk : ENERGA SA, 2017, s. 145–152
- [7] Bargiel J., Sowa P., Mól B.: Sposoby poprawy niezawodności zasilania wybranych ważnych odbiorców komunalnych na terenie gmin, Acta Energ. 2016 R. 8 nr 1, s. 93–101
- [8] Bargiel J., Mól B., Łuszcz K., Sowa P.: Rola generacji rozproszonej w krajowym systemie elektroenergetycznym na przykładzie gminy Gierałtowice, Acta Energ. 2014 R. 6 nr 4, s. 31–37

Robert JĘDRYCHOWSKI, Klara SEREJA
Politechnika Lubelska

OCENA KOSZTÓW DOSTOSOWANIA SIECI nN DO WYMOGÓW SMART GRID

Ewolucja sieci elektroenergetycznych, konieczność ich modernizacji oraz nowe potrzeby użytkowników sprawiają, że coraz częściej wdrażane są rozwiązania przybliżające istniejące sieci w kierunku koncepcji sieci inteligentnych. Dotyczy to również sieci niskiego napięcia dotychczas traktowanych jedynie jako sieci dystrybucyjne dla odbiorców końcowych. Konsekwencją rosnącej liczby prosumentów przyłączanych do sieci nN jest pojawienie się nowych wyzwań technicznych niewystępujących wcześniej. Operatorzy sieci nN, rozważając modernizację, stają przed pytaniem – jak znacząca powinna być modernizacja sieci, czy potrzebna jest automatyzacja sieci, jakie wynikać z niej będą korzyści i jakie byłyby jej dodatkowe koszty [1], [2].

Zagrożenia pojawiające się w sieciach nN z rozproszoną generacją, opartą przede wszystkim na źródłach PV, wymuszają podejmowanie działań zmierzających do ich niwelowania. Można to osiągnąć różnymi środkami, jak choćby poprzez modernizację sieci czy wpływanie na zachowania przyłączonych do niej konsumentów i prosumentów. Jednym ze sposobów jest również doposażenie sieci w urządzenia pozwalające na sterowanie jej pracą [3].

W artykule przedstawione zostaną przykładowe warianty modernizacji sieci nN pozwalające na przyłączanie nowych prosumentów. Warianty te różnią się nasyceniem zastosowanych rozwiązań technicznych wpływających na możliwość sterowania i automatyzacji pracy sieci. Dla poszczególnych wariantów określone będą korzyści techniczne oraz oszacowane zostaną koszty modernizacji sieci.

1. Zadania stawiane Smart Grid

Sieć inteligentna (Smart Grid) jest siecią elektroenergetyczną pozwalającą na inteligentną współpracę wszystkich podmiotów przyłączonych do niej i korzystających z jej usług. Producenci, operatorzy sieci i użytkownicy korzystający z sieci mają zapewnione bezpieczeństwo, dostarczanie energii o określonych parametrach, niezawodność oraz korzyści ekonomiczne ze współpracy z operatorem sieci i innymi użytkownikami [4].

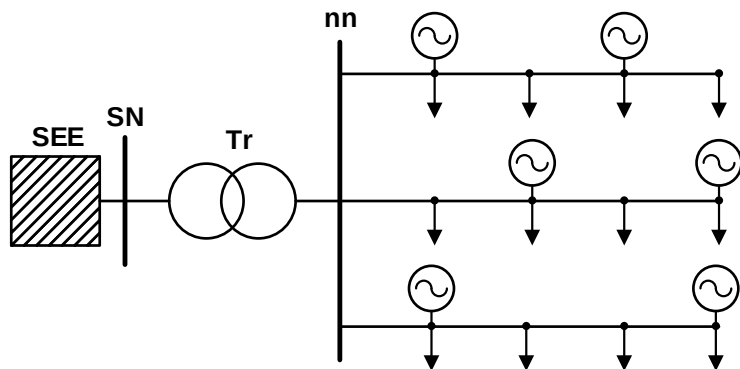
Sieć inteligentna wykorzystuje innowacyjne produkty i usługi, takie jak inteligentny monitoring, sterowanie, komunikację oraz samzarządzalne technologie do:

- łatwego przyłączania źródeł energii o różnej mocy oraz wykorzystujące różne technologie do produkcji energii;
- umożliwienia użytkownikom bycie częścią procesu optymalizacji pracy sieci;
- dostarczania użytkownikom ważnych informacji dla wyboru zasilania;
- znaczącego zredukowania wpływu na środowisko systemu elektroenergetycznego;
- umożliwienia konsumentowi optymalizacji kosztów zakupu energii oraz zapewnienia bezpieczeństwa zasilania;
- wykorzystania instalacji odbiorców do aktywnego udziału w optymalizacji pracy sieci;
- utrzymania i poprawy poziomu niezawodności, bezpieczeństwa i jakości działania istniejących sieci elektroenergetycznych;
- ułatwienia współpracy podmiotów na zintegrowanym rynku europejskim [5].

W sieci nN założenia te muszą zostać dostosowane do charakteru jej pracy. Tworząc inteligentną sieć nN należy uwzględnić potrzeby instalacji prosumenckich związane z jakością energii oraz niezawodnością pracy sieci. Po stronie operatora sieci konieczne jest takie wyposażenie sieci, aby osiągnąć kompromis pomiędzy oczekiwaną zdolnością do nadzorowania jej pracy, a kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi nowych urządzeń. Warto zauważyć, że przedstawione rozwiązania nie mogą ograniczać się tylko do zdalnego odczytu liczników. Pojęcie Smart Grid nie ogranicza się tylko do Smart Meteringu, jak często jest to przedstawiane w literaturze krajowej.

2. Modernizacja części technicznej sieci nN

Jako przedmiot analiz przyjęto sieć kablową niskiego napięcia zasilaną z transformatora SN/nN o mocy 160 kVA. W skład rozważanej sieci wchodzi trzy obwody o długościach odpowiednio 400, 600 i 800 metrów. Linie wykonane są kablem aluminiowym YAKY o przekroju 70 mm². Założono, że z każdego obwodu zasilone są cztery gospodarstwa domowe. Dodatkowo połowa z nich to instalacje prosumenckie z mikroinstalacjami fotowoltaicznymi (rys. 1). Pomiar zużycia energii realizowany jest przez tradycyjne indukcyjne liczniki zamontowane w złączach kablowych ZK1+1P w granicy działek odbiorców.



Rys. 1. Schemat rozpatrywanej sieci nN

Zależnie od możliwości inwestycyjnych oraz indywidualnych warunków pracy i potrzeb danej sieci, uwzględniających plany zagospodarowania, przewidywane przyłączenia nowych odbiorców i źródeł rozproszonych, zaproponowano różne warianty modernizacji sieci, wpisujące się w koncepcję Smart Grid (Tab. 1). Warianty te stopniują przewidziane rozwiązania pod kątem złożoności i stopnia zaawansowania oraz zasięgu modernizacji.

Tabela 1

Warianty modernizacji sieci nN w kierunku Smart Grid

Wariant	Opis wariantu
0	Modernizacja infrastruktury technicznej sieci nN obejmująca wymianę kabli zasilających
I	Wariant 0 oraz montaż urządzeń AMI wraz z modułami komunikacyjnymi w złączach kablowych odbiorców
II	Wariant I oraz wymiana transformatora
III	Wariant II oraz odczyt informacji o stanie łączników w sieci i odczyt informacji analogowych w ZK, sterowanie łącznikami
IV	Wariant III oraz odczyt z układu AMI prosumenta
V	Wariant IV oraz sterowanie pracą jednostki wytwórczej prosumenta

Wariant 0 obejmuje wymianę istniejącej linii nN na linię o wyższym przekroju – z 70 mm^2 na 120 mm^2 . Bazując na dotychczasowych doświadczeniach w sieciach z dużym udziałem generacji rozproszonej [6], zwiększenie przekrojów przewodów linii w wielu przypadkach pozwala na rozwiązanie problemów wynikających z obecności jednostek wytwórczych w sieci nN i związanych z tym dwukierunkowych przepływów mocy. Modernizacja łagodzi zagrożenia takie jak m.in. podbicie napięcia, poprawiając warunki sieciowe i tym samym zwiększając możliwości przyłączania nowych instalacji prosumenckich.

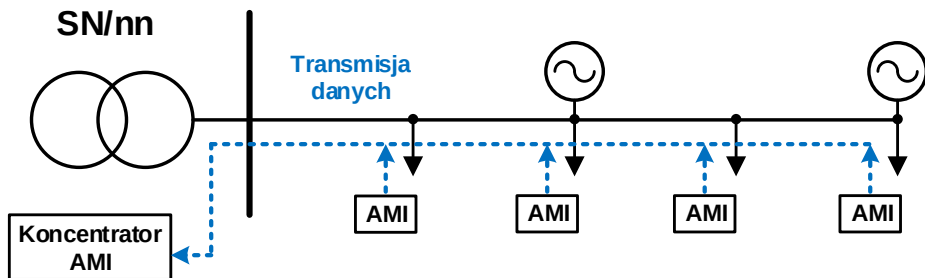
W wariantcie I założono wymianę wszystkich tradycyjnych liczników energii zainstalowanych do rozliczeń energii pobranej przez odbiorców na liczniki cyfrowe spełniające wymogi AMI i dostosowane do wymogów stawianych rozliczeniom instalacji prosumenckich. Liczniki te mogą być traktowane jako źródło informacji o podstawowych wielkościach elektrycznych, takich jak napięcie i prądy, moce, oraz energia pobierana lub oddawana do sieci.

Tabela 2

Zestawienie elementów dla modernizacji infrastruktury sieciowej

Moduł	Elementy infrastruktury sieciowej			Koszt całkowity dla modułu [PLN]		
	Opis	Ilość	Koszt jednostkowy	M1	M2	M3
1	Ułożenie kabla YAKY 4x120	1800 m	54 PLN/m	166000	354000	362000
	Ułożenie rur osłonowych do kabli elektroenergetycznych i optotelekomunikacyjnych (DVK, RHDPE)	1800 m	30 PLN/m			
	Montaż przyłączy (ZK – ZK)	12 kpl	154 PLN/kpl			
	Dokumentacja projektowa	-	11 000 PLN			
	Demontaż (unieczynnienie kabla)	-	1 500 PLN			
2	Transformator 250 kVA + podobciążeniowy przełącznik zaczeów	1 szt.	90 000 PLN/szt.			
	Stacja wntwrzowa SN/nN STLmb + wyposaenie	1 szt.	98 659 PLN/szt.			
3	Montaż ZK3+1P (+fundament)	6 kpl	1 371 zł/kpl			

Liczniki te, poprzez moduły komunikacyjne, mogą przekazywać informacje pośrednio lub bezpośrednio do systemu bilingowego AMI. Wydaje się, że w przypadku sieci nN i odbiorców znajdujących się w stosunkowo niewielkiej odległości od stacji SN/nN lepszym rozwiązaniem będzie komunikacja pośrednia, w której liczniki komunikują się z koncentratorem (RS 485, LAN), a następnie koncentrator retransmituje dane do systemu AMI. Taki układ wymaga stworzenia toru komunikacyjnego pomiędzy ZK i stacją transformatorową. Informacje uzyskane z systemu AMI mają jednak pewne ograniczenia, czas potrzebny na ich dostarczenie z systemu bilingowego AMI do SSiN sterującego pracą sieci jest na tyle długi, że nie można mówić tu o informacjach dostarczanych on-line.



Rys. 2. Schemat zmodernizowanej sieci według wariantu I

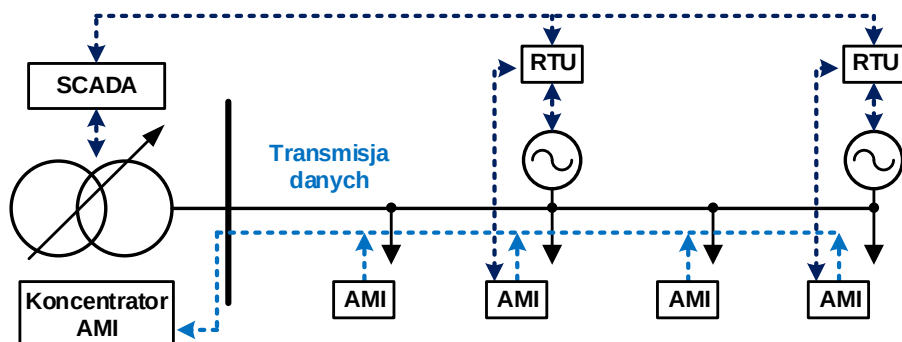
Modernizację na szerszą skalę zawarto w wariantie II, w którym poza przebudową samej linii oraz wymianą liczników przewidziano także wymianę transformatora na jednostkę o mocy 250 kVA z możliwością regulacji napięcia pod obciążeniem. Montaż transformatora z podobciążeniowym przełącznikiem zaczeów umożliwi dynamiczne reagowanie na zmieniające się w dość nieprzewidywalny sposób warunki napięciowe w sieci z przyłączonymi instalacjami fotowoltaicznymi. Dodatkowo wariant zakłada dostosowanie gabarytów i wyposażenia stacji wewnętrznej pod kątem ewentualnej przyszłej rozbudowy o układy automatyki i moduły telemechaniki.

Począwszy od wariantu II proponowane rozwiązania wybiegają poza standardowe działania modernizacyjne realizowane obecnie przez operatorów sieci. Wariant III przynosi znaczącą zmianę, wprowadzając do ZK element automatyki pozwalający na akwizycję danych – mogą to być proste przekaźniki EAZ dedykowane dla nN, sterowniki PLC czy też elementy automatyki przemysłowej nN mające odpowiednie wejścia. Urządzenia te możemy określić jako RTU (*Remote Terminal Unit*) [7]. Mogą one komunikować się z koncentratorem w stacji SN/nN. Tak zdefiniowane urządzenia można traktować jako elementy telemechaniki tworzące lokalny system SCADA dla sieci nN. Jego zaletą, w porównaniu z systemem opartym na AMI, jest dostęp do danych w czasie rzeczywistym (on-line). Daje to dodatkowe możliwości tworzenia algorytmów automatyki reagujących na zdarzenia w sieci oraz przekazywania danych do systemów nadrzędnych. Taką automatyką może być układ regulacji napięcia, wykorzystujący informacje o generacji w sieci, obciążeniu poszczególnych torów prądowych i napięciach w punktach przyłączenia odbiorców do sterowania przełącznikiem zaczeów [8], [9].

Wariant IV jest rozszerzeniem wariantu trzeciego. W wariantie tym założono bezpośrednią łączność pomiędzy RTU i AMI, co pozwala na rozszerzenie listy sygnałów analogowych przekazywanych do SCADA i dalej do operatora. Takie rozwiązanie sprawia, że licznik staje się źródłem informacji o danych niewymagających natychmiastowej reakcji ze strony algorytmów sterowania pracą sieci.

Ostatni wariant, oprócz korzyści i zadań opisanych w poprzednich wariantach, przewiduje współpracę z inwerterem jednostki wytwórczej

prosumenta. Takie działanie ma na celu aktywne sterowanie pracą instalacji z wykorzystaniem przyłączonych do niej źródeł. Zgodnie z zaleceniami norm [10], [11], może odbywać się to poprzez zmianę charakterystyki pracy przekształtnika lub czasowe ograniczenie mocy generowanej w wybranych źródłach, zależnie od aktualnych warunków w sieci nN. W wariancie tym należy założyć istnienie algorytmu pozwalającego na sterowanie siecią z uwzględnieniem regulacji napięcia w transformatorze oraz regulacji generacji dla wszystkich obwodów nN zasilanych ze stacji SN/nN.



Rys. 3. Schemat zmodernizowanej sieci według wariantu V

3. Układy kontrolno-pomiarowe i automatyka sieci

Wśród opisanych w poprzednim akapicie wariantów wymieniono szereg urządzeń dodatkowych, które powinny zostać zainstalowane w ZK lub stacji SN/nN. Można je podzielić na dwie kategorie: układ AMI oraz elementy RTU pełniące zarówno funkcje pomiarowe, jak również zabezpieczeniowe i kontrolne.

Układ AMI realizowany dla sieci nN musi uwzględniać jej specyfikę. Założono, że w wyniku realizacji wariantu I zainstalowane zostaną liczniki dedykowane do instalacji prosumenckich, wyposażone w przynajmniej jeden moduł komunikacyjny. Można rozpatrywać dwa modele transmisji danych dla liczników:

- indywidualna komunikacja każdego licznika z systemem bilingowym,
- komunikacja liczników z systemem bilingowym poprzez koncentrator danych.

Ze względu na specyfikę sieci nN, charakteryzującą się niewielkimi odległościami pomiędzy stacją a złączami kablowymi, drugi model wydaje się bardziej racjonalny. Koncentrator danych zainstalowany w stacji mógłby odczytywać dane poprzez stworzone łącze komunikacyjne ze wszystkich liczników, a następnie retransmitować je do systemu bilingowego AMI.

Tabela 3

Zestawienie elementów dla układu AMI

Model	Elementy systemu AMI w rozpatrywanej sieci			Koszt całkowity dla modelu
	Opis	Ilość	Koszt jednostkowy	
1	Licznik	12	1600 - 2500	37200 - 51600
	Moduł komunikacyjny (Komunikacja GSM, tracking)	12	1500 - 1800	
2	Licznik	12	1600 - 2500	21700 - 34100
	Koncentrator	1	1600 - 2300	
	Router lub switch (GSM, LAN)	1	900 - 1800	

Dane uzyskane z liczników cyfrowych są przydatne przy obserwacji trendów w sieci i analizy danych retrospektywnych. Szczególnie, jeśli odczyt następuje cyklicznie np. raz dziennie. Odczyt bieżących wartości mierzonych wymaga zwiększenia częstości odczytu. Nie są to jednak dane uzyskiwane w czasie rzeczywistym, szczególnie gdy w odczycie uczestniczy system centralny i skomplikowana struktura komunikacyjna.

Układ automatyki sieci zbudowany może zostać w oparciu o różne urządzenia. Wszystkie dostosowane są do akwizycji danych binarnych i analogowych oraz komunikacji z urządzeniami nadrzędnymi. Dzięki temu możemy traktować je jako RTU wykonujące nie tylko proste funkcje zabezpieczeniowe, ale przede wszystkim dostarczające dane dla lokalnego systemu SCADA. Możliwe są rozwiązania alternatywne, które przedstawiono w trzech modelach – są to:

1. Przekazniki EAZ dostosowane do potrzeb sieci nN, o prostych funkcjach zabezpieczeń nadprądowych i nadnapięciowych wyposażone w porty komunikacyjne. Zaletą takiego rozwiązania jest adaptacja gotowych przekazników i funkcji realizowanych w sieciach SN do potrzeb nN.
2. Wykorzystanie automatyki przemysłowej stosowanej w instalacjach przemysłowych lub budynkowych, np. wyłączników z członem pomiarowym. Rozwiązanie to sprawdzi się przy akwizycji danych, nie pozwala jednak na wprowadzanie dodatkowych algorytmów pracy automatyki. Ponadto wymaga zastosowania protokołów komunikacyjnych stosowanych w automatyce przemysłowej.
3. Zastosowanie sterowników PLC o modułowej konstrukcji, pozwalających na dostosowanie ich funkcji do wymagań danego wariantu. Zaletą takiego rozwiązania jest elastyczność – sterownik może być rekonfigurowany i rozbudowywany o dodatkowe moduły. Rozwiązanie to umożliwia wykonywanie niestandardowych operacji nierealizowanych dotychczas przez EAZ [7].

Tabela 4

Zestawienie elementów dla układu automatyki sieci

Model	Elementy automatyki sieci			Koszt całkowity dla modelu		
	Opis	Ilość	Koszt jednostkowy	M1	M2	M3
1	Przełącznik EAZ wyposażony w: – wejścia binarne – wejścia analogowe – łącze komunikacyjne Przekładniki prądowe 3 szt.	6	3550 - 8600	21300 - 51600	24840 - 61200	28020 - 70800
	Moduł komunikacyjny (licznik)	6	590 - 1600			
	Moduł komunikacyjny (inwerter)	6	530 - 1600			
2	Łącznik nN: – wejścia binarne – wejścia analogowe – łącze komunikacyjne Przekładniki prądowe 3 szt.	6	3600 - 6800	21600 - 40800	-	-
3	Sterownik PLC w złączu: – wejścia binarne – wejścia analogowe (moduł pomiarów trójfazowych) – łącze komunikacyjne Przekładniki prądowe 3 szt.	6	4760 - 6680	28560 - 40080	35160 - 46680	41760 - 53280
	Moduł komunikacyjny (licznik)	6	1100			
	Moduł komunikacyjny (inwerter)	6	1100			

W tabeli 4 opisane zostały modele pozwalające na realizację zadań związanych z poszczególnymi wariantami. Wyróżniono w nich model podstawowy wraz z niezbędnym wyposażeniem, który następnie rozbudowywany jest o dodatkowe moduły komunikacyjne dla odczytu danych z liczników i sterowania pracą inwerterów. Przyjęto, że dodanie modułu komunikacyjnego wraz z obsługą dedykowanego protokołu komunikacyjnego jest najdroższą formą wymiany danych z urządzeniem zewnętrznym, dlatego pominięto np. odczyt danych z wyjść impulsowych liczników czy sterowanie poprzez wejścia stykowe pracą inwertera.

Model 2, ze względu na specyfikę budowy łączników, nie pozwala na dokładanie dodatkowych członów komunikacyjnych bezpośrednio do łącznika. Rozbudowa komunikacji w tym modelu wymagałaby zastosowania odrębnych urządzeń dedykowanych do tego celu.

4. Sieć komunikacyjna

Rozpatrywanie poszczególnych wariantów wymaga również rozważenia kosztów organizacji łączności pomiędzy poszczególnymi elementami systemu tworzącego sieć inteligentną nN. Tor łączności może zostać utworzony za pomocą różnych środków technicznych.

Tabela 5

Zestawienie elementów dla układu komunikacji

Moduł		Elementy układu komunikacji					
		Opis	Ilość	Koszt jednostkowy	Koszt całkowity		
					A	B	C
1		Sterownik stacyjny	1	5600–9300	6580–13100		
		Router komunikacyjny SCADA	1	980–3800			
2		Router komunikacyjny AMI	1	900–1800	4480–6080		
		Łącze AMI	1800	1,10 PLN/m			
		Koncentrator AMI	1	1600–2300			
Koszt całkowity wyposażenia komunikacyjnego stacji					11060–19180		
3	A	Łącze SCADA (RS485)	1800	1,10 PLN/m	1980		
	B	Łącze SCADA Ethernet (światłowod)	1800	1,3 PLN/m		6240	
		Transceiver (światłowod/RJ45)	6	650			
	C	Łącze SCADA Ethernet (STP/RJ45)	1800	1,25 PLN/m			2250
Suma kosztu całkowitego wyposażenia stacji oraz wybranego łącza komunikacyjnego					13040	17300	13310
					- 21160	- 25420	- 21430

Specyfika sieci nN sprawia, że mamy do czynienia z niewielkimi odległościami pomiędzy poszczególnymi urządzeniami współpracującymi ze sobą, dzięki czemu można rozważać różne metody transmisji danych. Należą do nich: komunikacja asynchroniczna RS232/485, Ethernet (kabel miedziany, światłowod), łącza radiowe, PLC (*Power Line Communications*) [12], [13]. Wszystkie rozwiązania wymagają wyposażenia poszczególnych urządzeń

w odpowiednie moduły komunikacyjne lub zastosowanie dodatkowych zewnętrznych urządzeń komunikacyjnych.

Ze względu na dużą różnorodność oraz fakt modernizacji sieci kablowej i przewidywane prace ziemne, dalsze rozważania ograniczone zostaną do komunikacji przewodowej lub światłowodowej. W dalszych analizach pominięto łącza radiowe, choć mogłyby być one dobrą alternatywą, szczególnie w terenach z zabudową o znacznych odległościach pomiędzy prosumentami (tereny wiejskie).

Układ komunikacyjny, którego elementy wyspecyfikowane zostały w tabeli 5, zawiera trzy zasadnicze elementy:

1. Urządzenia zainstalowane w stacji SN/nN;
2. Łącze AMI (w przypadku komunikacji przez koncentrator);
3. Łącze SCADA.

W układzie tym założono rozdzielenie torów komunikacyjnych dla AMI oraz SCADA, co jest zgodne z wymogami bezpieczeństwa oraz z przyjętą praktyką. Założono, że w każdym przypadku – budując układ komunikacyjny – urządzenia zdefiniowane w tabeli 5 jako moduł 1 i 2 stosowane są zawsze. Moduły wykorzystywane jako łącza, oznaczone od 3A do 3C, dodawane są jako jeden z trzech.

W przyjętym opisie założono, że wybór danego typu łącza determinuje również odpowiednią konfigurację urządzeń RTU i sterownika stacyjnego. Będą one posiadały wejścia komunikacyjne dostosowane do danego typu łącza. Warto zaznaczyć, że łącza Ethernet oparte na okablowaniu miedzianym możliwe są do zastosowania tylko w zwartej zabudowie, gdy odległości pomiędzy ZK nie przekraczają 100 m. Przyjęto również, że wszystkie urządzenia wykorzystują odpowiednie dla AMI i SCADA protokoły komunikacyjne.

5. Oszacowanie kosztów modernizacji sieci

Na podstawie informacji zawartych w poprzednich rozdziałach podjęto próbę oszacowania kosztów modernizacji sieci niskiego napięcia przy dostosowaniu jej do wymogów stawianych sieciom inteligentnym. W tabeli 6 podano szacunkowy koszt modernizacji sieci przedstawionej na rys. 1 z uwzględnieniem stacji, zasilanych z niej obwodów i pozostałych elementów układu. Kwoty podane w poszczególnych komórkach to oszacowany koszt minimalny oraz maksymalny dla danego wariantu opisanego tabeli 1.

Poszczególne kolumny zawierają wartości cząstkowe opisane wcześniej w tabelach od 2 do 5. Są to odpowiednio:

1. Wariant.
2. Koszt modernizacji sieci i stacji SN/nN – kolumna zawiera dane opisane w tabeli 2 dla poszczególnych modułów uwzględniających konieczny zakres prac w sieci nN dla opisanych wariantów.

3. Koszt modernizacji układów AMI i automatyki w ZK – kolumna opisuje koszt liczników i układów automatyki zainstalowanych w ZK. Zawiera dane częściowe z tabel 3 i 4.
4. Koszt urządzeń komunikacyjnych w SN/nN i łączy komunikacyjnych – kolumna zawiera dane z tabeli 5 z uwzględnieniem wariantów modernizacji.
5. Koszt wariantu – wartość minimalna i maksymalna oszacowana dla danego wariantu.

Tabela 6

Szacunkowe koszty modernizacji sieci z podziałem na warianty wg tabeli 1

Wariant	Koszt modernizacji sieci i stacji SN/nN	Koszt modernizacji układów AMI i automatyki w ZK	Koszt urządzeń komunikacyjnych w SN/nN i łączy komunikacyjnych	Koszt wariantu
-	PLN	PLN	PLN	PLN
0	166000	0	0	166000
I	166000	19200–30000	4480–6080	189680–202080
II	354000	19200–30000	4480–6080	377680–390080
III	362000	40500–81600	13040–25400	415540–469000
IV	362000	44040–91200	13040–25400	419080–478600
V	362000	47220–100800	13040–25400	422260–488200

Zaznaczyć należy, że we wszystkich szacunkach przyjęto ceny katalogowe oferowane przez różnych producentów urządzeń. Ceny te bywają znacząco od siebie różne dla poszczególnych urządzeń, co wynika z ich parametrów technicznych, jakości oraz marki producenta. Pamiętać należy również, że w praktyce cena pojedynczego urządzenia zależna jest od wielu czynników branych pod uwagę w postępowaniu przetargowym.

Przedstawione w tabeli 6 koszty dla poszczególnych wariantów oparte zostały o ceny urządzeń fizycznych dostępnych na rynku. Nie zawierają ceny oprogramowania i systemów sterowania i nadzoru, które mogłyby powstawać na ich bazie. W zależności od złożoności algorytmów, jakie mogłyby realizować, ich koszt mógłby w sposób znaczący wpłynąć na szacunkowy koszt całkowity.

6. Wnioski

1. Przeprowadzone rozważania pozwoliły oszacować koszty modernizacji analizowanej sieci niskiego napięcia. W zależności od wariantu modernizacji, rozbudowa sieci będzie wiązać się z innymi nakładami finansowymi, przekładającymi się na określone funkcjonalności, w różnym stopniu wpisujące się w założenia koncepcji sieci inteligentnej.

2. Opierając się na wykonanych analizach, których wyniki ujęte zostały w syntetycznej formie w tabeli 6, można stwierdzić, że niemal połowę całkowitych kosztów pełnej modernizacji (wariant V) stanowi sama rozbudowa infrastruktury sieciowej – wymiana przewodów linii zasilających – oraz adaptacja układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemu AMI. Działania te są obecnie podejmowane stopniowo na terenie całego kraju.
3. Realizacja wariantu II oznaczającego zmianę transformatora wymusi pojawienie się na stacji SN/nN układu nadzorującego jego pracę. Może to być układ pełniący zarazem funkcje sterownika SCADA. Koszt tego wariantu jest na tyle znaczący, że realizacja dalszych wariantów nie wydaje się być decyzją trudną, szczególnie gdy poprawi to możliwości regulacji napięcia.
4. Decyzja o podjęciu dodatkowych działań, zmierzających w kierunku rozbudowy sieci o kolejne funkcjonalności Smart Grid, powinna opierać się o ocenę indywidualnych uwarunkowań danej sieci. Jednak wobec dynamicznych zmian w strukturze sektora energetycznego w krajach UE, uzasadnione wydaje się podejście perspektywiczne i inwestycje w infrastrukturę gotową na przyjmowanie coraz większej liczby jednostek wytwórczych w sieci nN.

Literatura

- [1] Kacejko P., Pijarski P.: Dynamic Fitting of Generation Level to Thermal Capacity of Overhead Lines. *Przegląd Elektrotechniczny*, R.84 NR 5/2008, p. 80–83. ISSN 0033-2097.
- [2] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta? *Rynek Energii* – 2014, nr 5 (114), vol. 114, str. 83–89, ISSN 1425-5960.
- [3] Kacejko P., Adamek S., Wancierz M., Jędrychowski R.: Ocena możliwości opanowania podskoków napięcia w sieci nN o dużym nasyceniu mikroinstalacjami fotowoltaicznymi. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 2017, nr 9, s. 20–26.
- [4] IEC Smart Grid Standardization Roadmap. Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group (SG3), June 2010; Edition 1.0.
- [5] Jędrychowski R., Pijarski P., Adamek S., Sereja K.: Korzyści ekonomiczne wynikające z zastosowania zasobnika energii w sieci niskiego napięcia. *Rynek energii* – 2017, nr 1, s. 31–34.
- [6] Jędrychowski R., Pijarski P., Adamek S.: Monitorowanie wpływu mikroinstalacji prosumenckich na parametry elektryczne sieci nN, *Rynek Energii Elektrycznej: Energetyka Rozproszona*; [Red:] Połecki Zbigniew – Lublin: Politechnika Lubelska, 2016, s. 53–61 – (Monografie – Politechnika Lubelska).

- [7] Jędrychowski R.: PLC-based surveillance system for electrical installations in buildings, *Computer Applications In Electrical Engineering* – 2014, vol. 12, s. 196–205.
- [8] Jędrychowski R.: Data acquisition systems for small-scale energy generation sources „*Computer Applications in Electrical Engineering*”, Poznan University of Technology, Institute of Electrical Engineering and Electronics, Poznań 2012, ISBN 978-83-86912-59-9, s. 244–253. (monografia ukazała się w 2013 r.).
- [9] Jędrychowski R.: Systemy akwizycji danych dla małych źródeł wytwórczych, *Poznan University of Technology Academic Journals*, Poznań 2012, No 70, s. 225–231, ISSN 1897-0737.
- [10] VDE_AR_N 4105:2011-08 Power generation systems connected to the low-voltage distribution network.
- [11] PN-EN 50438:2014-02 Wymagania dla instalacji mikrogeneracyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia.
- [12] Kiedrowski P.: Cztery sposoby zwiększenia wydajności telemetrycznych systemów komunikacyjnych „ostatniej mili”, *Rynek Energii* nr 1(110) – 02/2014, str. 24–29.
- [13] Pluta S., Tarczyński W.: „Transmisja sygnałów telemechaniki w systemach elektroenergetycznych”. *PAK* vol 56, nr 1/2010.

Piotr KACEJKO, Paweł PIJARSKI, Karolina GAŁĄZKA
Politechnika Lubelska

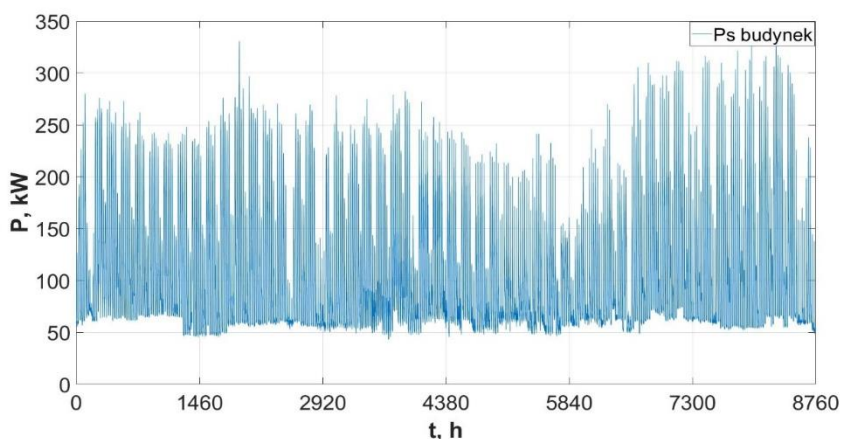
BUDYNEK CENTRALNEGO LABORATORIUM WDROŻEŃ POLITECHNIKI LUBELSKIEJ – MOŻLIWOŚĆ SKUTECZNEJ INTEGRACJI RÓŻNYCH TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH

1. Wprowadzenie

Budynek Centralnego Laboratorium Wdrożeń Politechniki Lubelskiej ze swoimi pięcioma kondygnacjami i powierzchnią całkowitą 21 000 m² jest równocześnie bardzo znaczącym odbiornikiem energii elektrycznej i ciepła. Równocześnie procesy dydaktyczne i badawcze w nim prowadzone są związane z technologią odnawialnych źródeł energii oraz kogeneracją. Jest więc rzeczą naturalną, że Politechnika Lubelska podejmuje starania, aby urządzenia te i prowadzone przy ich wykorzystaniu prace badawcze i dydaktyczne zintegrować z zaspokajaniem potrzeb energetycznych budynku. Osiągnięty cel to nie tylko dobra ilustracja praktycznych zastosowań technologii OZE, ale również wymiar ekonomiczny wiążący się ze zmniejszeniem wartości faktur za dostawę mediów energetycznych. Efekt ekonomiczny może być tym bardziej znaczący, że nakłady inwestycyjne ponoszone przez Politechnikę Lubelską mogłyby być ograniczone z uwagi na udział środków pomocowych w zakupie urządzeń wytwórczych. Analiza zużycia energii elektrycznej oraz CWU pozwala na optymalizację mocy instalacji, przy czym jako ograniczenie procesu optymalizacji zakłada się produkcję wyłącznie na własne potrzeby oraz ograniczoną wysokość udziału wkładu własnego. W celu uniknięcia skomplikowanych kwestii rozliczeń wzajemnych z dostawcami mediów energetycznych przyjęto zasadę osiągnięcia maksymalnego wskaźnika autokonsumpcji. Autorzy uważają, że w przypadku tego typu obiektów, charakteryzujących się dużym, stabilnym i przewidywalnym zużyciem mediów energetycznych najlepszym sposobem wsparcia dla OZE i kogeneracji w wymiarze mikro, jest wyłącznie wsparcie inwestycyjne przy równoczesnych kosztach unikniętych traktowanych jako przychód. Tak stworzony system wsparcia nie wymaga innych, budzących kontrowersję systemów subwencjonowania na etapie produkcji energii. Niestety wydaje się, że aktualna polityka grantów inwestycyjnych nie uwzględnia zalet takiego rozwiązania. Celem prezentowanego artykułu jest wykazanie, że właściwy dobór mocy źródeł energii elektrycznej i ciepła może zapewnić efektywność techniczną i ekonomiczną przy stosunkowo niewielkim poziomie wsparcia – [1],[5],[6].

2. Zużycie energii elektrycznej

Przebieg zapotrzebowania na moc budynku CLW pokazano na rys. 1. Charakteryzuje się on stosunkowo dużą mocą szczytową – 330 kW przy rocznym zużyciu energii wynoszącym 929 MWh. Tym samym czas użytkowania mocy szczytowej wynosi 2800 h co jest wartością bliższą budynkom przemysłowym, a nie obiektom użyteczności publicznej. Należy jednak zwrócić uwagę, że nawet podczas doliny nocnej jak również w okresie wakacyjnym obiekt wykazuje zapotrzebowanie powyżej 40 kW co wynika z pracy urządzeń zapewniających wentylację, niezbędne oświetlenie oraz podtrzymanie długotrwałych procesów badawczych. Działania oszczędnościowe doprowadziły do obecnego stanu z poziomu rocznego zużycia energii większego o 10–20%.



Rys. 1. Roczny przebieg mocy czynnej budynku
Centralnego Laboratorium Wdrożeń Politechniki Lubelskiej

3. Zużycie energii na zapewnienie ciepłej wody użytkowej

Ciepła woda użytkowa w budynku CLW uzyskiwana jest z wymiennika wykorzystującego ciepło dostarczane przez miejskie przedsiębiorstwo ciepłownicze zapewniające także ciepło dla potrzeb centralnego ogrzewania. Potrzeby w zakresie cwo wynikają głównie z zaspokajania potrzeb użytkowników budynku w zakresie higieny osobistej oraz w niewielkim zakresie, z potrzeb procesów badawczych. Analiza wskazuje, że średnie dobowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę wynosi około 10 m³, a roczne zużycie energii cieplnej dostarczanej z sieci ciepłowniczej do tego celu to 327 GJ. Mając na uwadze koszt ciepła wraz z opłatą dystrybucyjną wynoszący około 40 zł/GJ można oszacować roczny koszt przygotowania ciepłej wody dla budynku CLW na 14 000 zł. Alternatywą dla

wykorzystania dostawy sieciowej ciepła jest podgrzewanie wody we własnym zakresie, przy czym będzie ono skutkowało nieznacznym zmniejszeniem ilości dostarczanego ciepła, albowiem zasadniczą jego część jest zużywana na ogrzewanie. Tym samym zmniejszeniu ulegną jedynie składniki zmienne opłaty za ciepło. Dlatego też za celowe uznano zainstalowanie odpowiednio dobranego agregatu kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym.

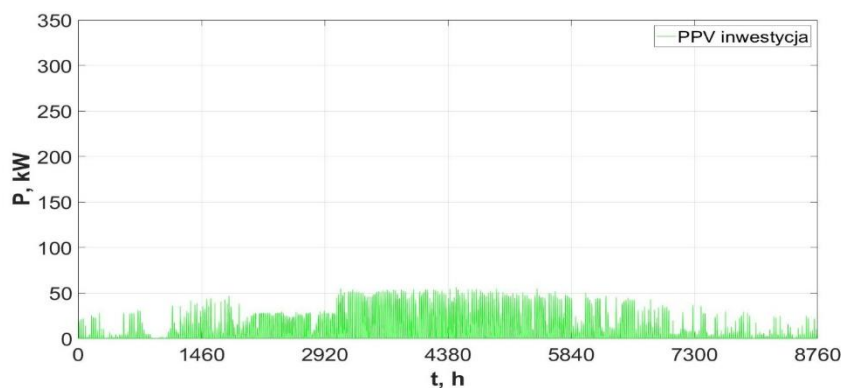
4. Możliwość instalacji źródeł fotowoltaicznych na dachu budynku CLW oraz agregatu kogeneracyjnego

Istniejąca instalacja PV o mocy 15 kW może zostać z łatwością rozbudowana. Możliwa do realnego wykorzystania powierzchnia dachu to około 2500 m² co umożliwiałoby wprowadzenie instalacji wytwórczej o mocy 120 kW. Przyjmując ściśle wymagania spełnienia warunku autokonsumpcję – [7], [8], można stwierdzić na podstawie monitoringu instalacji istniejącej, że moc ta nie powinna przekraczać 61,5 kW.

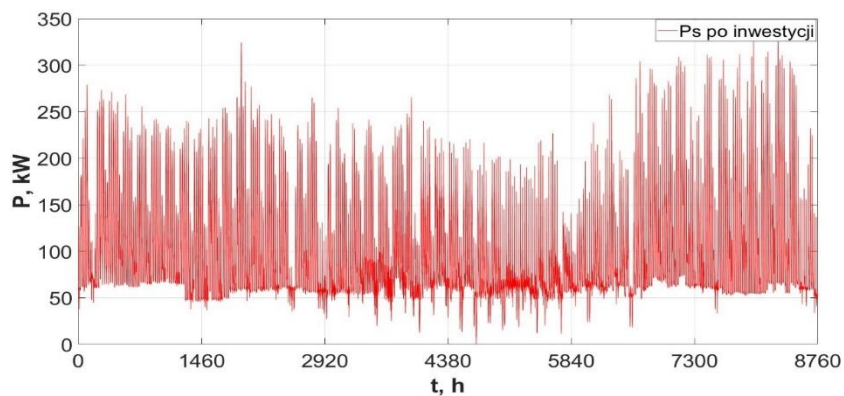
Na rys.2. przedstawiono roczny przebieg mocy generowanej przez instalację, a na rys.3. zmieniony przebieg zapotrzebowania na moc budynku CLW wraz z wprowadzonymi źródłami PV. Jak widać pomimo stosunkowo dużej mocy instalacji fotowoltaicznej oraz przewidywanej produkcji energii elektrycznej

(60,5 MWh), kształt rocznego przebiegu zapotrzebowania uległ praktycznie niezauważalnym zmianom, a moc szczytowa zmniejszyła się do wartości 328 kW (uprzednio 331 kW).

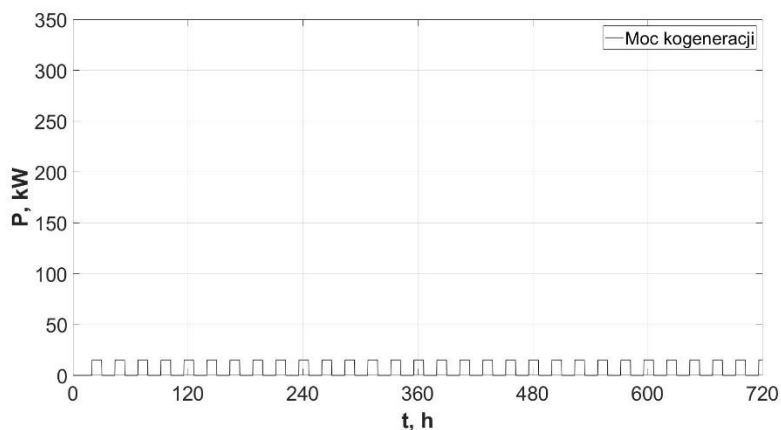
Z kolei z analizy zużycia ciepłej wody w budynku CLW wynika, że agregat kogeneracyjny o mocy cieplnej równej 30 kW pracujący w godzinach nocnych (10 h na dobę) jest w stanie zabezpieczyć potrzeby w tym zakresie opisane w punkcie 3. Jednym z wybranych agregatów jest jednostka o wskazanej wyżej mocy cieplnej oraz mocy elektrycznej 15,2 kW. Zapotrzebowanie godzinowe na gaz takiej jednostki wynosi 49 kWh. Oszacowanie kosztów zużytego gazu (łącznie za paliwo i jego dystrybucję) wynosi dla taryfy Politechniki 12,75 gr/kWh. Tym samym przyjmując w uproszczeniu pracę agregatu zgodnie z regularnym trybem miesięcznym pokazanym na rys.4. można spodziewać się w ciągu roku produkcji energii elektrycznej w ilości 55 480 kWh i produkcji energii cieplnej w ilości 109 500 kWh. Cała wyprodukowana energia zostanie zużyta na potrzeby własne budynku, a osiągnięte przychody wynikną z kosztów unikniętych i wyniosą 26 185 zł (energia elektryczna) oraz 14 000 zł (energia cieplna) dla potrzeb ciepłej wody.



Rys. 2. Roczny przebieg mocy generowanej przez instalację PV o mocy 61,5 kW zainstalowanej na dachu Centralnego Laboratorium Wdrożeń Politechniki Lubelskiej



Rys. 3. Przebieg zapotrzebowania na moc budynku Centralnego Laboratorium Wdrożeń Politechniki Lubelskiej z uwzględnieniem instalacji PV



Rys. 4. Moc elektryczna kogeneracji – cykl miesięczny, praca w godzinach 20–6.

5. Efektywność ekonomiczna instalacji PV oraz agregatu kogeneracyjnego zainstalowanych w budynku CLW

Tak jak stwierdzono wcześniej korzyści ekonomiczne dla Politechniki polegają na zmniejszeniu kosztów energii elektrycznej i ciepła zużywanych w budynku CLW. Nie są to zatem przychody finansowe w ścisłym znaczeniu tego słowa ale w analizie ekonomicznej mogą być tak traktowane – [3],[10],[13]. W zakresie nakładów inwestycyjnych wartość mocy instalacji PV uzasadnia stosunkowo niskie koszty jednostkowe (4 000 zł/ kW). Koszt agregatu kogeneracyjnego wraz z kosztami części cieplnej i jej integracją z układem zasilania budynku w ciepłą wodę jest niestety bardzo wysoki – 20 000 zł/kWe. Pozostałe koszty eksploatacyjne są związane z konserwacją i utrzymaniem obydwu instalacji – po okresie gwarancyjnym będą z czasem narastać, w analizie przyjęto wartości uśrednione.

Tabela 1.

Zestawienie przychodów i kosztów związanych z planowaną instalacją PV i agregatem kogeneracyjnym.

Lp	Wyszczególnienie	Instalacja PV	Kogeneracja	Instalacja PV + Kogeneracja
1.	PRZYCHODY			
2.	<i>Energia elektryczna (rok)</i>	28 604 zł	26 224 zł	54 828 zł
3.	<i>Energia cieplna (rok)</i>	-	14 000 zł	14 000 zł
4.	Przychody Razem	28 604 zł	40 224 zł	68 828 zł
5.	KOSZTY			
6.	<i>Nakład inwestycyjny</i>	246 600 zł	300 000 zł	546 600 zł
7.	<i>Koszty eksploatacji (rok)</i>	4 932 zł	15 000 zł	19 932 zł
8.	<i>Koszty gazu (rok)</i>	-	22 803 zł	22 803 zł
9.	Koszty Razem	4 932 zł	37 803 zł	42 735 zł

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. 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 inwestycji jest dodatnia wartość NPV. Do realizacji wybiera się projekt, który daje największą wartość zaktualizowaną netto.

Pełna ocena efektywności inwestycji wymaga zastosowania oprócz wskaźnika NPV również wskaźnika IRR. Wartość IRR ustalana jest metodą kolejnych przybliżeń. Określa ona taką stopę procentową, przy której NPV osiąga wartość zerową. Inwestycja nie jest opłacalna, jeżeli wartość IRR jest niższa od

skalkulowanej wcześniej stopy dyskonta. Niższa stopa oznaczałaby bowiem zmniejszenie korzyści z realizowanej inwestycji – [4],[11],[12].

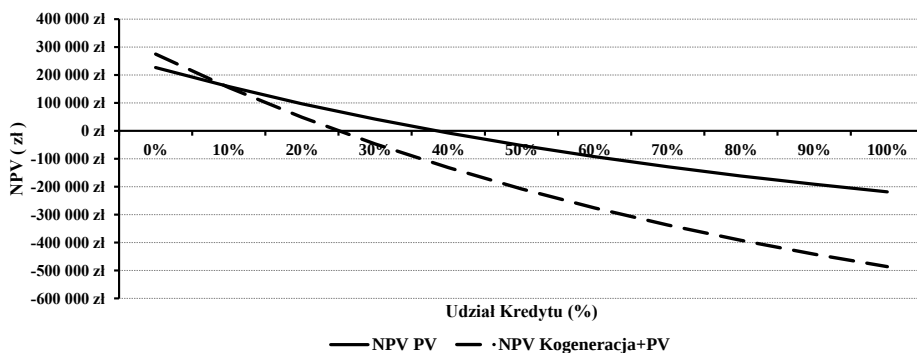
Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono dla okresu równego 20 lat. Cały ten okres został potraktowany jako czas eksploatacji obydwu instalacji. Koszt kapitału własnego został określony na poziomie oprocentowania 3 letnich obligacji skarbu państwa. Uwzględniono różny „montaż finansowy” inwestycji:

- brak wkładu własnego przy różnych konstrukcjach finansowania inwestycji kredytem i dotacją;
- 50% udział dotacji przy różnych konstrukcjach finansowania inwestycji wkładem własnym i kredytem.

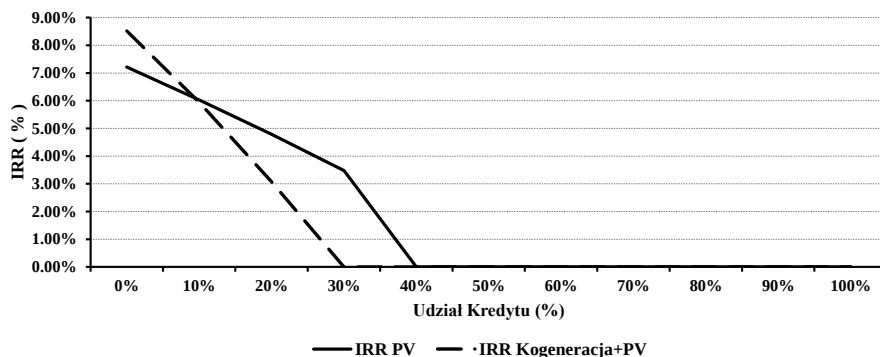
Sumaryczne wyniki obliczeń wartości wskaźników NPV oraz IRR, przedstawiono poniżej na kolejnych rysunkach od 5 do 8.

Jak można zauważyć na rys. 5. oraz rys. 6. efektywność samej instalacji PV przewyższa efektywność instalacji PV z agregatem kogeneracyjnym do poziomu finansowania inwestycji w 10% kredytem i aż 90% udziałem dotacji. Zwiększanie udziału kredytu powyżej 30%–40% prowadzi w rezultacie do braku opłacalności obydwu rodzajów inwestycji. Tym samym przy braku udziału własnego niezbędny poziom dotacji należy określić na 60%–70 %.

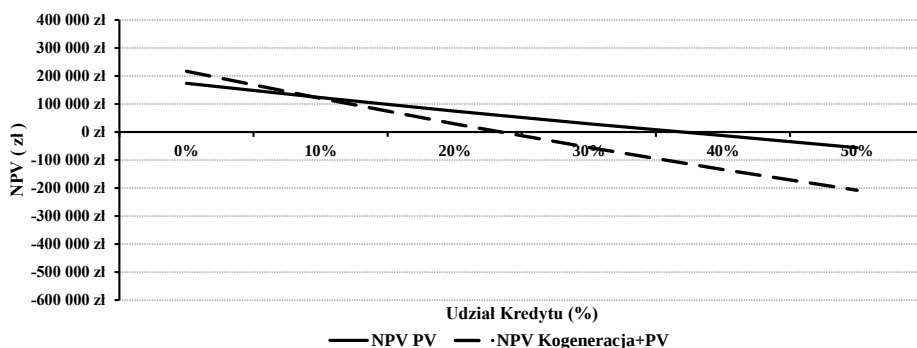
Z kolei zagwarantowanie dotacji na poziomie 50% powoduje, że maksymalny udział kredytu zapewniający opłacalność inwestycji to 25 %–35% (pierwszy przypadek dotyczy droższego rozwiązania – instalacja PV + agregat kogeneracyjny). Tym samym niezbędna wysokość udziału własnego to 15%–25%. Tak więc w obydwu przypadkach zwiększenie udziału kredytu w finansowaniu inwestycji prowadzi do spadku jej efektywności. Oczywiście w przypadku instalacji PV spadek ten jest niższy niż w przypadku instalacji PV z agregatem kogeneracyjnym. Całkowite wyeliminowanie kredytu z finansowania inwestycji zapewniłoby jej pełną opłacalność przy udziale środków własnych na poziomie 50%. Z punktu widzenia Politechniki Lubelskiej oraz wartości inwestycji wartość wkładu własnego na poziomie 200 000 zł–250 000 zł nie stanowiłaby problemu.



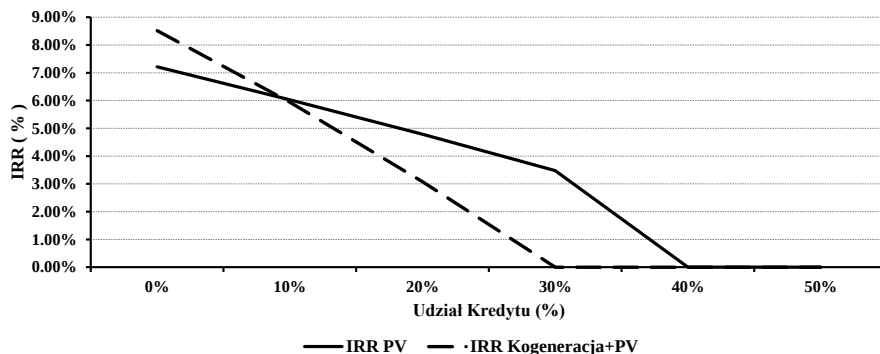
Rys. 5. Wskaźniki efektywności ekonomicznej NPV
zerowy wkład własny i różne konstrukcje finansowania inwestycji kredytem oraz dotacją



Rys. 6. Wskaźniki efektywności ekonomicznej IRR
zerowy wkład własny i różne konstrukcje finansowania inwestycji kredytem oraz dotacją



Rys. 7. Wskaźniki efektywności ekonomicznej NPV
50% udział dotacji i różne konstrukcje finansowania kredytem i kapitałem własnym



Rys. 8. Wskaźniki efektywności ekonomicznej IRR
50% udział dotacji i różne konstrukcje finansowania kredytem i kapitałem własnym

6. Podsumowanie

Z przedstawionych rozważań wynika, że dla budynku badawczo-dydaktycznego o dużym ale ustabilizowanym zużyciu energii elektrycznej oraz ciepła inwestycja w postaci instalacji PV o mocy 61,5 kW oraz wykorzystanie pracującego cyklicznie gazowego agregatu kogeneracyjnego o mocach 15 kW plus 30 kWt może zapewnić zauważalne zmniejszenie potrzeb energetycznych. Jego wartość nie zmienia jednak zasadniczo globalnego przebiegu zapotrzebowania i spełnia całkowicie kryterium utrzymania autokonsumpcji. Mając jednakże na uwadze trudności w dostępie do środków własnych, należy rozpatrywać „montaż finansowy” zawierający niewielki udział tych środków (do 30%), a dodatkowo wsparcie kredytem oraz środkami dotacyjnymi. Wysoka cena energii elektrycznej pobieranej w taryfie B21 wraz z opłatami dystrybucyjnymi (łącznie 472 zł/MWh) powoduje, że inwestycja w instalację PV o mocy 61,5 kW i wartości ponad 240 000 zł zmniejszająca roczne zużycie energii w budynku o 60 MWh, finansowana w kombinacji wkładu własnego, kredytu i dotacji byłaby opłacalna przy proporcji tych nakładów np. 0% : 40% : 60% lub 35% : 15% : 50%. Wysoki koszt agregatu kogeneracyjnego, cena gazu oraz innych kosztów jego eksploatacji pogarsza nieco efektywność całego przedsięwzięcia. Analiza dostępnych systemów wsparcia – [2], [9] nie zawiera niestety ofert dotacyjnych dedykowanych dla przedstawionego przypadku. Szkoda, bowiem oprócz pozytywnych efektów ekonomicznych i ekologicznych opisany system ma duże walory dydaktyczne i możliwość prowadzenia różnorodnych prac naukowych.

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] Gałązka K., Kacejko P., Pijarski P.: Wykluczeni – jednostki sektora finansów publicznych na straconej pozycji wśród wytwórców OZE?. *Rynek Energii*, Nr 2 (123) – 2016, s. 40–45.
- [6] Kacejko P., Pijarski P., Zarządzanie mikroinstalacjami OZE – realne wyzwanie techniczne, czy tylko impuls marketingowy?. *Rynek Energii*, Nr 1 (122) – 2016, str. 41–45.
- [7] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – krajobraz po bitwie, *Rynek Energii*, Nr 2 (117) – 2015, str. 40–44.
- [8] Kacejko P., Pijarski P., Gałązka K.: Prosument – przyjaciel, wróg czy tylko hobbysta?, *Rynek Energii*, Nr 5 (114) – 2014, str. 83–89.
- [9] Krajowy Plan Rozwoju Mikroinstalacji OZE do 2020 r. Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2013 r.
- [10] Ligus M., Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii – Analiza kosztów i korzyści. CeDeWu, Warszawa, 2012, str. 181–182.
- [11] Paska J., Kłos M., Pawlak K. Metodyka oceny ekonomicznej magazynowania energii elektrycznej. *Rynek Energii*, Nr 3 (106) – 2013, s. 20–25.
- [12] Paska J.: *Ekonomika w elektroenergetyce*. OWPW, Warszawa 2007, str. 93–95.
- [13] Popczyk J.: Prosumenctwo – innowacja przełomowa, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, Nr 2/2014.

**Sebastian KRUPIŃSKI¹⁾, Kamil SMOLIRA¹⁾, Mariola JUSZCZUK¹⁾,
Józef PASKA²⁾**

¹⁾ Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, ²⁾ Politechnika Warszawska

KRAJOWY RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WARUNKACH FUNKCJONOWANIA WIELU WYZNACZONYCH OPERATORÓW RYNKU ENERGII (NEMO)

1. Konkurencja pomiędzy giełdami energii

Rozporządzenie Komisji Europejskiej (UE) 2015/1222 CACM z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM) [1] wraz z wejściem w życie dnia 14 sierpnia 2015 r. wprowadziło zobowiązanie państw członkowskich, których obszary rynkowe są połączone siecią elektroenergetyczną, do wyznaczenia podmiotów do przeprowadzenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub dnia bieżącego. Zgodnie z art. 4 ust. 2 CACM „każde zainteresowane państwo członkowskie zapewnia wyznaczenie co najmniej jednego wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (NEMO) w każdym obszarze rynkowym na swoim terytorium. NEMO wyznacza się na początkowy okres czterech lat”. Zgodnie z art. 5 ust. 1, jeżeli w momencie wejścia w życie CACM w państwie członkowskim lub w obszarze rynkowym państwa członkowskiego istniał już krajowy monopol prawny w odniesieniu do obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, który wykluczał wyznaczenie więcej niż jednego NEMO, wówczas zainteresowane państwo członkowskie musiało w ciągu dwóch miesięcy od daty wejścia w życie CACM powiadomić o tym fakcie Komisję i mogło odmówić wyznaczenia więcej niż jednego NEMO na obszar rynkowy.

W przypadku Polski, Prezes URE wyznaczył kolejno na NEMO następujące podmioty:

- Towarową Giełdę Energii w dniu 2 grudnia 2015 r. w wyniku postępowania administracyjnego na podstawie wniosku TGE złożonego w sierpniu 2015 r.;
- EPEX SPOT SE w dniu 4 kwietnia 2016 r. w wyniku stwierdzenia braku podstaw do odrzucenia usług obrotu energią, świadczonych przez NEMO wyznaczonego w innym państwie członkowskim, tj. na podstawie zawiadomienia otrzymanego w lutym 2016 r., że spółka EPEX SPOT SE skorzystała z prawa oferowania usług NEMO na obszarze Polski w związku z wyznaczeniem tej spółki na NEMO we Francji;

- NordPool (SPOT AS) w dniu 22 kwietnia 2016 r. w wyniku postępowania administracyjnego na podstawie wniosku NordPool złożonego w październiku 2016 r.

Dwaj NEMO, nie wywodzący się z Polski, przyjęli zatem odmienny sposób działania w różnych trybach; EPEX SPOT – poinformował o podjęciu działania na podstawie przysługującego mu prawa do świadczenia tzw. usługi paszportowej na podstawie nominacji na NEMO uzyskanej we Francji, Nord Pool AS – wystąpił o wyznaczenie na NEMO na obszarze Polski w ramach procedury administracyjnej przed organem regulacji.

Polska jest jednym z wielu państw członkowskich, dla obszaru którego wyznaczeni zostali więcej niż jeden NEMO. Część państw członkowskich zdecydowała o pozostawieniu na ich obszarze krajowych monopolów prawnych w obrocie energią zgodnie z art. 5 ust 1 CACM. Mozaika rozwiązań w Europie, w której część państw członkowskich promuje konkurencję między NEMO, natomiast część podtrzymuje krajowe monopole w obszarze usług obrotu energią, została przedstawiona na rys. 1.



Rys. 1. Wyznaczeni operatorzy rynków (NEMO) oraz krajowe monopole prawne w odniesieniu do usług obrotu energią w Europie – opracowanie własne na podstawie [2]

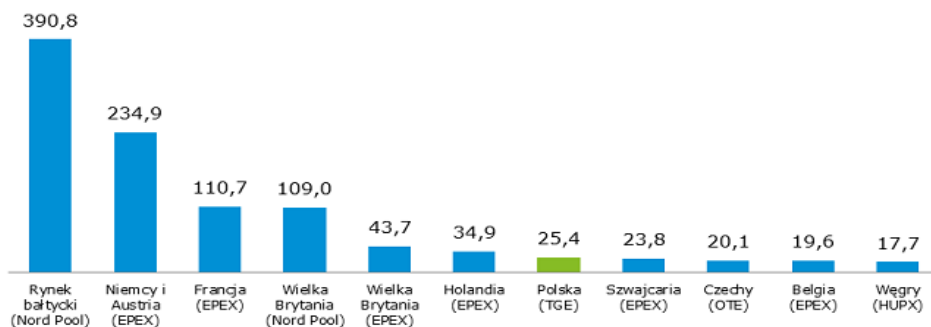
Jak widać na rysunku 1, znaczna liczba państw członkowskich z Europy Środkowej zdecydowała o pozostawieniu krajowych monopolów w obszarze usług obrotu energią, podobnie jak Grecja, Włochy, Portugalia z Hiszpanią oraz Irlandią. W wymiarze paneuropejskim, EPEX Spot oraz Nord Pool AS można

postrzegać jako konkurujących NEMO, co w przypadku wygaszania działalności monopoli krajowych i przejmowania obszarów ich działalności przez ponadnarodowych NEMO może prowadzić do powstania duopolu. Na obszarze Polski, do czasu wyznaczenia kilku NEMO, TGE jako jedyna giełda prowadziła działalność w zakresie usług obrotu energią. Wyznaczenie EPEX Spot oraz Nord Pool AS przez Prezesa URE na NEMO stworzyło podstawy do konkurencji oraz aktywnego uczestnictwa w niej TGE. Tym niemniej, wyznaczenie na NEMO nie przesądza o rozpoczęciu działalności operacyjnej związanej ze świadczeniem usług obrotu energią dla obszaru Polski. Zgodnie z art. 45 i 57 CACM, "OSP w obszarach rynkowych w przypadku gdy więcej niż jeden NEMO został wyznaczony lub oferuje usługi obrotu energią, (...), opracowują z zainteresowanymi OSP, NEMO i operatorami połączeń wzajemnych, którzy nie są certyfikowani jako OSP, wniosek dotyczący alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów dla takich obszarów rynkowych mający na celu zapewnienie niezbędnych danych i finansowania dla takich mechanizmów ze strony odpowiednich NEMO i połączeń wzajemnych. Mechanizmy te muszą umożliwiać dodatkowym OSP i NEMO przystąpienie do nich". Zobowiązanie to zostało wypełnione. Decyzją Prezesa URE z dnia 5 czerwca 2017 r. zostały zatwierdzone *Warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej (NEMO) w Polsce (ang. Multi NEMO Arrangements – MNA)* [3]. MNA stanowią podstawę działań dostosowawczych, zarówno po stronie NEMO, jak i OSP w celu wdrożenia procesu łączenia rynków dnia następnego oraz dnia bieżącego w odniesieniu do rynkowego obszaru Polski, w tym m.in. w szczególności podstawę wprowadzenia zmian do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz przygotowania i zawarcia umów regulujących szczegóły współpracy między podmiotami uczestniczącymi w procesie łączenia rynków w odniesieniu do obszaru Polski. MNA i wynikające z nich szczegółowe rozwiązania tworzą ramy operacyjne dla przyszłej konkurencji NEMO na rynkowym obszarze Polski.

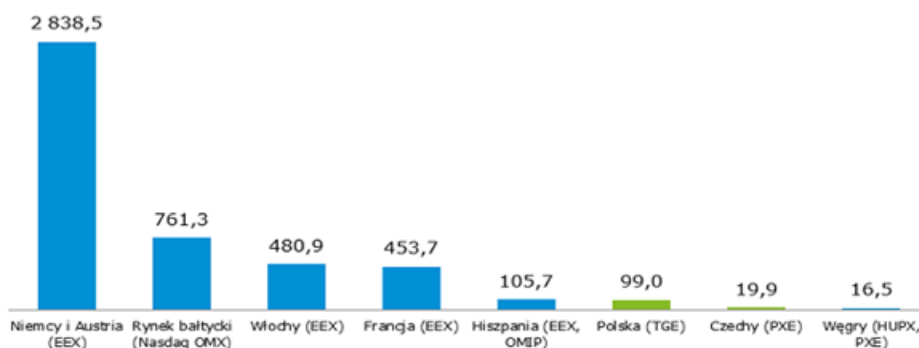
Niezależnie od szczegółów wdrożenia MNA, o czym mowa dalej w niniejszym referacie, na uwagę zasługują uwarunkowania strukturalno-ekonomiczne, związane z działalnością wyżej wskazanych NEMO. Przedstawione poniżej informacje i dane dotyczące 2015 r. i 2016 r. mają na celu przybliżenie tła i potencjału konkurencji między NEMO wyznaczonymi przez Prezesa URE dla obszaru Polski.

Zestawienie wolumenów obrotów energią na rynku spot na rys. 2 wskazuje na około 20-krotnie mniejszy wolumen obrotu energią przez TGE w porównaniu z EPEX Spot oraz Nord Pool AS. Z danych przedstawionych przez Giełdę Papierów Wartościowych (GPW – właściciel TGE) w sprawozdaniu rocznym z działalności w 2016 r. [4] wynika, że wolumeny obrotu dla rynku spot w 2016 r. wynosiły odpowiednio: EPEX SPOT – 499,8 TWh, Nord Pool AS –

467,6 TWh oraz TGE – 25,4 TWh. Na około dwukrotnie większą niekorzyść dla TGE wypada podobne porównanie w odniesieniu do rynku terminowego towarowego, tj. odnotowano około 40-krotnie mniejszy wolumen obrotu TGE w wielkości 99 TWh w porównaniu z 3879 TWh wolumenu obrotu EEX w Europie Kontynentalnej oraz około 7-krotnie mniejszy wolumen w porównaniu z Nasdaq OMX w krajach bałtyckich oraz nordyckich, co wynika z rys. 3.

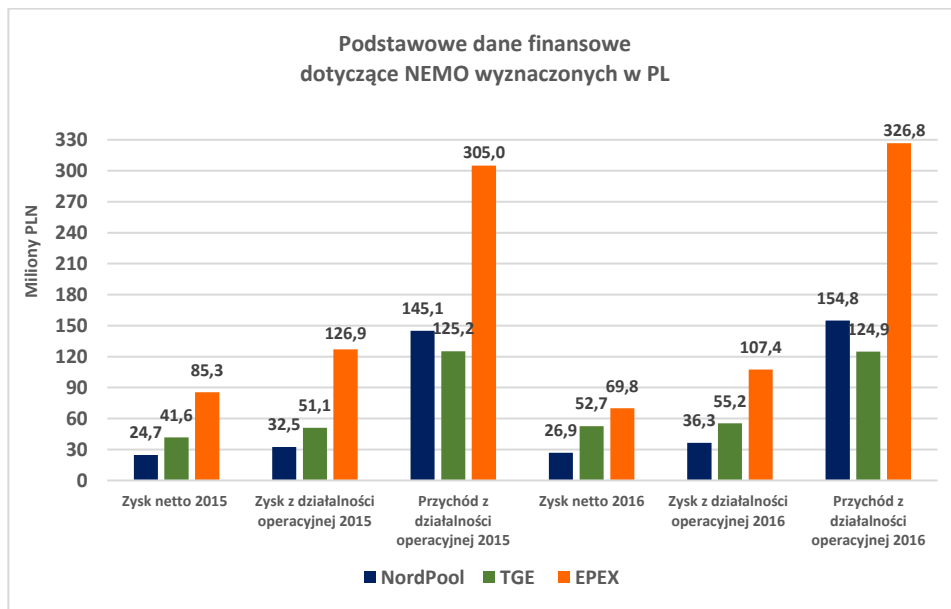


Rys. 2. Wolumen obrotu energią elektryczną na giełdach w Europie w 2016 r. (rynek spot) [TWh] [4]



Rys. 3. Wolumen obrotu energią elektryczną na giełdach w Europie w 2016 r. (rynek terminowy) [TWh]¹ [4]

¹ Na dzień opracowania niniejszego referatu zostało opublikowane Sprawozdanie Zarządu z działalności Jednostki Dominującej i Grupy Kapitałowej Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie w 2017 r. Biorąc jednak pod uwagę podobny rząd wielkości danych raportowanych przez GPW za 2017 r. i 2016 r., wobec braku raportów EPEX oraz Nord Pool za 2017 r., w celu zapewnienia spójności interpretacji, autorzy referatu posłużyli się danymi z raportów TGE, EPEX oraz Nord Pool AS za 2015 r. i 2016 r.



Rys. 4. Dane finansowe NEMO wyznaczonych dla obszaru rynkowego Polski za 2015 r. i 2016 r.
– opracowanie własne na podstawie [4-6]

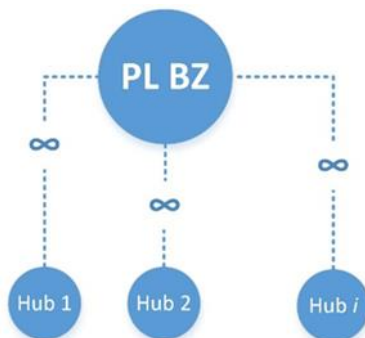
Z danych finansowych (rys. 4) wynika, że w wartościach bezwzględnych EPEX SPOT to NEMO, który odnotowuje najwyższe wartości zysku netto, zysku z działalności operacyjnej oraz przychodów z działalności operacyjnej oraz kosztów. Na drugim miejscu pod kątem wielkości zysku netto oraz zysku z działalności operacyjnej plasuje się TGE, a z punktu widzenia kosztów – Nord Pool. Wysokie wartości zysku EPEX SPOT oraz TGE wskazują na typowo komercyjny profil działalności prowadzonej przez te podmioty, w odróżnieniu od Nord Pool AS z wysokim udziałem kosztów oraz niskim poziomem zyskowności, tj. jako podmiotu zainteresowanego nie wyłącznie na maksymalizacji zysku, któremu bliska jest działalność operatorska, co potwierdza fakt, że jest to spółka, w której udziały posiadają wyłącznie OSP, tj. 5 na 8 członków Rady Nadzorczej (ang. *Board of Directors*) Nord Pool AS to przedstawiciele OSP (w odróżnieniu do EPEX SPOT, w którym w Radzie Nadzorczej zasiada połowa przedstawicieli OSP, posiadających 49% udziałów). Relatywizując natomiast wskazane wielkości zysku netto oraz zysku z działalności operacyjnej do wielkości obrotów energii NEMO na uwagę zasługuje wysoki poziom zysku netto TGE na jedną MWh będącą przedmiotem obrotu na rynku spot w porównaniu z EPEX SPOT, tj. wyższy prawie 14 razy. Bezpośrednie odniesienie wyliczeń do marży TGE w wysokości 2 zł/MWh w porównaniu do 14 gr/MWh marży EPEX SPOT nie jest jednak uprawnione, bowiem TGE prowadzi również działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym, rynek praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia produkcji

energii ze źródeł odnawialnych, kogeneracji, efektywności energetycznej oraz obrót uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Tym niemniej rząd wielkości rozbieżności między zyskiem netto/MWh energii elektrycznej wskazuje na istniejący potencjał dla konkurencji pomiędzy NEMO wyznaczonych dla obszaru Polski. Potencjał do konkurencji istnieje również w zakresie produktów oferowanych przez NEMO, szczególnie biorąc pod uwagę rozpiętość wachlarza produktów blokowych (6 produktów blokowych TGE wobec 17 produktów EPEX), które to przez TGE nie zostały jeszcze włączone w procesie łączenia rynków energii elektrycznej.

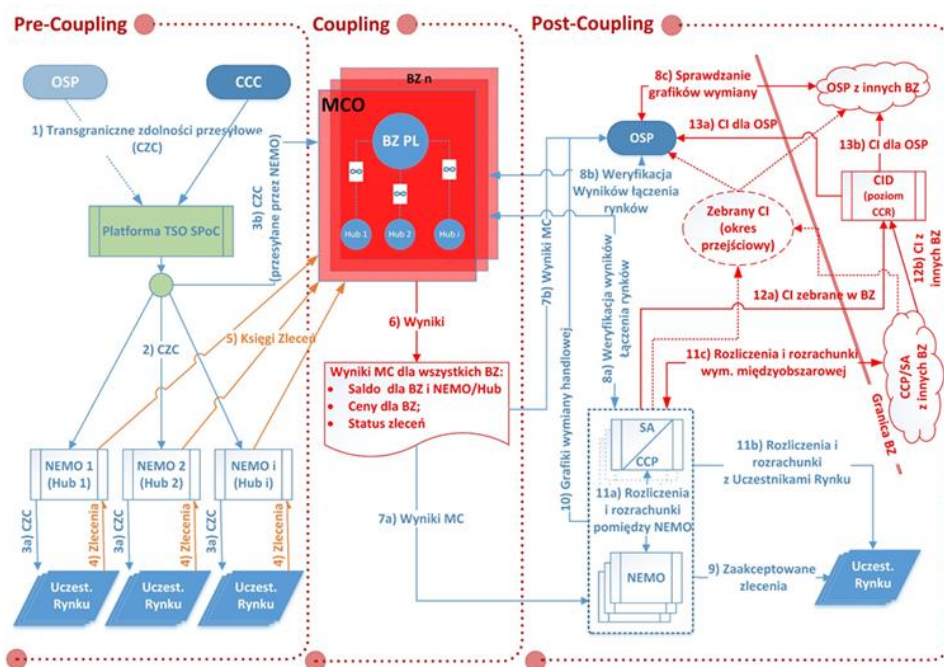
2. Ogólny proces funkcjonowania krajowego rynku energii w ramach MNA

Funkcjonowanie krajowego rynku energii w warunkach obecności wielu NEMO zostało uregulowane w polskim MNA. Całościowy proces składa się z kilkunastu głównych podprocesów i został podzielony na trzy zasadnicze fazy: fazę pre-couplingu – czyli fazę poprzedzającą proces łączenia rynków, fazę couplingu – czyli fazę kiedy jest realizowany proces łączenia rynków oraz fazę post-couplingu opisującą procesy realizowane po zakończeniu procesu łączenia rynków. Powyższy podział dotyczy, zarówno Rynku Dnia Następnego, jak i Rynku Dnia Bieżącego, jednakże ze względu na tematykę niniejszego artykułu, dalszy opis będzie odnosić się jedynie do Rynku Dnia Następnego.

Z perspektywy obecnie obowiązującego rozwiązania, każdy NEMO jest przypisany do jednego węzła tzw. „NEMO trading hub”, a pomiędzy węzłami poszczególnych NEMO zlokalizowanymi w polskiej strefie cenowej (PL BZ) istnieją nieograniczone zdolności przesyłowe. Koncepcja tego rozwiązania została przedstawiona na rysunku 5. W konsekwencji, ze względu na brak ograniczeń wymiany energii pomiędzy NEMO, wszystkie zlecenia złożone w polskiej strefie cenowej są traktowane przez operatora łączenia rynków MCO (ang. *Market Coupling Operator*) jako złożone w tym samym obszarze rynkowym i dla wszystkich NEMO działających w Polsce zostanie ustalona jednolita cena rozliczeniowa, z wyłączeniem sytuacji awaryjnych (tzw. decoupling). Dodatkowo, przyjęta koncepcja zakłada także stosowanie ograniczeń alokacji z wykorzystaniem wirtualnej strefy PLA, a tym samym umożliwia realizację tranzytu energii pomiędzy Litwą i Szwecją przez polski system elektroenergetyczny. Aktualny projekt szczegółowego procesu funkcjonowania Rynku Dnia Następnego w Polsce w warunkach wielu NEMO przedstawiono na rysunku 6 oraz w tabeli 1.



Rys. 5. Koncepcja „multi-hub” [3]



Rys. 6. Schemat procesu łączenia rynków z udziałem wielu NEMO [3]

W ramach fazy pre-couplingu, Operator Sieci Przesyłowej jest odpowiedzialny za wyznaczenie wielkości dostępnych zdolności przesyłowych, a następnie przekazanie ich do wszystkich NEMO działających w polskiej strefie cenowej, za pośrednictwem tzw. TSO SPOC Platform, czyli dedykowanej platformy do wymiany danych w relacjach OSP – NEMO (krok 1). Zgodnie z aktualną koncepcją, techniczną implementacją Platformy będzie system Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE), który będzie stanowić jedyny kanał komunikacyjny pomiędzy OSP a NEMO. Obecnie system WIRE jest wykorzystywany do wymiany danych handlowych i technicznych z uczest-

nikami Rynku Bilansującego w zakresie planowania fizycznej realizacji zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej, zgłaszania ofert redukcji obciążenia, ustalenia grafików wymiany międzysystemowej, rozliczeń dostaw energii na rynku bilansującym, rozliczeń usług systemowych czy rozliczeń kosztów uruchomień [7]. Celem rozszerzenia systemu WIRE na NEMO, do standardów WIRE zostanie dodany dedykowany kanał komunikacji dla NEMO, a każdy NEMO działający w Polsce będzie miał obowiązek posiadania co najmniej jednego przyłącza do węzła sieci WIRE. Rezerwowym kanałem komunikacji w zakresie dokumentów przesyłanych od NEMO do OSP będzie system WIRE RP (czyli system rezerwowego dokonywania zgłoszeń), a w zakresie dokumentów przekazywanych od OSP do NEMO – WIRE Archiwum (czyli system służący gromadzeniu i przechowywaniu dokumentów przesyłanych z/do OSP). Proces przekazywania dostępnych zdolności przesyłowych do NEMO będzie realizowany w trybie broadcast, co oznacza, że pakiet danych będzie wysyłany jednocześnie do wszystkich NEMO w polskiej strefie cenowej. W dłuższej perspektywie czasowej, funkcję wyznaczania oraz dostarczania zdolności przesyłowych do NEMO przejmie podmiot odpowiedzialny za skoordynowane wyznaczanie zdolności przesyłowych na poziomie regionów wyznaczania zdolności przesyłowych – CCR (coordinated capacity calculators – CCC), ustanowiony na podstawie art. 27 CACM.

W dalszej kolejności, NEMO są zobligowane do odebrania dostępnych zdolności przesyłowych (krok 2) i przekazania ich do swoich uczestników rynku (krok 3a) oraz do operatora łączenia rynków MCO (krok 3b). Zgodnie z aktualnymi założeniami proces przekazania dostępnych zdolności przesyłowych do MCO będzie odbywać się na zasadzie rotacyjnej według harmonogramu uzgodnionego przez NEMO. Oznacza to, iż w danej chwili tylko jeden NEMO (Lokalny NEMO koordynator) będzie wysyłał paczkę danych, a inny NEMO będzie pełnił funkcję rezerwowego źródła danych. Równolegle, po uzyskaniu dostępnych zdolności przesyłowych uczestnicy rynku zgłaszają oferty kupna i sprzedaży energii elektrycznej do wybranych przez siebie NEMO (krok 4). Poszczególni NEMO zbierają oferty, tworzą księgi zleceń i przesyłają je do podmiotu odpowiedzialnego za realizację procesu couplingu (MCO) w ramach rozwiązania europejskiego projektu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (krok 5).

W ramach fazy couplingu, MCO łączy poszczególne księgi w jedną wspólną księgę zleceń (SOB), a następnie na podstawie przesłanych danych realizuje kojarzenie ofert. Wyniki algorytmu europejskiego projektu jednolitego łączenia rynków dnia następnego są przekazywane do NEMO (krok 6 i 7a) i zawierają informacje m.in. nt. zaakceptowanych ofert, wielkości przepływów handlowych pomiędzy strefami, pozycji netto stref cenowych, pozycji netto poszczególnych NEMO-hub. Powyższe dane są danymi godzinowymi i dotyczą danej doby handlowej D. W dalszej kolejności następuje proces weryfikacji

wyników względem ich zgodności ze złożonymi zleceniami (8a) oraz udostępnionymi zdolnościami przesyłowymi (8b).

Tabela 1

Projekt struktury procesów zachodzących na Rynku Dnia Następnego istotnych z perspektywy OSP z uwzględnieniem procesów rynku bilansującego

Lp.	Proces	Podmiot odpowiedzialny	Zakres odpowiedzialności
PRECOUPLING			
1.	Wyznaczenie międzyobszarowych zdolności przesyłowych (CZC)		
1.1.	Obliczenie CZC	PSE / SvK / LitGrid	Pełna
2.	Dostarczenie międzyobszarowych zdolności przesyłowych		
2.1.	Dostarczenie CZC do SPOC Platform	PSE	Pełna
2.2.	Dostarczenie CZC do uczestników rynku	NEMO	Każdy NEMO
2.3.	Dostarczenie CZC do MCO	NEMO	Lokalny NEMO koordynator
3.	Agregacja zleceń uczestników rynku oraz przekazanie ich do MCO		
3.1.	Otrzymanie zleceń od uczestników rynku	NEMO	Każdy NEMO
3.2.	Tworzenie ksiąg zleceń	NEMO	Każdy NEMO
3.3.	Przekazanie ksiąg zleceń do MCO	NEMO	Każdy NEMO
COUPLING			
4.	Wyniki market coupling		
4.1.	Wyznaczenie wyników market coupling	NEMO	MCO
4.2.	Weryfikacja wyników market coupling względem zleceń	NEMO	Każdy NEMO
4.3.	Weryfikacja wyników market coupling względem CZC	NEMO	Lokalny NEMO koordynator
4.4.	Przekazanie wyników do OSP	NEMO	Lokalny NEMO koordynator
4.5.	Finalna weryfikacja wyników market coupling względem CZC	PSE	Pełna
POSTCOUPLING			
6.	Spedycja fizyczna - RB dnia następnego		
6.1.	Nominacje na Rynku Bilansującym	NEMO	Każdy NEMO
6.2.	Weryfikacja nominacji na Rynku Bilansującym	PSE	Pełna
6.3.	Międzyoperatorskie uzgodnienia wymiany międzysystemowej	PSE	Pełna
6.4.	Finalne potwierdzenie wyników market coupling	PSE	Pełna
7.	Spedycja fizyczna - RB dnia bieżącego		
7.1.	Korekta nominacji na Rynku Bilansującym	NEMO	Każdy NEMO
7.2.	Weryfikacja korekty nominacji na Rynku Bilansującym	PSE	Pełna
8.	Rozliczenia na Rynku Bilansującym		
8.1.	Notyfikacja o konieczności dokonania rozliczeń na Rynku Bilansującym	PSE	Pełna
8.2.	Korekty notyfikacji o konieczności dokonania rozliczeń na Rynku Bilansującym	PSE	Pełna
9.	Spedycja finansowa		
9.1.	Rozliczenia i rozrachunki	NEMO	Każdy NEMO
10.	Zebranie i przekazanie dochodu z ograniczeń		
10.1.	Zebranie i przekazanie dochodu z ograniczeń	NEMO	Każdy NEMO
10.2.	Przekazanie danych dotyczących wielkości dochodu z ograniczeń	NEMO	Każdy NEMO
11.	Publikacja danych zgodnie z Rozporządzeniem KE 543/2013		
11.1.	Cena dla polskiej strefy cenowej	NEMO	Lokalny NEMO koordynator/w przypadku wystąpienia decouplingu każdy NEMO

Na obecnym etapie wdrożenia MNA przewiduje się, że proces dostarczenia wyników do OSP (krok 7b) będzie realizowany przez NEMO na zasadzie rotacyjnej, przez ten sam podmiot, który w danej chwili czasowej przekazywał zdolności przesyłowe do MCO. Na wyniki przekazywane do OSP składać się będzie następujący zestaw danych (5 wielkości dla każdej godziny doby handlowej D):

- pozycja netto polskiej strefy cenowej PL BZ (1 wielkość);
- pozycja netto poszczególnych NEMO trading hub (3 wielkości);

- przepływy handlowe pomiędzy strefami cenowymi – PL – SE4 oraz PL – LT (2 wielkości).

Następnie w ramach fazy post-couplingu, NEMO przekazują do uczestników rynku informację o zrealizowanych i odrzuconych ofertach (krok 9). Fakt zawarcia transakcji handlowych nakłada obowiązek ich finansowego rozliczenia, które jest prowadzone pomiędzy NEMO (krok 11a i c) oraz pomiędzy uczestnikami rynku i NEMO (krok 11b), w sposób zgodny z modelem preferowanego spedytora. Model ten zakłada, że istnieje wiele podmiotów świadczących usługi spedycyjne, tj. transferu finansowego energii pomiędzy NEMO i każdy z NEMO ma możliwość wybrać preferowanego partnera do przeprowadzania rozliczeń transakcji wynikających z mechanizmu łączenia rynków. W przypadku transakcji zawartych wewnątrz polskiej strefy cenowej, rozliczenia i rozrachunki są dokonywane pomiędzy NEMO lub przypisanymi do nich izbami rozliczeniowymi (Central Counter Party – CCP) zlokalizowanymi w PL BZ. Natomiast w przypadku transakcji międzyobszarowych, rozliczenia i rozrachunki są prowadzone pomiędzy spedytorami. Ich funkcje z definicji pełnią CCP wskazani przez poszczególnych NEMO, pod warunkiem, że NEMO nie desygnował innego podmiotu do realizacji funkcji spedycyjnej (SA). W ramach rozliczeń finansowych jest zbierany także dochód z ograniczeń. W rozwiązaniu docelowym, dochód z ograniczeń jest zbierany przez poszczególnych CCP (krok 12a i b) i przekazywany do OSP zgodnie z metodyką przyjętą w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych za pośrednictwem podmiotu odpowiedzialnego za zbieranie dochodu z ograniczeń (CID) (krok 13a i b). Niemniej jednak, w okresie przejściowym, dochód ten będzie zbierany bezpośrednio przez CCP w sposób uzgodniony przez CCP. Równolegle do procesów finansowych, jest prowadzony proces fizycznej realizacji transakcji polegający na przeprowadzeniu zaplanowanych transakcji zgodnie z procedurami rynku bilansującego, czyli tzw. spedycja fizyczna (krok 10). Szczegółowy opis procesu spedycji fizycznej przedstawiony zostanie w rozdziale 3.

3. Funkcjonowanie Rynku Bilansującego z udziałem wielu NEMO

Implementacja zasad funkcjonowania wielu NEMO na krajowym rynku energii wywiera także istotny wpływ na funkcjonowanie Rynku Bilansującego w obszarze dotyczącym giełd energii, w tym m.in.: sposobu reprezentacji NEMO na Rynku Bilansującym, zasad nominacji i zachowania OSP w przypadku niezbilansowania NEMO, czy zasad komunikacji i wymiany danych pomiędzy PSE – NEMO. Zgodnie z dotychczasowymi zasadami, giełdy energii są reprezentowane na Rynku Bilansującym za pośrednictwem zestawu wirtualnych miejsc dostarczania energii będących pasywnymi jednostkami grafikovymi nieprzyłączonymi do sieci. Oznacza to zatem, iż Uczestnik Rynku Bilansującego Typu Giełda Energii (URBGE) dokonuje obrotu energią

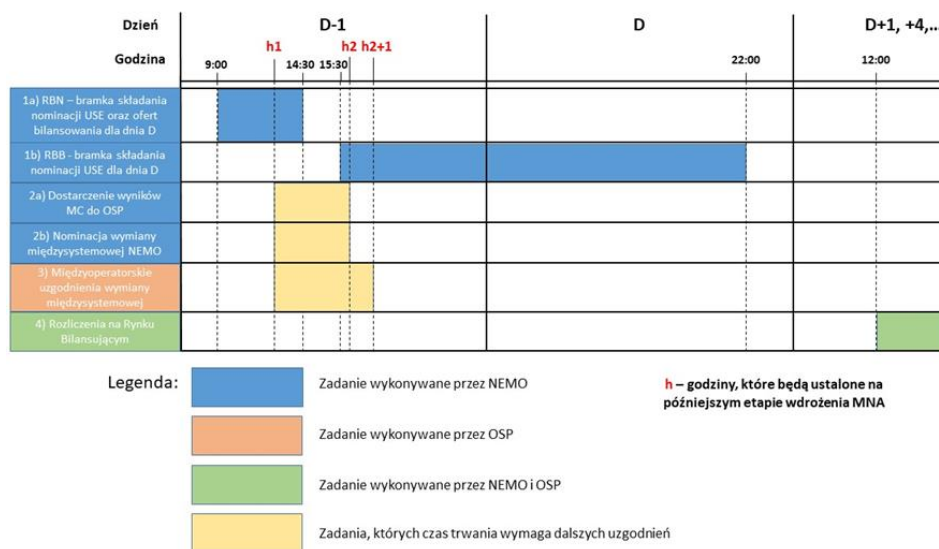
elektryczną „ponad siecią”. Obowiązkiem URBGE jest posiadanie jednej podwójnej Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej (JGGEp), składającej się z jednej Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JGGEpZ) oraz sprzężonej z nią jednej Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JGGEpS). Dodatkowo, URBGE ma możliwość posiadania jednej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległej (JGWMUn) jeżeli na podstawie stosownej umowy zawartej z OSP dokonuje alokacji zdolności przesyłowych połączenia międzysystemowego nierównoległego w ramach aukcji niejawnych „implicite”. Patrząc z tej perspektywy, wdrożenie MNA wymagać będzie rozszerzenia definicji URBGE o podmioty pełniące funkcje NEMO. Równocześnie, celem uwzględnienia procesu jednolitego łączenia rynków w katalogu obiektów Rynku Bilansującego typu JGWMU, jednostka JGWMUn zostanie zastąpiona przez Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków (JGWMUmc). Jednostka ta będzie odpowiadać za wszystkie transakcje zawierane pomiędzy uczestnikami rynku przypisanymi do różnych NEMO, a zatem zarówno za transakcje realizowane pomiędzy NEMO w ramach polskiej strefy cenowej (transakcje krajowe), jak i za transakcje realizowane pomiędzy NEMO z różnych obszarów cenowych (transakcje międzyobszarowe). Mając na uwadze fakt, iż Jednostki Grafikowe Typu Giełda Energii muszą być zawsze zbilansowane, sumaryczne ilości dostaw energii wynikające z Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych godzinach dla JGGEpS i JGGEpZ muszą być sobie równe. W przypadku gdy dany NEMO obsługuje transakcje zawarte pomiędzy uczestnikami rynku złożonymi u różnych NEMO, zależność ta musi być spełniona po uwzględnieniu pozycji JGWMUmc tego NEMO. Ponieważ NEMO są odpowiedzialni finansowo jedynie za JGWMUmc, aby uniknąć konieczności dokonywania rozliczeń na Rynku Bilansującym, ich zadaniem jest pilnowanie aby ich nominacje na jednostce odzwierciedlającej transakcje realizowane w ramach market coupling JGWMUmc odpowiadały pozycji netto danego NEMO trading hub oraz by ilość energii nominowana w ramach jednostek JGGEpZ i JGGEpS były co do wielkości równe. Przyjmuje się także zasadę, że w przypadku wystąpienia niezgodności pomiędzy nominacjami USE złożonymi przez NEMO oraz nominacjami złożonymi przez uczestników rynku, nominacje złożone przez NEMO mają priorytet i nadpisują nominacje uczestników rynku. W przyszłości, kiedy mechanizm market coupling obejmie także granice synchroniczne, stosowność powyższych zasad będzie rozszerzona na te granice.

Patrząc z perspektywy procesów zachodzących na Rynku Bilansującym, proces fizycznej realizacji transakcji zawartych przez uczestników rynku za pośrednictwem NEMO składa się z czterech zasadniczych elementów:

- a) zgłoszenie umów sprzedaży energii (USE) do OSP przez NEMO i uczestników rynku;

- b) przekazanie przez NEMO wyników market coupling do OSP i równoczesna nominacja wymiany handlowej na połączeniach międzyobszarowych;
- c) międzyoperatorskie uzgodnienia wymiany handlowej na połączeniach międzysystemowych;
- d) realizacja rozliczeń na Rynku Bilansującym.

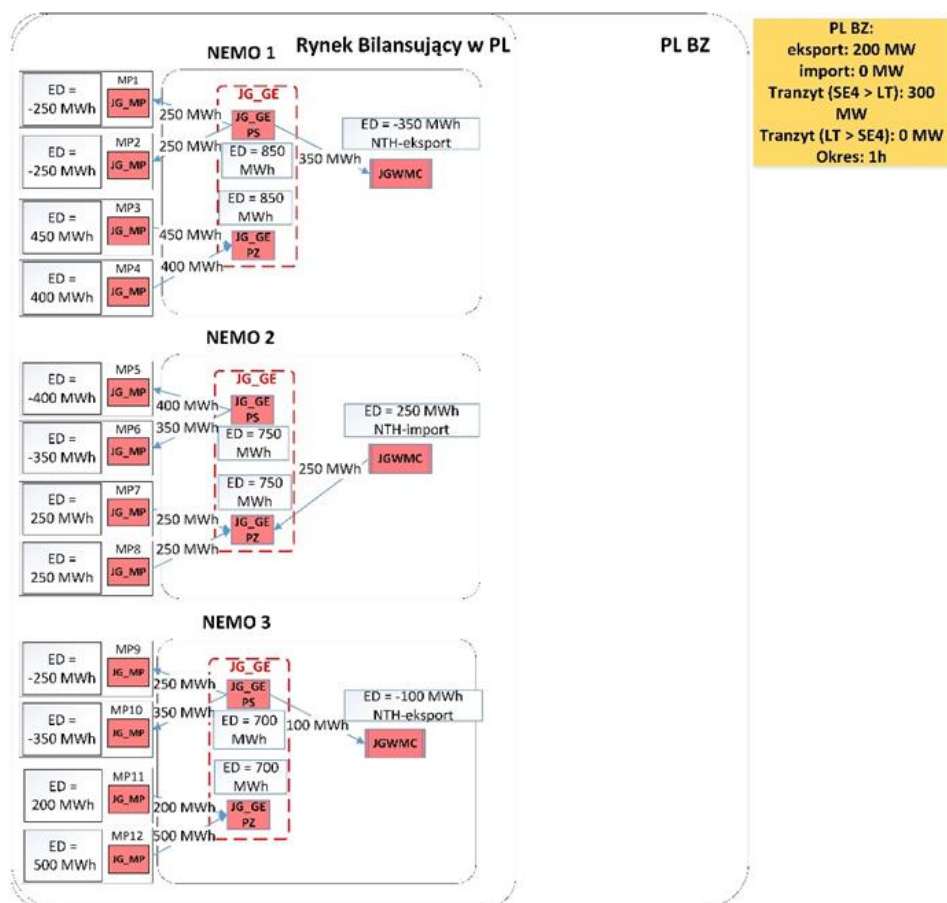
Harmonogram realizacji powyższych procesów przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Harmonogram realizacji procesów na Rynku Bilansującym

W ramach pierwszego procesu, NEMO dokonują zgłoszenia do OSP umów sprzedaży energii (USE) dla każdej godziny doby handlowej D, a OSP dokonuje weryfikacji poprawności tych nominacji. Równolegle do NEMO, nominacje składają także uczestnicy rynku. Podstawowym segmentem do realizacji zgłoszeń USE jest Rynek Bilansujący Dnia Następnego (RBN). Dodatkowo NEMO oraz uczestnicy rynku mają możliwość dokonać korekty pozycji swoich jednostek graficznych. Takie korekty są realizowane za pośrednictwem Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB). W przypadku RBN, zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej dla każdej godziny doby D powinny być składane w dobie poprzedzającej, tj. w dniu D-1 w godzinach od 9:00 do 14:30. Niemniej jednak, w przypadku gdy proces market coupling ulegnie wydłużeniu, OSP może przesunąć moment zamknięcia bramki dla zgłaszania USE, lecz nie dłużej niż na godzinę 15:30 doby D-1. W przypadku RBB, bramka zgłaszania USE dla transakcji zakładających dostawę energii w godzinie h doby D, rozpoczyna się o godzinie 15:30 doby D-1 i kończy się na godzinę przed dostawą energii w dobie D. Oznacza to zatem, że bramka dla transakcji przewidujących dostawę energii rozpoczynającą się o godzinie 23:00 w dobie D, kończyć się będzie

o godzinie 22:00. Zgłoszenia USE składane za pośrednictwem RBN są obowiązkowe, natomiast zgłoszenia USE na RBB są opcjonalne i wynikają jedynie z potrzeby wprowadzenia korekt do wcześniejszych nominacji. Z perspektywy NEMO, proces zgłaszania USE ogranicza się do właściwego nominowania transakcji dla trzech jednostek graficznych: JGGEpS – odpowiadającej za transakcje sprzedaży energii, JGGEpZ – odpowiadającej za transakcje zakupu energii oraz JGWMUmc – odpowiadającej za transakcje realizowane w ramach mechanizmu market coupling. Rezultatem zgłoszenia USE są pozycje poszczególnych jednostek graficznych, określane jako ED – energia deklaruowana. Przykład sumarycznej pozycji jednostek graficznych NEMO dla 1 godziny doby handlowej D przedstawiono na rysunku 8.

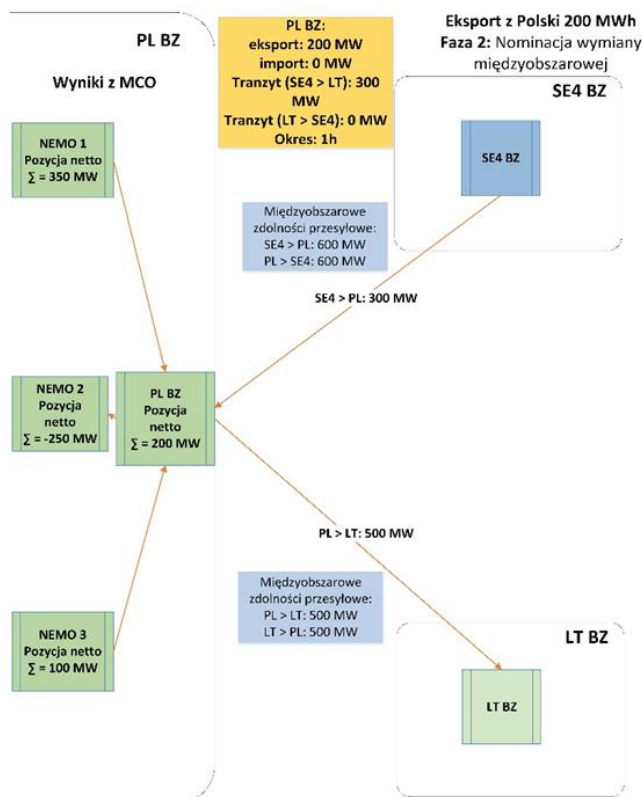


Rys. 8. Pozycje jednostek graficznych NEMO odzwierciedlające sumaryczne ilości energii elektrycznej wynikające ze zgłoszonych do OSP USE dla przykładu eksportu 200 MWh energii z polskiej strefy cenowej dla 1 godziny doby handlowej D

W ramach drugiego procesu, NEMO przekazują do OSP wyniki procesu łączenia rynków. Zgodnie z wcześniejszym rozdziałem, jest to 5 wielkości dla każdej godziny doby handlowej D:

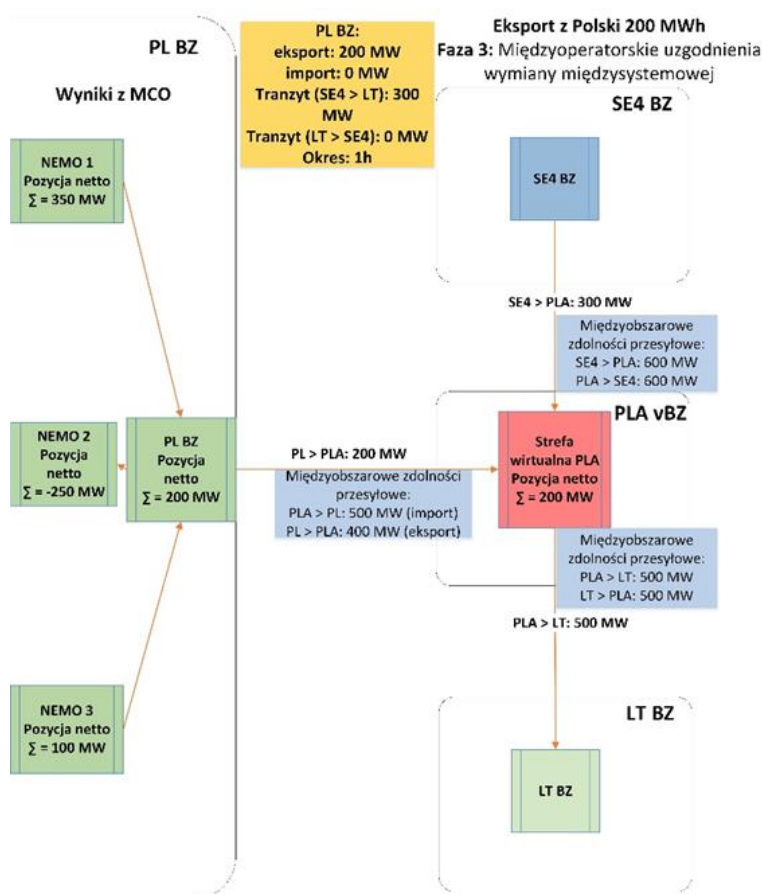
- pozycja netto polskiej strefy cenowej PL BZ (1 wielkość);
- pozycja netto poszczególnych NEMO-hub (3 wielkości);
- przepływy handlowe pomiędzy strefami cenowymi – PL – SE4 oraz PL – LT (2 wielkości).

Wraz z przekazaniem do OSP wyników market coupling, automatycznie zrealizowana zostanie nominacja wymiany handlowej na połączeniach międzyobszarowych. Ponieważ z perspektywy zapewnienia fizycznego przepływu energii między obszarami rynkowymi nie jest istotne to, który NEMO odpowiada za jaką porcję danej wymiany handlowej, nominowana jest sumaryczna wielkość wymiany handlowej bez podziału na poszczególnych NEMO. Przykład pokazujący rezultaty uzyskane w ramach drugiego procesu przedstawiono na rysunku 9.



Rys. 9. Proces przekazania do OSP wyników procesu market coupling oraz nominacja wymiany handlowej na połączeniach międzyobszarowych dla przykładu eksportu z polskiej strefy cenowej 200 MWh energii dla 1 godziny doby handlowej D

Na podstawie nominacji wymiany handlowej na połączeniach międzyobszarowych, OSP rozpoczyna proces uzgodnień tej wymiany z sąsiednimi operatorami. W ramach tego procesu OSP sprawdza, czy wielkości wymiany handlowej przekazane przez NEMO są zgodne z wielkościami wskazanymi przez OSP po drugiej stronie granicy. Wynikiem tego procesu jest uzyskanie finalnego potwierdzenia wyników market coupling. Ponieważ na chwilę obecną Jednolity Rynek Dnia Bieżącego nie obejmuje żadnej z granic polskiego obszaru cenowego, proces ten realizowany jest jedynie dla transakcji zawartych w ramach Rynku Dnia Następnego. Przykładowe uzgodnienia wymiany międzysystemowej dla omawianego przykładu eksportu 200 MWh energii z polskiego obszaru cenowego przedstawiono na rysunku 10.



Rys. 10. Proces przekazania uzgodnień międzyoperatorskich wymiany handlowej na połączeniach międzyobszarowych dla przykładu eksportu z polskiej strefy cenowej 200 MWh energii dla 1 godziny doby handlowej D

Ostatnim etapem fizycznej realizacji transakcji w ramach Rynku Bilansującego jest dokonanie rozliczeń na Rynku Bilansującym. W ramach tego procesu, pozycje jednostek graficznych NEMO porównywane są z rzeczywistymi wielkościami dostaw lub poboru energii określanymi jako ER (energia rzeczywista), które bezpośrednio wynikają z finalnie uzgodnionych wyników market coupling. Ponieważ NEMO są finansowo odpowiedzialni jedynie za pozycję na JGWMUmc, toteż ich ewentualne rozliczenie odbywać się będzie tylko w sytuacji, gdy wielkości ED i ER na tej jednostce będą różne. W takim przypadku NEMO będzie zobligowany do zakupu lub sprzedaży odpowiedniej porcji energii po cenie niezbilansowania CRO.

Na obecnym etapie wdrożenia MNA identyfikuje się 2 zasadnicze przypadki możliwego niezbilansowania NEMO. Pierwszy z nich zakłada, że NEMO nominują niepoprawne wielkości na ich JGWMUmc, tzn. wielkości, które będą niezgodne z ich pozycją wynikającą z uzgodnionych wyników market coupling. Natomiast drugi przypadek zakłada, że NEMO popełnią błąd i nominują nieodpowiadające sobie wielkości na JGGEpZ oraz JGGEpS. Ponieważ taka nominacja na Rynku Bilansującym jest niedopuszczalna, OSP odrzuci wszystkie nominacje danego NEMO jednocześnie przypisując każdej jego jednostce wartość 0. W konsekwencji, w takiej sytuacji NEMO będzie niezbilansowane na JGWMUmc. Patrząc z perspektywy praktyki rynkowej, ze względu na liczne zabezpieczenia NEMO, powyższe przypadki są bardzo mało prawdopodobne i zasadniczo nie przewiduje się ich zaistnienia. Niemniej jednak, ze względu na obowiązek równego traktowania wszystkich podmiotów uczestniczących w Rynku Bilansującym, OSP wprowadza zasady rozliczeń także dla NEMO.

Proces pierwotnych rozliczeń rozpoczyna się w dobie następującej po dobie fizycznej dostawy energii wnikałej z danej transakcji i jest realizowany w formie kilku następujących po sobie cykli rozliczeniowych. Następnie rozpoczyna się proces korekty rozliczeń, który również jest procesem cyklicznym. Szczegółowe zasady rozliczeń są opisane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i nie ulegną zmianie po wdrożeniu MNA. Proces rozliczeń na Rynku Bilansującym dla przykładu eksportu z polskiej strefy cenowej 200 MWh energii dla 1 godziny doby handlowej D przedstawiono na rysunku 11.

Literatura

- [1] Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Tekst mający znaczenie dla EOG). Dz.U. UE L.197, str. 24–73, <http://eur-lex.europa.eu/legalcontent/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>.
- [2] NEMO designations list. https://acer.europa.eu/en/Electricity/FG_and_network_codes/CACM/Pages/NEMO%20list.pdf.
- [3] PSE SA: Warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce. Konstancin-Jeziorna, czerwiec 2017.
- [4] Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie w 2016 r., luty 2017 r. http://raportrocznygpw.pl/sites/wsear16/files/sprawozdanie_zarzadu_z_dzialalnosci_gk_gpw_2016.pdf.
- [5] NordPool Annual Report 2016. <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/Annual-report/>.
- [6] EPEXSPOT Annual Report 2016. <https://www.epexspot.com/document/37740/EPEX%20SPOT%20Annual%20Report%202016.pdf>.
- [7] PSE S.A., Standardy techniczne systemu WIRE. Konstancin-Jeziorna, 30 listopada 2016.

Marek KULESA

Towarzystwo Obrotu Energią

USTAWA O RYNKU MOCY JAKO NOWY ELEMENT ARCHITEKTURY MODELU POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI

W dniu 8 grudnia 2017 r. Sejm RP przyjął ustawę o rynku mocy [12], która ma w polskiej elektroenergetyce stanowić podstawę wdrożenia tzw. mechanizmu mocowego (potocznie nazywanego rynkiem mocy). Nowym towarem w elektroenergetyce będzie moc dyspozycyjna netto, którą będą oferować wytwórcy oraz sterowane odbiory energii elektrycznej (DSR), uzyskując wynagrodzenie za gotowość (jej dostarczania) wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach tzw. zagrożenia, czyli w sytuacjach, gdy zachodzi ryzyko, że mogą wystąpić problemy z zaspokojeniem szczytowego zapotrzebowania odbiorców na moc. Tak więc wprowadzony zostanie rynek dwutowarowy, na którym oprócz energii elektrycznej ([2], [7] i [11]) towarem będzie moc.

W referacie przedstawiono wybrane zapisy ustawy o rynku mocy oraz opublikowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) jako Operatora Systemu Przesyłowego (OSP, operator) projektu „Regulaminu rynku mocy” (Regulamin) [9], ze szczególnym uwzględnieniem uczestników polskiego rynku energii, w tym odbiorców i spółek obrotu. Przedstawiono wybrane zagadnienia związane z wdrażaniem w Polsce modelem mechanizmu rynkowego, zwracając szczególną uwagę na zmiany, które zostały wprowadzone w przyjętej wersji ustawy (w porównaniu do wcześniejszych projektów), a także na elementy rynku mocy, które związane będą z sektorem obrotu energią elektryczną (głównie rynek wtórny) oraz możliwym działaniem odbiorców końcowych na tym rynku (w tym DSR).

Referat jest kontynuacją tematyki dotyczącej mechanizmów mocowych, w tym rynków mocy, zapoczątkowanej przez autora jeszcze w 2015 roku [5] na XXI Konferencji REE oraz kontynuowanej w referatach w roku 2016 [4] i 2017 [3].

1. Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Wybrane zagadnienia

Rządowy projekt ustawy o rynku mocy wpłynął do Sejmu RP w dniu 6 lipca 2017 r. Model wdrożenia rynku mocy w Polsce był wcześniej przedmiotem licznych prac, dyskusji i konsultacji. Jeszcze w 2016 roku Ministerstwo Energii

poddało konsultacjom, a następnie przyjęło dokument pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy” [10] zawierający koncepcję rynku mocy w Polsce. W ślad za tym pod koniec 2016 roku Ministerstwo Energii poddało szerokim konsultacjom projekt ustawy o rynku mocy. Od początku 2017 roku trwały jej konsultacje, a później prace legislacyjne, które zakończyły się na początku grudnia 2017 roku przyjęciem ustawy o rynku mocy [12]. Ustawa określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawiania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia. W pracach legislacyjnych do prezentowania stanowiska rządu w toku prac sejmowych i senackich upoważniony został Minister Energii. Sejm uchwalił ustawę na 53. posiedzeniu w dniu 6 grudnia 2017 r. Do Senatu została przekazana jeszcze w tym samym dniu. Senat podczas prac zaproponował do ustawy trzy poprawki, które rozpatrzono w dniu przyjęcia ostatecznej wersji ustawy – 8 grudnia 2017 r.

Co ważne zarówno podczas prac sejmowych, jak i senackich przyjęto zmiany, które wynikały przede wszystkim z dyskusji i ustaleń na szczeblu unijnym, w ramach procesu tzw. pre-notyfikacji. Podczas procesu legislacyjnego wprowadzone, względem wcześniejszych projektów, znaczące zmiany w polskim modelu rynku mocy, obejmowały m.in. rezygnację: z tzw. koszyków technologicznych, zmianę modelu dostępu do aukcji mocy transgranicznych oraz położenie szczególnego nacisku na jednostki redukcji zapotrzebowania tzw. DSR. W dniu 28 grudnia 2017 r. ustawę podpisał Prezydent, jej publikacja w Dzienniku Ustaw pod pozycją 9 miała miejsce już w 2018 roku, w dniu 3 stycznia. Ustawa weszła w życie 14 dni od publikacji, czyli 18 stycznia 2018 r.

Celem ustawy o rynku mocy [12], zgodnie z ustępem 2 art. 1 *jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju*. Zapis powyższy po pierwsze wskazuje na możliwe, w ww. horyzontach czasowych, problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii (patrz szerzej referaty autora [3] i [4] oraz [7]), a także tezę jakoby rynek mocy miał przeciwdziałać tym problemom. Teza taka była przedstawiana podczas wspomnianego, szerokiego procesu konsultacji społecznych, w tym dyskusji z sektorem elektroenergetycznym. Z drugiej jednak strony należy pamiętać, że model z dużym prawdopodobieństwem wzmocni sytuację finansową oraz umożliwi dalsze działanie licznym źródłom energii (a konkretnie wytwórczym przedsiębiorstwom energetycznym), które będą mogły wytwarzać energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), uzupełniając przychód ze sprzedaży energii elektrycznej przychodem z rynku mocy. Rynek mocy stworzy więc dodatkowe, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródło pokrywania kosztów stałych zasobów (wytwórczych i odbiorczych) niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wprowadzenie rynku

mocy oznacza daleko idącą zmianę architektury rynku energii elektrycznej z rynku jednotowarowego: tylko energii (patrz szerzej [2] i [7]), na rynek dwutowarowy: energii i mocy. Zgodnie także z przedłożoną obowiązkowo w procesie prac legislacyjnych tzw. oceną skutków regulacji (OSR) do ustawy o rynku mocy [12], rynek mocy między innymi:

- stworzy warunki do stabilnego funkcjonowania istniejących źródeł wytwórczych oraz do ich modernizacji, o ile źródła te są niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw;
- zapewni jasne sygnały cenowe mające na celu skoordynowanie podejmowania decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych, jak również wycofaniu z eksploatacji określonych zasobów wytwórczych;
- ograniczy zjawisko cyklu inwestycyjnego, widoczne w cenach energii dla odbiorcy końcowego na jednotowarowym rynku energii elektrycznej, ponieważ decyzje o inwestycjach i wycofaniach będą koordynowane przez rynek mocy;
- stworzy warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR), zarówno poprzez udział DSR w procesach rynku mocy, jak również poprzez świadczenie usług DSR u odbiorców przemysłowych w celu obniżenia ich szczytowego zapotrzebowania na moc, a tym samym wpłynie na obniżenie ponoszonych kosztów funkcjonowania rynku mocy.

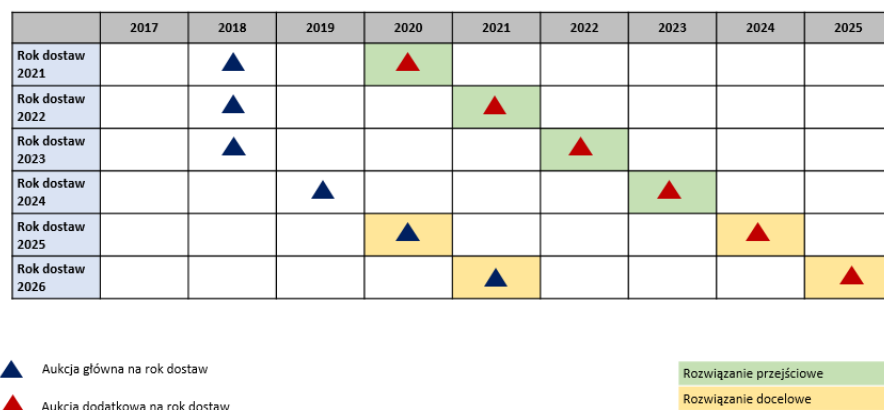
Z punktu widzenia dalszych prac zmierzających do praktycznego wdrożenia rynku mocy, Minister Energii powinien m.in. wydać następujące rozporządzenia, które będą miały wpływ na rozwój rynku mocy w Polsce, a w szczególności na dalsze, bardzo napięte (patrz dalej) działania zaplanowane na 2018 rok:

- rozporządzenie określające szczegółowe warunki i sposób wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz szczegółowe warunki zawierania transakcji na rynku wtórnym;
- rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków i sposobu wnoszenia zabezpieczenia finansowego;
- rozporządzenia określające szczegółowy sposób pobierania opłaty mocowej, w tym terminy i sposób przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty mocowej, zakres i terminy przekazywania operatorowi i płatnikowi opłaty mocowej informacji, w tym informacji o sumie należnych opłat mocowych i okresy rozliczeniowe między odpowiednio operatorem, płatnikiem opłaty mocowej i innymi podmiotami zobowiązanymi do wnoszenia opłaty mocowej oraz sposób wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców;
- rozporządzenie określające parametry najbliższej aukcji wstępnej, parametry najbliższej aukcji głównej i najbliższych aukcji dodatkowych.

Należy podkreślić, że we wdrożonym w Polsce modelu mechanizmu mocowego, zarówno zarządzającym – administrującym, jak i jedynym kupującym

moc jest OSP. Po stronie oferentów proponujących w ramach aukcji mocy pojawią się zarówno wytwórcy, jak i odbiorcy końcowi. Tak więc jedynie jedna – ofertowa strona transakcji, poddana będzie warunkom typowym (tu: w formie aukcji) dla rynku konkurencyjnego. W dyskusjach wewnętrznych pomiędzy przedstawicielami sektora energetycznego, w szczególności w rozmowach z odbiorcami końcowymi pojawiają się głosy, że nazywanie wdrażanego w Polsce modelu mechanizmu mocowego „rynkiem” (mocy) nie do końca jest uzasadnione szczególnie, że odbiorcy końcowi (poza tymi występującymi w aukcjach, np. w ramach DSR) jako płatnicy tzw. opłaty mocowej, nie będą mieli wpływu na proces wyboru optymalnego wariantu. Mimo, że wartość opłaty mocowanej dla odbiorców końcowych ma być ustalana/kalkulowana przez Prezesa URE, biorąc pod uwagę m.in. prognozowany koszt funkcjonowania rynku mocy, dane historyczne o zużyciu energii, a także prognozy OSP w danym roku dostaw, sceptycy rozwiązania zwracają uwagę na jednostronny charakter modelu konkurencji w polskim mechanizmie mocowym.

Kolejnym elementem, który podlegał w czasie prac legislacyjnym, ale także w procesie konsultacji Regulaminu (patrz dalej), szerokim dyskusjom, był bardzo napięty na 2018 rok harmonogram wdrożenia rozwiązania przejściowego, który wraz z harmonogramem rozwiązania docelowego, za [1] przedstawiono na rysunku 1 poniżej.



Rys. 1. Przewidywany harmonogram wdrożenia rozwiązania przejściowego i docelowego [1]

Zgodnie z tzw. przepisami przejściowymi ustawy o rynku mocy [12] pierwsza certyfikacja ogólna ma rozpocząć się już 3 kwietnia 2018 r. i zakończyć 29 maja 2018 r. Certyfikacja do aukcji głównych na okres dostaw przypadających na lata 2021–2023 ma być przeprowadzona (co też wzbudzało liczne dyskusje) łącznie, rozpocząć się 5 września 2018 r. i zakończyć 31 października 2018 r. Tak więc wykluczenie z certyfikacji (brak uzyskania certyfikacji ogólnej albo certyfikacji do aukcji głównych) eliminuje potencjalnych zainteresowanych

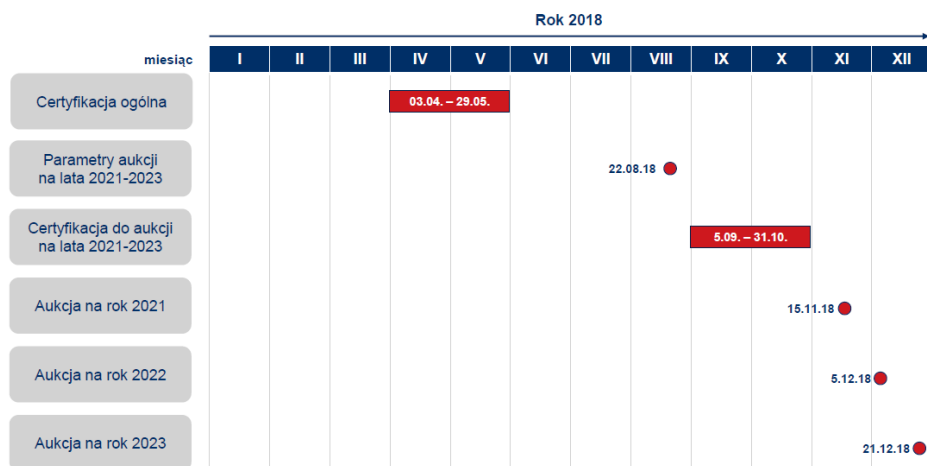
z udziału we wszystkich trzech aukcjach przewidzianych na 2018 rok. Propozycje parametrów dla trzech aukcji głównych przeprowadzonych w 2018 roku OSP ma przekazać Ministrowi Energii i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) już do 20 czerwca 2018 r. Należy także podkreślić, że parametry aukcji głównej oraz zapotrzebowanie na moc mogą (i zapewne tak się stanie ze względu na ograniczenie czasowe) zostać określone łącznie na poszczególne okresy dostaw. Ustawodawca wskazał także, że przepisy wykonawcze (patrz wyżej) ważne z punktu widzenia aukcji w 2018 roku powinny zostać wydane do dnia 22 sierpnia 2018 r.

Zgodnie z ogólnym zapisami ustawy o rynku mocy [12] aukcję główną przeprowadza się od 2019 roku w piątym roku przed okresem dostaw, zgodnie z harmonogramem (np. w 2019 r. – na okres dostaw przypadający na rok 2024), jednak z wyjątkiem roku 2018, w którym przeprowadza się aukcje główne na aż trzy okresy dostaw przypadające na lata 2021–2023. Aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie.

W roku 2018 zgodnie z przepisami przejściowymi ustawy o rynku mocy [12] aukcje główne na okres dostaw dla:

- 2021 r. mają być przeprowadzone 15 listopada 2018 r.,
- 2022 r. mają być przeprowadzone 5 grudnia 2018 r.,
- 2023 r. mają być przeprowadzone 21 grudnia 2018 r.

Przedstawiony na rysunku 2 poniżej za [6] przewidziany na 2018 rok harmonogram procesu certyfikacji (ogólnej i do aukcji głównej), jak i przeprowadzenie aż trzech aukcji, zdaniem uczestników prac i konsultacji są bardzo napięte, co może stanowić problem organizacyjny, administracyjny, ale i praktycznej realizacji dla wszystkich zaangażowanych w realizację harmonogramu.



Rys. 2. Przewidywany harmonogram certyfikacji i aukcji na 2018 rok [6]

2. Rola i znaczenie Regulaminu rynku mocy

Podstawę formalno-prawną opracowania Regulaminu [9] stanowi art. 82 i 83 (w związku z art. 93 ust. 1) ustawy o rynku mocy [12]. Celem Regulaminu jest określenie szczegółowych warunków współpracy OSP z pozostałymi uczestnikami rynku mocy na zasadzie równego traktowania i niedyskryminacji dostawców mocy oraz w sposób zapewniający prawidłowe i jednolite wykonywanie obowiązków mocowych przez wszystkich dostawców mocy w danym okresie dostaw. W ramach spraw określonych w art. 83 ustawy o rynku mocy [12], Regulamin w zakresie nieunormowanym przepisami tej ustawy oraz przepisami aktów wykonawczych do tej ustawy, reguluje szereg bardzo istotnych z punktu widzenia wdrożenia rynku mocy w Polsce kwestii, w tym:

- prawa i obowiązki OSP oraz wnioskodawców w ramach tzw. certyfikacji ogólnej oraz jej przebieg;
- prawa i obowiązki OSP oraz dostawców mocy w ramach certyfikacji do aukcji mocy oraz aukcji mocy, a także ich przebieg – stanowiąc w tym zakresie ustalone przez OSP warunki aukcji w rozumieniu przepisów kodeksu cywilnego;
- prawa i obowiązki OSP oraz dostawców mocy w ramach zawartych umów mocowych – stanowiąc w tym zakresie wraz ze wzorem umowy mocowej (będącym załącznikiem do Regulaminu) ustalony przez OSP cywilnoprawny wzorzec umowy w rozumieniu przepisów kodeksu cywilnego;

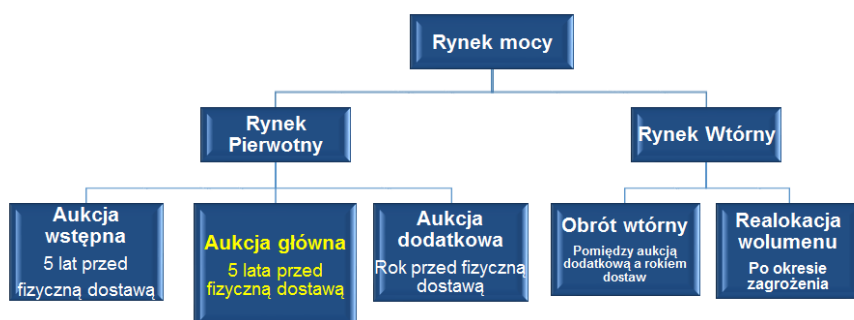
- zawieranie umów mocowych pomiędzy OSP a dostawcami mocy w wyniku transakcji dokonywanych pomiędzy dostawcami mocy w ramach obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na rynku wtórnym;
- wypłatę dostawcom mocy premii określonej przepisami ustawy o rynku mocy.

Jak widać powyżej zakres Regulaminu, a co się z tym wiąże, także i jego objętość są bardzo szerokie. Jednak Regulamin stanowi podstawę dalszych działań na rynku mocy, a także ocenę możliwości udziału i rolę uczestników tego rynku, w tym przedsiębiorstw energetycznych (też spółek obrotu) i odbiorców końcowych. Co ważne, a co wskazano także w [6], Regulamin nie mając jednolitego charakteru prawnego, odnosi się wprost zarówno do relacji kontraktowych wynikających z zawartych umów mocowych, jak też do relacji nie mających takiego charakteru, a związanych z wykonywaniem procesów rynku mocy przewidzianych zapisami ustawy. W związku z powyższym zapisy i postanowienia Regulaminu należy czytać zawsze łącznie z przepisami ustawy o rynku mocy [12] oraz (po ich opublikowaniu) z przepisami aktów wykonawczych do tej ustawy, w stosunku do których postanowienia Regulaminu mają charakter wyłącznie komplementarny [6].

Zgodnie z art. 93. ustawy o rynku mocy [12] OSP opracował i przedłożył po raz pierwszy Prezesowi URE do zatwierdzenia projekt Regulaminu w dniu 28 lutego 2018 r. Prezes URE ma wydać decyzję w sprawie zatwierdzenia Regulaminu do 30 marca 2018 r.

3. Rynek wtórny

Oprócz odbywających się na tzw. rynku pierwotnym aukcji, przyjęty w Polsce model mechanizmu mocowego, zgodnie z rysunkiem 3 poniżej, obejmuje tzw. rynek wtórny.



Rys. 3. Podstawowe elementy polskiego mechanizmu mocowego [1]

Podstawowe zapisy dotyczące tego obszaru zawarte są bezpośrednio w rozdziale 7 ustawy o rynku mocy [12]. Jednak część zapisów innych rozdziałów ustawy, m.in. dotyczących certyfikacji, obejmuje także zasady działania na rynku wtórnym.

Należy podkreślić, że udział w rynku wtórnym wymaga pozytywnego przejścia procesu odpowiedniej certyfikacji. Zgodnie z ust. 1 art. 15 ustawy w certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowych właściciel jednostki (fizycznej, fizycznej zagranicznej albo redukcji zapotrzebowania planowanej) lub podmiot przez niego upoważniony do dysponowania tą jednostką składa operatorowi m.in. wniosek o dopuszczenie do udziału w rynku wtórnym. Na podstawie ww. wniosku OSP wydaje certyfikat: potwierdzający utworzenie jednostki rynku mocy, jeżeli właściciel jednostki fizycznej lub podmiot przez niego upoważniony złożył wniosek o jej utworzenie, oraz dopuszczający tę jednostkę rynku mocy do udziału w rynku wtórnym w odniesieniu do okresu dostaw, którego dotyczyła dana certyfikacja.

Transakcje na rynku wtórnym będą obejmowały dwa podstawowe obszary:

- 1) przenoszenie obowiązku mocowego jednostki rynku mocy w całości lub w części na jednostkę rynku mocy innego dostawcy mocy – w zakresie przyszłej części okresu dostaw, po zakończeniu aukcji dodatkowych; będzie [8] stanowić podstawowe narzędzie do zarządzania ryzykiem niedyspozycyjności planowanej i co do zasady będzie obejmować handel większym wolumenem mocy na dłuższy okres;
- 2) realokację wielkości wykonanego obowiązku mocowego pomiędzy jednostkami rynku mocy – w zakresie niewykonania obowiązku mocowego przez jedną jednostkę rynku mocy oraz dostarczenia przez inną jednostkę mocy ponad wielkość wymaganą w okresie zagrożenia, po jego zakończeniu; zakłada się [8], że: realokacja będzie podstawowym narzędziem do zarządzania ryzykiem niedyspozycji nieplanowanej i co do zasady będzie obejmować handel mniejszym wolumenem mocy na krótszy okres (MW-h).

Powyższy podział wskazuje na dwa różniące się terminem realizacji i przeznaczeniem/celem obszary rynku wtórnego, co będzie z pewnością skutkowało powstaniem różnych produktów i form handlu, jak i cen określonych obowiązków mocowych. W związku z powyższym na przedmiotowym rynku wtórnym będziemy mieli minimum dwa „podryniki”, w ramach których transakcję będą mogły się odbywać zarówno na rynkach zorganizowanych, jak i bezpośrednio pomiędzy stronami (tu dostawcami mocy). Transakcje zawierane będą przez dostawców mocy w dowolnej formie i zgłaszane w rejestrze rynku mocy. Niezależnie od tego należy pamiętać, że OSP nie jest podmiotem prowadzącym rynek wtórny.

Należy także zwrócić uwagę, że na potrzeby transakcji na rynku wtórnym obowiązki mocowe mogą podlegać podziałowi zarówno w dziedzinie czasu, jak i w dziedzinie mocy. Takie podejście umożliwi znaczne rozszerzenie możliwości

handlowych – produktowych na rynku wtórnym. Każda umowa mocowa w ramach rynku wtórnego będzie więc mogła być podzielona na wiele umów obejmujących mniejsze wolumeny mocy oraz przedziały czasowe.

Zgodnie jednak z ustawą o rynku mocy [12], a w ślad za tym za Regulaminem [9], co wzbudzało dyskusje podczas procesów konsultacji (zarówno ustawy, jak i Regulaminu), OSP może wyrazić sprzeciw wobec transakcji w przypadku niespełnienia warunków wynikających z ustawy o rynku mocy [12] szerzej określonych w Regulaminie [9], w terminie 3 dni roboczych od chwili zgłoszenia, z wykorzystaniem funkcjonalności rejestru (ryнку mocy) oraz poprzez automatyczne przesłanie wiadomości e-mail. W przypadku kiedy zgłoszona do rejestru transakcja została zgłoszona przez osobę, która nie posiadała właściwego umocowania do reprezentowania dostawców mocy, transakcję uznaje się za nieskuteczną wobec OSP. W przypadku wyrażenia przez OSP sprzeciwu wobec transakcji, stronom danej transakcji działającym łącznie przysługują uprawnienia reklamacyjne.

Mając na uwadze zapisy ustawy o rynku mocy [12], ale i Regulaminu [9], należy za [8] podkreślić, że w rynku wtórnym nie mogą uczestniczyć jednostki rynku mocy (JRM):

- DSR, które nie wykonały testu zdolności redukcji zapotrzebowania;
- nowe wytwórcze, które nie osiągnęły tzw. operacyjnego kamienia milowego (OKM – patrz Regulamin [9]);
- które nie przeszły pozytywnie testowego okresu zagrożenia;
- które nie uiściły kary w związku z niewykonaniem obowiązku mocowego;
- składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego.

Przeniesienie obowiązku mocowego jednej JRM na JRM innego dostawcy mocy w wyniku zawarcia transakcji na rynku wtórnym (obróć wtórny obowiązkiem mocowym, patrz wyżej) traktowane będzie jak:

- zmiana umowy mocowej jednostki rynku mocy, z której przenoszony jest obowiązek mocowy – jeżeli obowiązek mocowy przenoszony jest w części;
- rozwiązanie umowy mocowej, z której przenoszony jest obowiązek mocowy – jeżeli obowiązek mocowy przenoszony jest w całości;

oraz

- zawarcie umowy mocowej – w odniesieniu do jednostki rynku mocy nieobjętej dotychczas obowiązkiem mocowym, albo
- zmiana umowy mocowej – w odniesieniu do jednostki rynku mocy objętej umową mocową.

4. Wnioski

1. Kluczowym dla polskiego rynku mocy dokumentem prawnym wdrażającym mechanizm mocy jest przyjęta przez Sejmy RP w dniu 8 grudnia 2017 r. ustawa o rynku mocy. Duże znaczenie dla działania mechanizmu będzie mieć także Regulamin Rynku Mocy, którego konsultacje zakończyły się 28 lutego 2018 roku, a który Prezes URE ma zatwierdzić do 30 marca 2018 r.
2. Wprowadzenie rynku mocy w Polsce ma stanowić głównie efekt zachęty do budowy nowych mocy, modernizowania oraz niewycofywania istniejących mocy.
3. W przyjętym w Polsce modelu rynku mocy możliwy będzie udział jednostek DSR, tzw. jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania (JRM DSR) należących do odbiorców albo agregatorów.
4. Należy podkreślić, że uczestnicy rynku energii w Polsce, w tym przedstawiciele spółek obrotu zrzeszonych w TOE, włączali się we wszystkie prowadzone nad modelem rynku mocy prace. Tak jak wskazano we wcześniejszych referatach autora ([3] i [4]) dla sektora obrotu kluczowy będzie wpływ planowanych zmian na działania sprzedawców w zakresie hurtowego, jak i detalicznego rynku energii, w tym na ewentualne zmiany cen energii oraz zmiany zachowań wytwórców i odbiorców końcowych. Dla przedsiębiorstw obrotu ważnym elementem mechanizmu mocowego może być także tzw. rynek wtórny.

Literatura

- [1] Dąbrowski T.: Rynek mocy. Cel wdrożenia ustawy w Polsce, uwarunkowania unijne i polskie, kluczowe założenia koncepcji i ustawy. Seminarium TOE: Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy – analiza wybranych zapisów, uwarunkowania wdrożenia. Ministerstwo Energii, Warszawa, 6 marca 2018 r.
- [2] Kulesa M.: Handel energią elektryczną. Studia Podyplomowe Funkcjonowanie Rynku Energii. Szkoła Główna Handlowa. Warszawa, 18 listopada 2017 r.
- [3] Kulesa M.: Koncepcja i możliwości wdrożenia rynku mocy w Polsce – wybrane nowe uwarunkowania unijne i polskie. W: Materiały XXIII Konferencji Naukowo – Technicznej: Rynek Energii Elektrycznej: „Rynek Energii Elektrycznej: Zmiany w energetyce i wokół niej”, Kazimierz Dolny, 25-27 kwietnia 2017 r.
- [4] Kulesa M.: Świadczenie regulacyjnych usług systemowych w systemie elektroenergetycznym a wprowadzenie rynku mocy. W: Materiały XXII Konferencji Naukowo-Technicznej: Rynek Energii Elektrycznej: „Bezpieczeństwo energetyczne Polski”, Kazimierz Dolny, 25-27 kwietnia 2016 r.

-
- [5] Kulesa M.: Rynek mocy – wybrane uwarunkowania a model rynku energii elektrycznej w Polsce. W: Materiały XXI Konferencji Naukowo-Technicznej Rynek Energii Elektrycznej: „Rozwój rynku a konkurencyjność gospodarki”, Kazimierz Dolny, 11-13 maja 2015 r.
 - [6] Praca zbiorowa: Regulamin rynku mocy. Materiały ze spotkania konsultacyjnego. PSE S.A. Warszawa, 2 lutego 2018 r.
 - [7] Praca zbiorowa: Rynek energii elektrycznej w Polsce – stan na 31 marca 2017 r. Towarzystwo Obrotu Energią. Warszawa, 31 marca 2017 r.
 - [8] Przybylski M.: Rynek wtórny, wykonanie obowiązków mocowych rozliczenia, harmonogram Seminarium TOE: Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy – analiza wybranych zapisów, uwarunkowania wdrożenia. PSE S.A., Warszawa, 6 marca 2018 r.
 - [9] Regulamin rynku mocy (wersja przedłożona Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki). PSE S.A. Konstancin Jeziorna, 28 lutego 2018 r.
 - [10] Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, Ministerstwo Energii, 30 września 2016 r.
 - [11] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2012 poz. 1059 z późn. zm.).
 - [12] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2018 poz. 9)
 - [13] <http://www.cire.pl>
 - [14] <http://www.pse.pl>
 - [15] <http://www.toe.pl>

Lukasz MORDASIEWICZ, Paweł BUĆKO
Politechnika Gdańska

PROWADZENIE RUCHU MAŁEGO ŹRÓDŁA KOGENERACJI GAZOWEJ WEDŁUG KRYTERIUM EFEKTU EKONOMICZNEGO

1. Wstęp

Układy małej kogeneracji gazowej są obiektami bardzo popularnymi na świecie i w Europie [1, 7]. Ich główne zalety to stosunkowo niskie jednostkowe nakłady inwestycyjne, krótki czas realizacji inwestycji, niewielkie gabaryty, wygoda w użytkowaniu, niskie współczynniki emisyjności i elastyczność pracy. W Polsce źródła takie również zyskują na popularności (zarówno w ciepłownictwie jak i zakładach produkcyjnych). Pomimo swoich zalet kluczowym i decydującym ograniczeniem w rozwoju tego segmentu jest niska stopa zwrotu z poniesionych nakładów (bądź też wysoki koszt ciepła dla odbiorców końcowych w przypadku działalności taryfikowanej). Istotną barierą do podejmowania decyzji inwestycyjnych jest również brak stabilnego źródła wsparcia dla kogeneracji. Warto przypomnieć, że obecnym system wydawania świadectw pochodzenia tzw. żółtych certyfikatów wygasa z końcem 2018 roku. Próbując wskazać zmiany, które miały miejsce w ostatnich latach, a sprawiają, że silniki kogeneracyjne pomimo obiektywnych trudności z ich ekonomią w dalszym ciągu są analizowane do realizacji, należy wspomnieć:

- liberalizacja rynku gazu, która doprowadziła do transparentnej wyceny paliwa gazowego (np. na Rynku Gazy prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii) w horyzoncie kontaktów terminowych oraz Rynku Dnia Następnego,
- konieczność dostosowania się do przepisów krajowych i europejskich w obszarze zintegrowanej ochrony środowiska np. Dyrektywa IED, tzw. „pakiet zimowy”,
- poszukiwanie alternatywnych, awaryjnych sposobów zasilania obiektów, w których zakłócenia ciągłości zasilania prowadzą do dużych strat (zagadnienie staje się szczególnie istotne w obiektach produkcyjnych zaawansowanych technologicznie).

Szczególnym przypadkiem, który może skłonić do analiz związanych z wykorzystaniem źródeł gazowych może być sytuacja odbiorców związana z wprowadzeniem przez Polskie Siecie Elektroenergetyczne SA stopni zasilania w sierpniu 2015 [2]. W wyniku wprowadzenia stopni zasilania wielu odbiorców

zostało zmuszonych do częściowego lub całkowitego ograniczenia działalności produkcyjnej. W firmach, dla których poziom utraconych korzyści jest bardzo istotny, rozpoczęto analizy możliwości inwestycji w źródło, które zapewniłoby możliwość pracy wyspowej na wypadek analogicznych sytuacji w przyszłości.

Obecnie powszechną praktyką jest prowadzenie ruchu kogeneracyjnych układów gazowych tak, by dopasować się do zmienności zapotrzebowania na ciepło. W efekcie uzyskuje się wysoką średnioroczną sprawność źródła i odpowiednią efektywność wykorzystania paliwa. Pozwala to spełnić warunki zaliczenia źródła do wysokosprawnej kogeneracji i spełnienie wymagań uzyskania wsparcia [3].

Cechą charakterystyczną źródeł gazowych jest ich duża elastyczność ruchowa [4], rozumiana jako krótki czas rozruchu oraz mała zmiana sprawności w funkcji obciążenia. Cecha ta może i powinna być wykorzystywana do poprawy wskaźników ekonomicznych obiektu. W tym celu należy przeanalizować możliwości jakie daje prowadzenie ruchu źródeł nie w standardzie pracy z wymuszeniem zapotrzebowania na ciepło, ale właśnie maksymalnie wykorzystując elastyczność ruchową źródła w celu wypracowania dodatkowych zysków. Celem niniejszego artykułu jest zaprezentowanie możliwego podejścia do prowadzenia ruchu przykładowego obiektu.

2. Założona charakterystyka obiektu

Na potrzeby analizy przyjęto następującą, modelową charakterystykę obiektu.

Analizowanym źródłem jest miejska ciepłownia węglowa, zaopatrująca w ciepło odbiorców. W wyniku modernizacji, zainstalowano w niej 2 silniki kogeneracyjne gazowe, o mocy znamionowej elektrycznej 1 MW każdy. Dotychczasowe źródła ciepła, w postaci kotłów węglowych, po modernizacji pełnią funkcję źródeł szczytowych oraz rezerwowych.

Podstawowe, istotne dla dalszej analizy parametry silników gazowych są następujące:

- sprawność elektryczna przy obciążeniu znamionowym: 40,4%,
- sprawność cieplna przy obciążeniu znamionowym: 42,8%,
- przy obciążaniu 0,6 mocy znamionowej następuje redukcja sprawności do 92% sprawności znamionowej,
- przy obciążaniu 0,8 mocy znamionowej następuje redukcja sprawności do 97% sprawności znamionowej.

W prezentowanej analizie przyjęto, że przy prowadzeniu ruchu źródeł konieczne jest spełnienie następujących ograniczeń:

- uruchomienie drugiego silnika gazowego możliwe jest na co najmniej 7 h pracy (konieczność wytracania ciepła, tzw. praca na gorący komin)¹,
- istnieje możliwość całkowitego wyłączenia 1 silnika, natomiast przerwa w pracy musi wynieść co najmniej 8 h,
- istnieje możliwość elastycznego sterowania mocą źródła w zakresie obciążeń 60–100% mocy znamionowej.

Elektrociepłownia zaopatruje system ciepłowniczy, którego obciążenie zmienia się według następujących założeń:

- zapotrzebowanie na ciepło w okresie zimowym (pierwszy i czwarty kwartał roku) umożliwia pracę z pełną mocą znamionową obu silników; ze względu na współpracę z kotłami węglowymi praca z pełną mocą obu silników nie jest wymagana dla zachowania bilansu cieplnego (wymagana jest praca tylko 1 silnika),
- zapotrzebowanie w okresie letnim (drugi i trzeci kwartał roku), na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej, umożliwia pracę jednego silnika na poziomie 80% mocy znamionowej. Założono, że w tym okresie możliwa jest praca silnika z pełną mocą znamionową w krótkich okresach (godzinach doby). W celu zrównoważenia obciążeń cieplnych wykorzystywane są akumulacyjne zdolności sieci ciepłowniczej (okresowy przegrzew). Założono, że zapotrzebowanie na ciepło jest bilansowane w cyklach dobowych.

3. Algorytm prowadzenia ruchu obiektu

Celem analizy jest zaproponowanie sposobu prowadzenia ruchu obiektu, którego efektem będzie wypracowanie maksymalnego zysku z produkcji energii elektrycznej, przy wykorzystaniu elastyczności ruchowej silników gazowych i akumulacyjnych zdolności sieci ciepłowniczej.

Poniższy algorytm uwzględnia w części przychodowej zyski ze sprzedaży energii elektrycznej oraz praw majątkowych, które są maksymalizowane. W analizie w sposób jawny nie uwzględnia się zysków ze sprzedaży ciepła. Przyjęto, że odpowiedni wolumen ciepła musi zostać wyprodukowany i dostarczony do odbiorców (zapotrzebowanie na ciepło musi być pokryte, niezależnie od przyjętych założeń prowadzenia ruchu czy też rodzaju źródła wytwórczego). Celem analizy jest ocena efektu ekonomicznego płynącego ze zmiany podejścia do prowadzenia ruchu obiektów elektrociepłowni (a nie wyznaczenie ich wskaźników rentowności). Ponieważ przyjmuje się, że wielkość produkcji ciepła nie będzie się zmieniać, takie podejście nie wpływa na wynik końcowy obliczeń, wynikający z porównania analizowanych wariantów.

¹ Współpraca instalacji ciepłowniczej z akumulatorem ciepła dodatkowo poszerzyłaby możliwości prowadzenia ruchu źródeł wytwórczych i poprawiła ekonomikę obiektu.

Analiza kolejnych wariantów będzie polegała na porównaniu efektu ekonomicznego (wartości dodanej) w stosunku do wariantu odniesienia.

Efekt ekonomiczny pracy jednego silnika z mocą znamionową, gdy produkcja energii elektrycznej odbywa się w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, jest obliczany z zależności (1),

$$Z_{Si} = C_{ei} + PM - \frac{C_{gazj} + S_{zOSD}}{\eta_{el}} \quad (1)$$

gdzie:

Z_{Si} – marża jednostkowa pierwszego stopnia na pracy silnika z mocą znamionową (bez uwzględnienia przychodów ze sprzedaży ciepła) w i -tej godzinie [zł],

C_{ei} – cena energii elektrycznej w i -tej godzinie, na podstawie Ceny Rozliczeniowej Odchyłen sprzedaży (CROs) Rynku Bilansującego [zł/MWh] / RDN TGE,

PM – cena praw majątkowych „żółtych” PMG wyznaczona na podstawie notowań sesji Rynku Praw Majątkowych prowadzonego na Towarowej Giełdzie Energii,

C_{gazj} – cena paliwa gazowego w dobie j -tej, wyznaczona na podstawie Rynku Dnia Następnego Gazu prowadzonego przez Towarową Giełdę Gazu,

S_{zOSD} – stawka sieciowa zmienna na podstawie Taryfy Polskiej Spółki Gazowniczej oddział Gdańsk w grupie taryfowej W7A.1,

η_{el} – sprawność elektryczna silnika.

Efekt ekonomiczny pracy jednego silnika z mocą znamionową, gdy produkcja energii elektrycznej odbywa się bez skojarzenia z ciepłem wynosi:

$$Z_{SBi} = C_{ei} - \frac{C_{gazj} + S_{zOSD}}{\eta_{el}} \quad (2)$$

Koszt zmienny wyprodukowania ciepła w alternatywnym źródle, tj. kotle węglowym wynosi:

$$K_{PC} = \frac{C_w}{\eta_k} \quad (3)$$

gdzie:

C_w – cena ciepła zawartego w paliwie (w prezentowanych dalej obliczeniach, dla węgla przyjęto 48,57 zł/MWh),

η_k – sprawność kotła węglowego (przyjęto 80%).

3.1. Wariant odniesienia – prowadzenie ruchu obiektu według zapotrzebowania na ciepło

Założono, że klasyczny algorytm prowadzenia ruchu modelowej elektrociepłowni, składającego się silników kogeneracyjnych współpracujących z kotłami węglowymi, polega na utrzymywaniu stabilnej pracy jednego silnika

na poziomie 80% mocy znamionowej w okresie letnim, oraz pracy pełną mocą 2 silników w okresie zimowym. W okresie zimowym kotły węglowe pełnią rolę uzupełniających źródeł szczytowych. Produkcja silników gazowych jest maksymalizowana i jest wynikiem wymuszenia jakim są występujące zapotrzebowania na ciepło w sezonach roku.

3.2. Proponowany algorytm pracy w okresie zimowy

Zakłada się, że w elektrociepłowni silniki gazowe będą wyłączane z produkcji lub ich obciążenia będą redukowane, jeżeli okresowy koszt produkcji przez nie ciepła będzie wyższy niż koszt produkcji ciepła w kotłach węglowych. Przyjmuje się opisane niżej zasady ograniczania produkcji silników gazowych.

Jeżeli w danej dobie koszt produkcji ciepła w silniku gazowym jest wyższy niż w kotle węglowym (4), to następuje wyłączenie jednego silnika:

$$-Z_{sd} \cdot \frac{\eta_{el}}{\eta_c} > K_{PC}, \quad (4)$$

gdzie:

Z_{sd} – średnia marża jednostkowa pierwszego stopnia generowana na pracy silnika z mocą znamionową (bez uwzględnienia przychodów ze sprzedaży ciepła) w całej dobie (okres 24h),

η_{el} – sprawność cieplna silnika.

Jeżeli w okresie pozaszczytowym koszt produkcji ciepła w silniku gazowym jest wyższy niż w kotle węglowym (5), to następuje wyłączenie jednego silnika w tym okresie:

$$-Z_{s_offpeak} \cdot \frac{\eta_{el}}{\eta_c} > K_{PC}, \quad (5)$$

gdzie:

$Z_{s_offpeak}$ – średnia marża jednostkowa pierwszego stopnia na pracy silnika z mocą znamionową (bez uwzględnienia przychodów ze sprzedaży ciepła) w okresie od godziny 23 doby poprzedniej do godziny 7 doby bieżącej;

Jeżeli w danej godzinie doby koszt produkcji ciepła w silniku kogeneracyjnym pracującym z obniżoną mocą, jest wyższy niż w kotle węglowym (6), to następuje redukcja mocy obu silników do poziomu 80% mocy znamionowej:

$$-Z_{si(0,8)} \cdot \frac{\eta_{el}}{\eta_c} > K_{PC}, \quad (6)$$

gdzie:

$Z_{si(0,8)}$ – marża jednostkowa pierwszego stopnia z pracy silnika na 80% mocy znamionowej (bez uwzględnienia przychodów ze sprzedaży ciepła) w i -tej godzinie [zł].

Jeżeli żaden z wymienionych wyżej warunków (4–6) nie został spełniony, to praca obu silników odbywa się z mocą znamionową.

3.3. Proponowany algorytm pracy w okresie letnim

Zakłada się, że latem praca silników gazowych będzie prowadzona w celu wypracowania maksymalnego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej. W tym celu wykorzystane zostaną możliwości akumulacji ciepła w sieci ciepłowniczej oraz okresowa praca bez skojarzenia. Zasady prowadzenia ruchu będą następujące:

- w każdej dobie na podstawie sortowania cen Rynku Dnia Następnego (RDN) dokonuje się planowania pracy silnika z mocą znamionową przez 12 godzin z najwyższymi cenami godzinowymi, a w pozostałych 12 godzinach praca odbywa się na poziomie 60% mocy znamionowej;
- jeżeli jest ekonomicznie uzasadnione ($Z_{SB} > 0$), aby przy braku pełnego zapotrzebowania na ciepło układ kogeneracyjny pracował w pierwszym szczycie doby (godziny 9–15), to oba silniki pracują z mocą znamionową – praca bez skojarzenia;
- jeżeli jest ekonomicznie uzasadnione ($Z_{SB} > 0$), aby przy braku pełnego zapotrzebowania na ciepło układ kogeneracyjny pracował w drugim szczycie doby (godziny 16–22), to oba silniki pracują z mocą znamionową – praca bez skojarzenia.

Należy zaznaczyć, że praca bez skojarzenia będzie wpływać na pogorszenie wskaźnika oszczędności energii pierwotnej PES. Spełnienie określonego poziomu PES jest warunkiem koniecznym uzyskania wsparcia w postaci świadectw pochodzenia (tzw. żółtych certyfikatów). Niezbędna jest zatem dodatkowa, bieżąca analiza w/w wskaźnika, w celu oceny ile energii bez skojarzenia obiekt może wyprodukować w danym okresie rozliczeniowym, aby spełnić kryterium PES. Ogranicza to dopuszczalne okresy pracy bez skojarzenia.

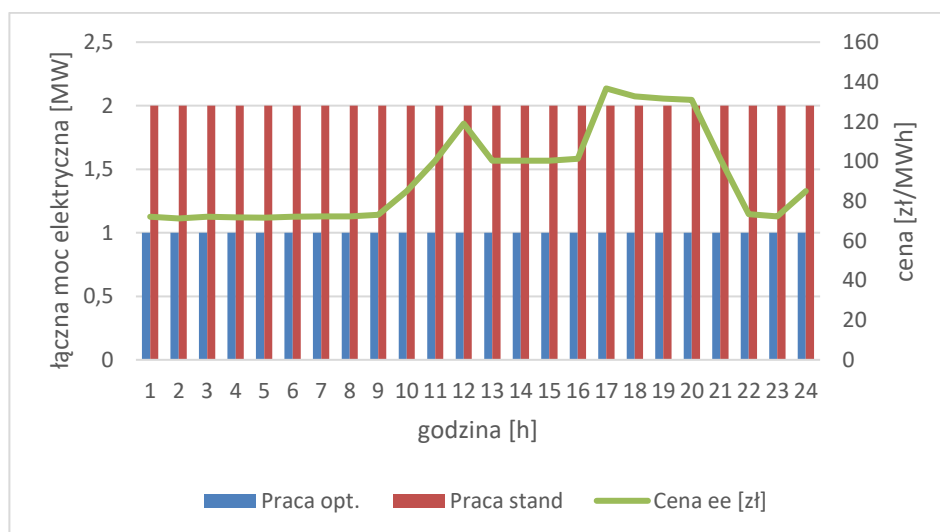
4. Analiza możliwych efektów ekonomicznych zastosowania proponowanego algorytmu prowadzenia ruchu elektrociepłowni dla wybranych dni

Przy próbie praktycznego wykorzystania modelu należy założyć, że decyzje podejmowane są na podstawie cen, które są powszechnie dostępne w danym czasie. W przykładzie obliczeniowym przyjęte zatem, że podejmowanie decyzji o sposobie pracy elektrociepłowni odbywa się na podstawie cen Rynku Dnia Następnego (RDN) prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii (I fixing), natomiast efekt ekonomiczny pracy wyznaczany jest na podstawie cen rozliczeniowych odchyleń sprzedaży (CROs) na Rynku Bilansującym. Podejście to jest uzasadnione tym, że oba rynki wykazują bardzo dużą korelację i są ze sobą silnie powiązane [5].

Przeanalizowano efekty implementacji proponowanego algorytmu prowadzenia ruchu elektrociepłowni bazując na historycznych cenach energii z 2015 roku. Efekty policzono w stosunku do prowadzenia ruchu wg wariantu odniesienia.

4.1. Przykład opłacalności wyłączenia z produkcji jednego z silników w dobie zimowej

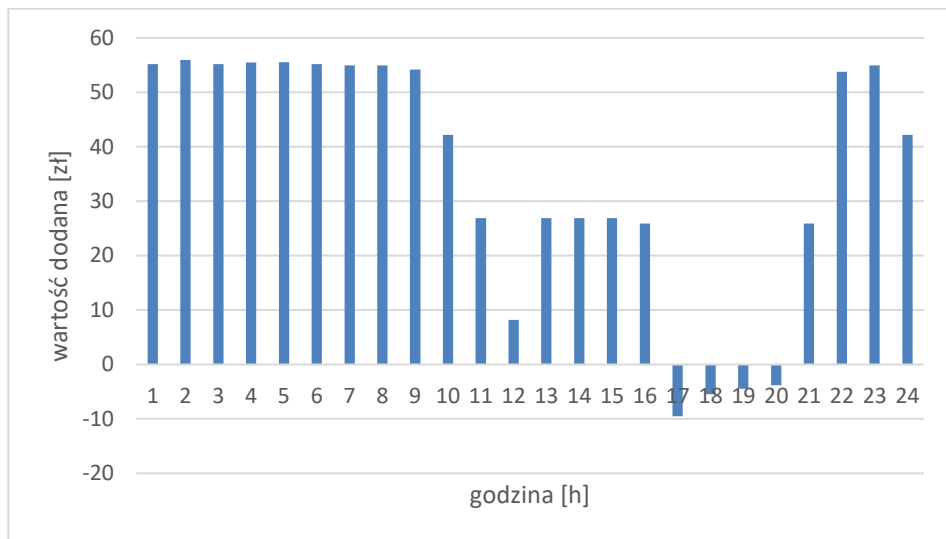
Na rys. 1 i 2 zilustrowano wynik zastosowania proponowanego algorytmu dla danych z 3 stycznia 2015 r. Analiza wykresów prowadzi do wniosku, że w tej dobie wyłączenie z produkcji jednego z silników jest opłacalne (dodatnia wartość dodana na rys. 2) i zastosowanie zaproponowanego algorytmu prowadzenia ruchu przyniesie korzyści w stosunku do wariantu odniesienia.



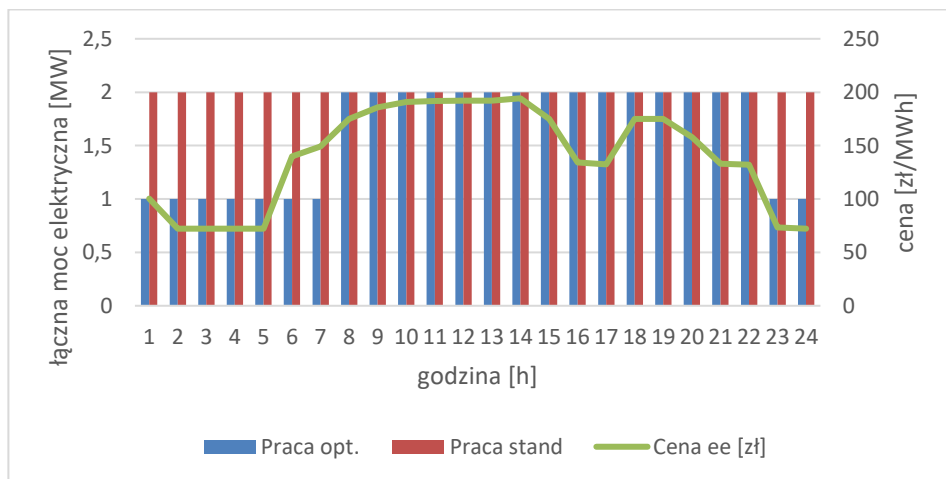
Rys. 1. Algorytm pracy obiektu w dniu 3 stycznia 2015

4.2. Przykład opłacalności wyłączenia z produkcji jednego z silników w okresie pozaszczytowym w dobie zimowej

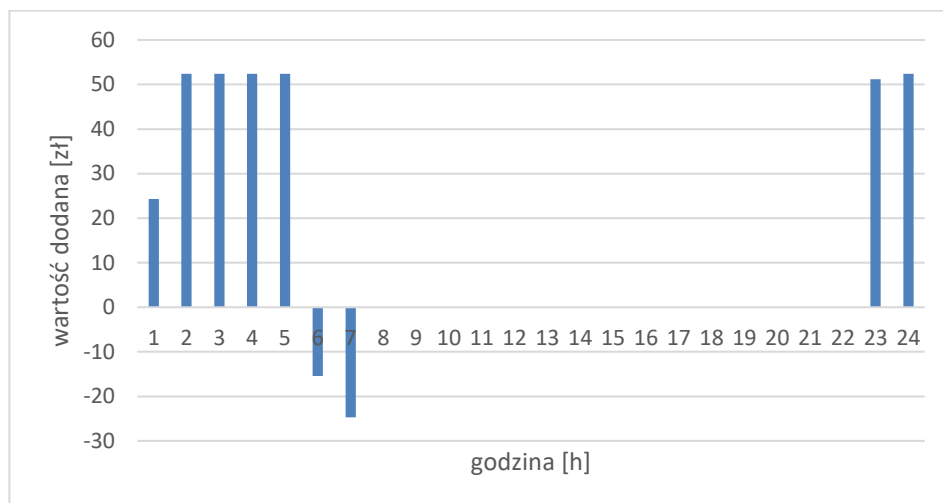
Na rys. 3 i 4 zilustrowano wynik zastosowania proponowanego algorytmu dla danych z 2 marca 2015 r. Analiza wykresów prowadzi do wniosku, że w tej dobie wyłączenie z produkcji jednego z silników w dolinie nocnej jest opłacalne (dodatnia wartość dodana na rys. 4) i zastosowanie zaproponowanego algorytmu prowadzenia ruchu przyniesie korzyści w stosunku do wariantu odniesienia.



Rys. 2. Efekt ekonomiczny implementacji algorytmu w stosunku do wariantu odniesienia w dobie 3 stycznia 2015



Rys. 3. Algorytm pracy obiektu w dniu 2 marca 2015



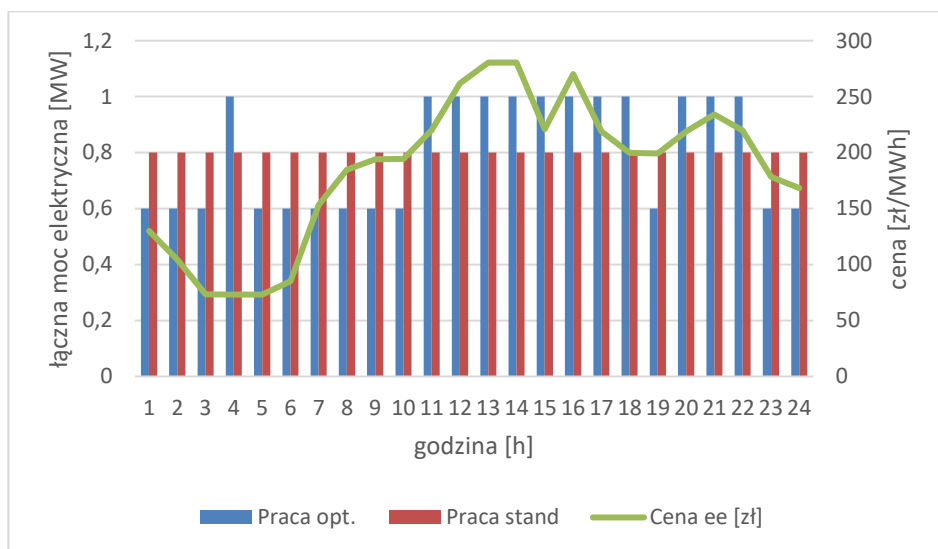
Rys. 4. Efekt ekonomiczny implementacji algorytmu w stosunku do metody klasycznej w dobie 2 marca 2015

4.3. Przykład zarządzania pracą silnika w celu wypracowania maksymalnych zysków ze sprzedaży energii elektrycznej dobie letniej

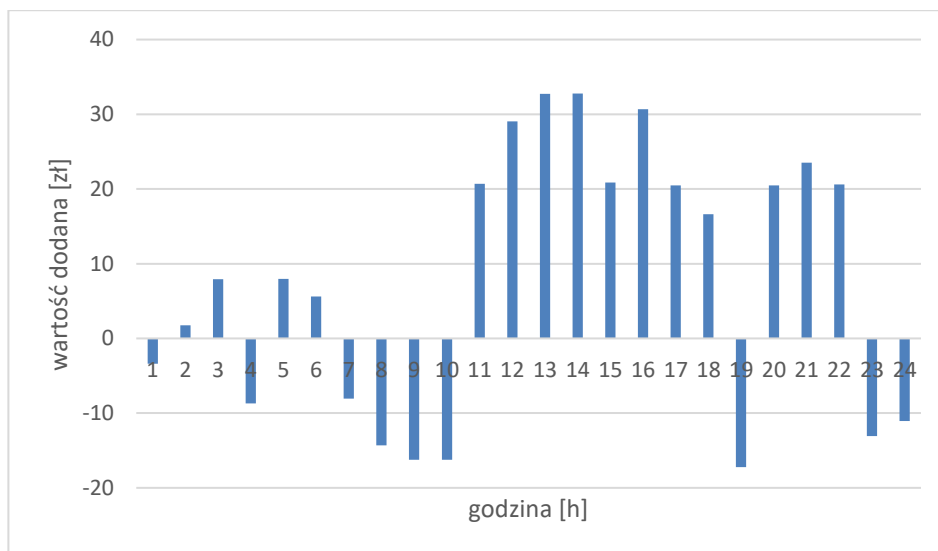
Na rys. 5 i 6 zilustrowano wynik zastosowania proponowanego algorytmu dla danych z 25 maja 2015 r. W dobie tej jest opłacalna maksymalizacja produkcji energii elektrycznej przez silnik w wybranych godzinach doby z największą ceną energii elektrycznej na giełdzie. W pozostałych godzinach doby produkcja jest zaniżana. Dobowe zbilansowanie produkcji ciepła uzyskuje się przez wykorzystanie zdolności akumulacyjnych sieci. Wartości dodane (korzyści z zastosowania proponowanego algorytmu planowania produkcji) przedstawione na rys. 6, pokazują, że w tej dobie zostanie wypracowany zysk w stosunku do wariantu odniesienia.

4.4. Przykład opłacalności pracy jednego z silników bez skojarzenia w okresie letnim

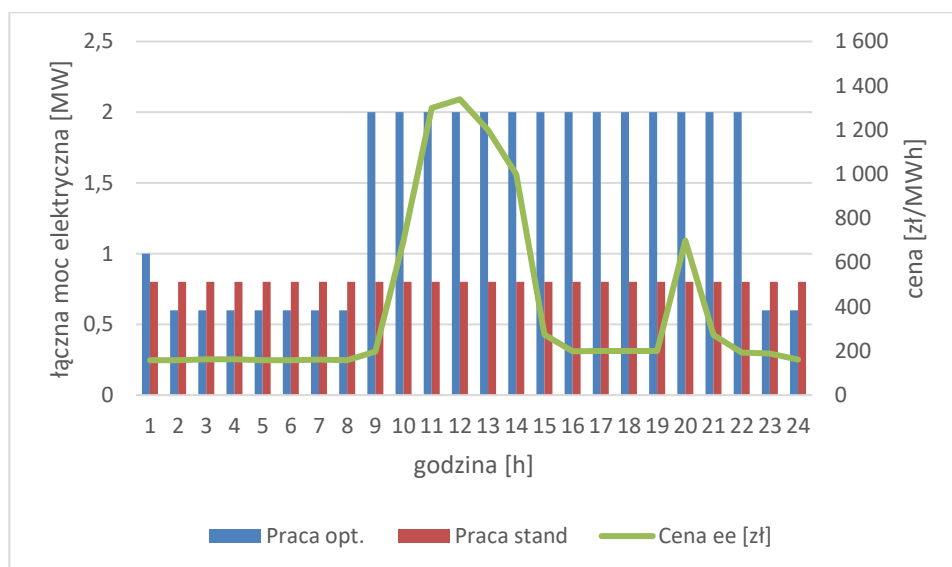
Na rys. 7 i 8 zilustrowano wynik zastosowania proponowanego algorytmu dla danych z 19 września 2015 r. W dobie tej korzystne jest prowadzenie ruchu jednego silnika z wytracaniem ciepła. Dodatni efekt z stosunku do wariantu odniesienia przedstawiony jest na rys. 8.



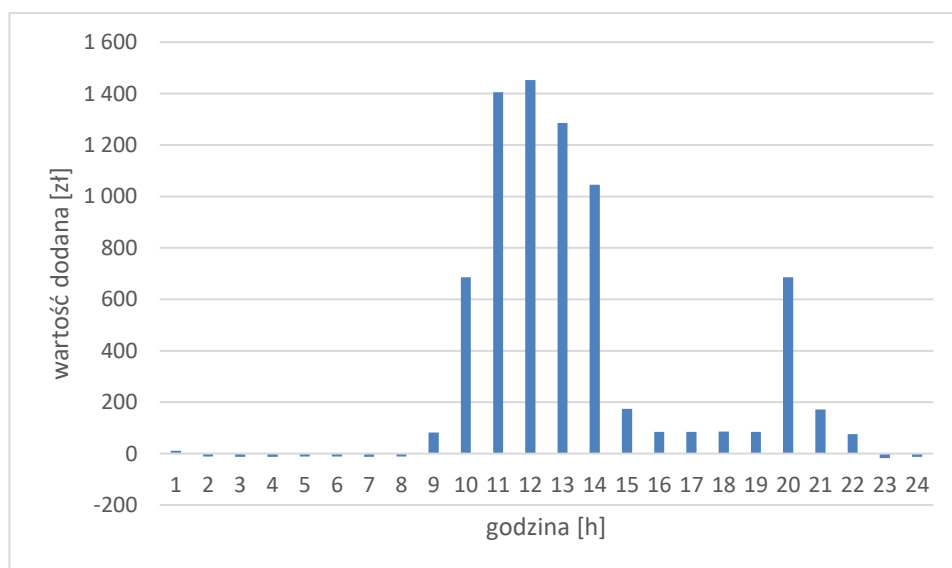
Rys. 5. Algorytm pracy obiektu w dniu 25 maja 2015



Rys. 6. Efekt ekonomiczny implementacji algorytmu w stosunku do metody klasycznej w dobie 25 maja 2015



Rys. 7. Algorytm pracy obiektu w dniu 19 września 2015



Rys. 8. Efekt ekonomiczny implementacji algorytmu w stosunku do metody klasycznej w dobie 19 września 2015

5. Podsumowanie wyników obliczeń

W poprzednim rozdziale przedstawiono wyniki zastosowania proponowanego algorytmu prowadzenia ruchu elektrociepłowni dla wybranych dni. Analogiczną analizę przeprowadzono dla wszystkich dni 2015 r.

Podsumowanie wyników prowadzi do wniosku, że zmiana podejścia do prowadzenia ruchu obiektu w roku 2015 wygenerowałaby ponad 49 tys. zł dodatkowego zysku (tab. 1), co stanowiłoby 4,08 zł/MWh dodatkowej marży jednostkowej (2,6% przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej).

Rozkład zysków nie jest równomierny w poszczególnych kwartałach i miesiącach. Zaproponowany algorytm wykorzystuje zmienność cen rynku hurtowego (gazu i energii), a w szczególności anomalii rozumianych jako istotne odchylenie od średniej rynkowej np. bardzo niskie ceny energii elektrycznej w okresach weekendów i świąt (brak opłacalności produkcji) lub piki cenowe (np. niski poziom rezerw wytwórczych w okresach letnich upałów).

Warto zauważyć, że w 4 kwartale roku, gdy poziom cen był wyjątkowo stabilny, zastosowanie proponowanego algorytmu, nie powoduje ani zmiany harmonogramu pracy silników w stosunku do wariantu odniesienia, ani nie zostaną wypracowane dodatkowe zyski.

Tabela 1

Efekt finansowy implementacji proponowanego algorytmu w roku 2015

Okres	Efekt optymalizacji, zł	Efekt optymalizacji, zł/MWh
Kwartał 1	6 669	1,64
Kwartał 2	11 627	6,55
Kwartał 3	31 135	16,66
Kwartał 4	0	0,00
Rok 2015	49 431	4,08

Biorąc pod uwagę, że w ostatnich latach obserwuje się rosnącą zmienność cen energii elektrycznej wynikającą np. z rosnącego udziału źródeł wiatrowych, których wzmożona produkcja (szczególnie jeżeli ma miejsce w weekendy i święta) powoduje bardzo niskie ceny energii. Przy wolnym odtwarzaniu zdolności produkcyjnych rośnie też powoduje ryzyko występowania niebezpiecznie niskich poziomów operacyjnej rezerwy mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie letnim – rośnie zagrożenie pojawiania się okresowo wysokich cen energii (jak miało to miejsce w analizowanym 2015 r.).

Efekt zastosowania proponowanego algorytmu przeanalizowano także dla danych z roku 2014 (tab. 2). Szczególnie duży efekt był możliwy do osiągnięcia w dobie 10 września 2014 roku, kiedy wykorzystanie silnika kogeneracyjnego, który nie pracuje ze względu na brak zapotrzebowania na ciepło, daje potencjał

do istotnych zysków (ponad 13 tys. zł). Cały rok natomiast zakończyłby się z dodatkowym efektem finansowym na poziomie ponad 200 tys. zł (tab. 2). Dodatkowa marża jednostkowa 17,22 zł/MWh na rynku energii elektrycznej z całą pewnością jest poziomem, który w sposób znaczący (a czasem nawet decydujący) wpływa na rentowność całego obiektu.

Tabela 2

Efekt finansowy implementacji proponowanego algorytmu w roku 2014

Okres	Efekt optymalizacji, zł	Efekt optymalizacji, zł/MWh
Kwartał 1	7 969	2,02
Kwartał 2	73 791	36,90
Kwartał 3	108 138	50,58
Kwartał 4	14 953	3,93
Rok 2014	204 850	17,22

6. Wnioski końcowe

Przedstawiony przykład obliczeniowy wykazuje, że na poprawienie rentowności obiektów kogeneracyjnych w istotny sposób wpływa wykorzystanie ich możliwości regulacyjnych. Szczególnie duży potencjał występuje w przypadku źródeł gazowych ze względu na ich elastyczność, jak również fakt funkcjonowania rynku gazu w oparciu o ceny dobowe. W efekcie charakterystyczna dla rynków towarowych [2] zmienność cen energii i gazu generuje okresy sprzyjające odejściu od standardowego sposobu prowadzenia pracy źródeł kogeneracyjnych.

Dodatkowym efektem odejścia od prowadzenia ruchu małych gazowych układów kogeneracyjnych tylko wg zapotrzebowania na ciepło są potencjalne korzyści dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Praca silników kogeneracyjnych w okresie letnich pików cenowych (kiedy standardowo obiekty te są odstawione lub pracują z niepełnym obciążeniem) przesuwają krzywą podaży, zwiększają poziom rezerw w systemie (tym samym jego bezpieczeństwo), a przy okazji obniżają cenę dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej. Źródła gazowe mogą jednocześnie wypracować dodatkowy zysk.

Literatura

- [1] Bućko P.: Perspektywy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce; Rynek Energii, nr 3/2015.
- [2] Bućko P., Sadowska I., Miller A.: Analiza funkcjonowania polskiego rynku energii elektrycznej w okresie wprowadzenia stopni zasilania w 2015 roku; Rynek Energii, nr 2/2016.
- [3] Jaskólski M., Bućko P.: MARKAL long-term power generation scenarios for Poland: Increasing the share of renewable energy sources by 2040; Rynek Energii, nr 2(117)/2015.
- [4] Bućko P.: Kogeneracja gazowa w nowych uwarunkowaniach po implementacji dyrektywy europejskiej; Rynek Energii, nr 4(71)/2007.
- [5] Mordasiewicz Ł.: Price Forecasting in the Balancing Mechanism. Rynek Energii, nr 3(94)/2011.
- [6] Weron R., Modeling and forecasting electricity loads and prices. A statistical Approach, John Willey&Sons, 2006.
- [7] EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. Komisja Europejska 2013.

Józef PASKA, Tomasz SURMA

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, CEZ Polska

WYKORZYSTANIE ODNAWIALNYCH ZASOBÓW ENERGII W KRAJACH UNII EUROPEJSKIEJ – STAN OBECNY ORAZ PERSPEKTYWY REALIZACJI CELÓW ROKU 2020

Dyrektywa 2009/28/UE w sprawie promocji energii ze źródeł odnawialnych ustaliła obowiązkowe cele dla produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do roku 2020 dla wszystkich krajów członkowskich Unii Europejskiej [1]. W wielu krajach energetyka odnawialna dyktuje rozwój sektora elektroenergetycznego i stanowi filar polityki energetycznej. Komisja Europejska wskazuje, że w ostatnich latach inwestycje związane z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych stanowiły ponad 85% wszystkich inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej. Kraje członkowskie wprowadziły zróżnicowane mechanizmy wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii, które z różną efektywnością wpływają na realizację indywidualnych celów. Komisja Europejska monitoruje postępy realizacji celów oraz bierze aktywny udział w kształtowaniu mechanizmów wsparcia w procesie notyfikacji krajowych regulacji oraz akceptacji udzielanej pomocy publicznej dla tych źródeł. Polska, obok innych krajów także dokonuje notyfikacji ustawy o odnawialnych źródłach energii. Podlega także, podobnie jak i inne kraje cyklicznej ocenie realizacji celu rozwoju odnawialnych źródeł energii.

1. Stan obecny wykorzystania odnawialnych zasobów energii

Według ostatnich danych Eurostatu udział energii wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych zasobów energii w końcowym zużyciu energii brutto wyniósł 17% w 2016 roku [2, 11]. Tym samym odnotowano wzrost, o prawie 10 punktów procentowych, wytwarzania energii z wykorzystaniem tych źródeł od roku 2004, kiedy Polska wraz z innymi krajami dołączyła do Unii Europejskiej. Warto podkreślić, że cele te są realizowane w elektroenergetyce – wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, ciepłownictwie – wytwarzanie ciepła i chłodu z zasobów odnawialnych oraz w sektorze transportu, przez wprowadzenie do paliw transportowych minimalnego 10% udziału biopaliw transportowych.

Kraje członkowskie realizują w tej dekadzie indywidualne cele obowiązkowe, które mają przysłużyć się realizacji celu dla całej wspólnoty,

ustalone podczas negocjacji zapisów dyrektywy 2009/28/UE w sprawie promocji energii ze źródeł odnawialnych. Na bazie dyrektywy kraje członkowskie przyjęły Krajowe Plany Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, gdzie wskazano, między innymi, szczegółowe plany rozwoju energetyki odnawialnej na poszczególne lata oraz środki jakimi cele te będą realizowane [6].

Dane statystyczne wskazują, że udział energii wytworzonej z odnawialnych zasobów energii rośnie znacząco w 15 z 28 krajów członkowskich. Liderem w zakresie wytwarzania energii z wykorzystaniem zasobów odnawialnych jest Szwecja, w której udział ten wynosi 54%, wyprzedzając Finlandię z udziałem 39%, Łotwę – 37%, Austrię – 33% i Danię 32%. Najmniejszy wzrost, jak do tej pory, odnotowano w Luksemburgu – udział 5% oraz na Maltie i w Holandii z udziałem po 6%.

Kraje członkowskie wdrażając cele dyrektywy w sprawie promocji energii ze źródeł odnawialnych posiadały różne punkty startowe realizacji celów, różny potencjał oraz stan rozwoju gospodarki. Przyjęły także zróżnicowane mechanizmy wsparcia rozwoju tych źródeł. To w rezultacie wpłynęło na różny poziom realizacji celów roku 2020. Obecnie 11 krajów członkowskich spełniło już swoje cele. Są to Bułgaria, Chorwacja, Dania, Estonia, Finlandia, Litwa, Republika Czeska, Rumunia, Szwecja, Węgry i Włochy. Austria jest tuż przed osiągnięciem celu. Z drugiej strony, Holandia, Francja, Irlandia, Wielka Brytania i Luksemburg z pewnością będą miały problemy z realizacją celów.

Już dzisiaj pomiędzy niektórymi krajami odbywa się tak zwany transfer statystyczny energii ze źródeł odnawialnych, dopuszczony zapisami dyrektywy, dzięki któremu kraje członkowskie mogą zabezpieczyć realizację swojego celu. Pierwsze takie porozumienie, pomiędzy Litwą a Luksemburgiem, podpisano w 2017 roku. Zgodnie z nim, Litwa ma w latach 2018–2020 odsprzedać do Luksemburga nadwyżki swojej energii wytworzonej w źródłach odnawialnych w wysokości ok. 700 GWh. Jest to pierwszy taki przypadek, gdy dwa państwa członkowskie Unii Europejskiej zgodziły się na statystyczne przekazywanie energii wyprodukowanej z odnawialnych zasobów energii. Jak wskazano wyżej sytuacja Litwy i Luksemburga jest diametralnie różna pod względem wykonania celu na 2020 rok. Dla Litwy dyrektywa zakłada osiągnięcie celu na poziomie 23%. Według danych Eurostat wskaźnik ten osiągnięto już w 2014 roku, a obecnie wynosi on ponad 25%. Natomiast cel dla Luksemburga to 11%, podczas gdy w roku 2016 realizacja wskazuje na osiągnięcie udziału na poziomie ok. 5%. Niezrealizowanie przez państwo członkowskie celu, zgodnie z ustaleniami dyrektywy wiąże się z możliwością nałożenia na ten kraj kary przez Komisję Europejską. Kary można uniknąć stosując właśnie transfer statystyczny energii wytworzonej z zasobów odnawialnych z kraju posiadającego jej nadwyżkę, do kraju, który bez takiego transferu nie wypełniłby swojego zobowiązania. Wartość transakcji transferu pomiędzy Litwą a Luksemburgiem nie została podana do publicznej wiadomości. Instytut Energii

Odnawialnej szacuje, że koszt transferu statystycznego może wynieść nawet 100 EUR/MWh. Mechanizm transferu statystycznego został także wdrożony do polskiego prawodawstwa, w ustawie o odnawialnych źródłach energii.

W tabeli 1 przedstawiono udział energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w końcowym zużyciu energii brutto w poszczególnych krajach Unii Europejskiej [2].

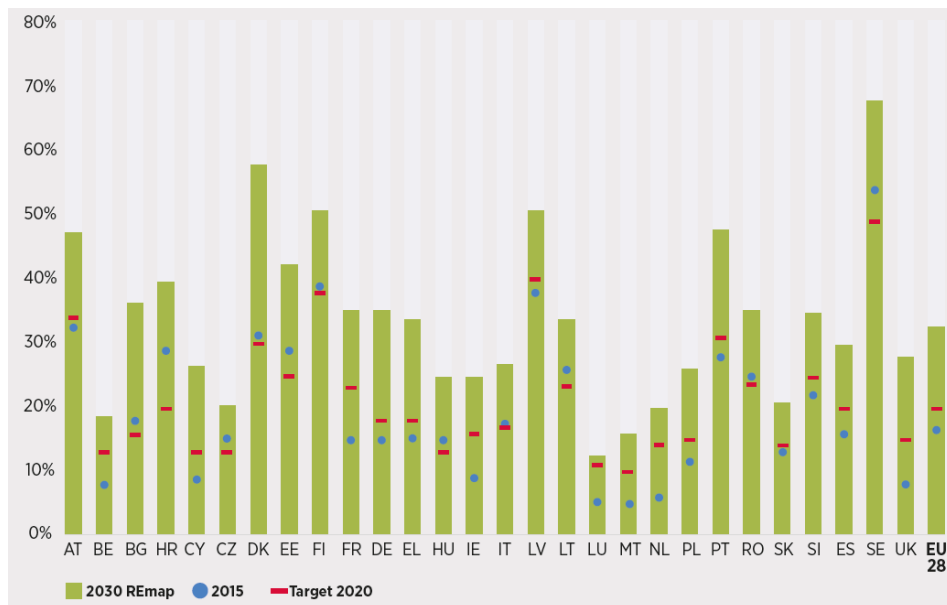
Tabela 1

Udział energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w końcowym zużyciu energii brutto w krajach Unii Europejskiej

Kraj	2004	2013	2014	2015	2016	Cel na rok 2020
Belgia	1,9	7,5	8,0	7,9	8,7	13
Bułgaria	9,4	19,0	18,0	18,2	18,8	16
Republika Czeska	6,8	13,8	15,0	15,0	14,9	13
Dania	14,9	27,4	29,6	31,0	32,2	30
Niemcy	5,8	12,4	13,8	14,6	14,8	18
Estonia	18,4	25,6	26,3	28,6	28,8	25
Irlandia	2,4	7,7	8,7	9,2	9,5	16
Grecja	6,9	15,0	15,3	15,4	15,2	18
Hiszpania	8,4	15,3	16,1	16,2	17,3	20
Francja	9,5	14,1	14,7	15,1	16,0	23
Chorwacja	23,5	28,0	27,8	29,0	28,3	20
Włochy	6,3	16,7	17,1	17,5	17,4	17
Cypr	3,1	8,1	8,9	9,4	9,3	13
Łotwa	32,8	37,1	38,7	37,6	37,2	40
Litwa	17,2	22,7	23,6	25,8	25,6	23
Luksemburg	0,9	3,5	4,5	5,0	5,4	11
Węgry	4,4	16,2	14,6	14,4	14,2	13
Malta	0,1	3,7	4,7	5,0	6,0	10
Holandia	2,0	4,8	5,5	5,8	6,0	14
Austria	22,5	32,4	33,0	32,8	33,5	34
Polska	6,9	11,4	11,5	11,7	11,3	15
Portugalia	19,2	25,7	27,0	28,0	28,5	31
Rumunia	16,3	23,9	24,8	24,8	25,0	24
Słowenia	16,1	22,4	21,5	21,9	21,3	25
Słowacja	6,4	10,1	11,7	12,9	12,0	14
Finlandia	29,2	36,7	38,7	39,2	38,7	38
Szwecja	38,7	52,0	52,5	53,8	53,8	49
Wielka Brytania	1,1	5,7	7,0	8,5	9,3	15
UE	8,5	15,2	16,1	16,7	17,0	20

Opublikowane w lutym 2018 wyniki wspólnych badań Komisji Europejskiej oraz Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej wskazują, że Unia Europejska osiągnie przewidywane cele na rok 2020, pomimo znacznego zróżnicowania w realizacji celów krajowych [3]. Raport wskazuje także, że Unia Europejska w kolejnej dekadzie może podwoić produkcję ze źródeł odnawialnych z obecnych 17% do 34% w roku 2030 (rys. 1). Wskazano, że energetyka odnawialna dalej będzie stanowić znaczące narzędzie dla redukcji

emisji gazów cieplarnianych a biomasa, energetyka wiatrowa oraz źródła fotowoltaiczne będą odgrywać istotną rolę wśród wszystkich technologii źródeł odnawialnych.



Rys. 1. Udział energii ze źródeł odnawialnych w krajach UE w roku 2015, cele na rok 2020 i potencjał roku 2030 [3]

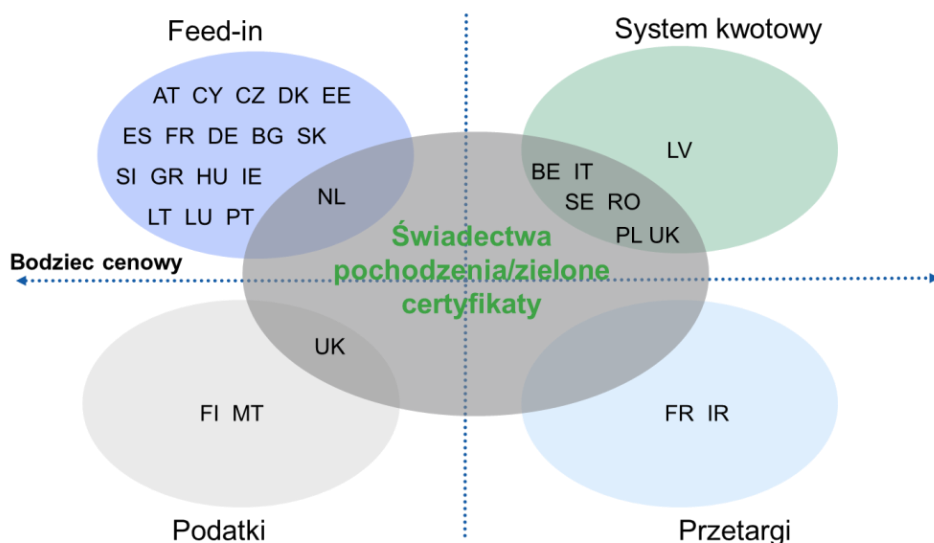
2. Mechanizmy wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii

Dla rozwoju energetyki odnawialnej do roku 2020 kraje członkowskie przyjęły różne mechanizmy wsparcia, często bazując na doświadczeniach w realizacji celów indykatywnych do roku 2010, wskazanych w dyrektywie 2001/77/WE w sprawie promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na rynku energii [8]. W większości przypadków, początkowe systemy wsparcia nie zostały zmienione a jedynie wzmocnione. W okresie tym można było wyodrębnić dwa podstawowe, decydujące czynniki – bodziec finansowy oraz bodziec ilościowy – które determinowały rozwój energetyki odnawialnej w krajach Unii Europejskiej. Wyodrębnić przy tym można dwa bezpośrednie mechanizmy wsparcia, które po latach ewaluacji dominowały w początkowym okresie w Europie: tzw. system feed-in, taryf gwarantowanych, w którym producent energii otrzymuje określoną, zazwyczaj w prawie, cenę za wytworzoną energię. Tzw. system bonusów (system premium) jest pewną odmianą systemu feed-in, tzn. w tym systemie producent energii otrzymuje dodatkowe środki finansowe do sprzedanej po cenie rynkowej energii

elektrycznej. W drugim z systemów nałożono na pewne podmioty zobowiązania do zakupu określonej ilości energii ze źródeł odnawialnych. Równie często ten system kwotowy jest powiązany z systemem zielonych certyfikatów [8].

Dodatkowo, niektóre kraje w przeszłości stosowały inne wsparcie, jak np. w Irlandii system przetargów, który obecnie staje się systemem powszechnym w wielu krajach Unii Europejskiej. Warto także dodać, że w Finlandii system wsparcia bazuje na podatkach nałożonych na paliwa kopalne oraz był wspomagany przez system feed-in. Generalnie, w Skandynawii system podatków nałożonych na paliwa kopalne jest elementem wspomagającym rozwój energetyki odnawialnej.

Na rysunku 2 przedstawiono systemy wsparcia energetyki odnawialnej jakie zostały wdrożone na początku tej dekady w krajach Unii Europejskiej.



Rys. 2. Systemy wsparcia wdrożone w krajach Unii Europejskiej

W dekadzie tej obserwuje się dynamiczne zmiany w relacjach kosztowych oraz komercjalizację niektórych technologii źródeł odnawialnych. W tym czasie w Niemczech, Hiszpanii i Republice Czeskiej nastąpiło istotne obniżenie taryfy gwarantowanej. Z dzisiejszego punktu widzenia stawki taryfy gwarantowanej dla źródeł fotowoltaicznych na poziomie 150–350 EUR/MWh były szczególnie wysokie. W niektórych krajach, które zostały znacząco dotknięte kryzysem finansowym, który przetoczył się także przez Unię Europejską na początku tej dekady wsparcie dla energetyki odnawialnej, także z tego powodu, ograniczono albo wręcz wstrzymano – jak miało to miejsce na przykład w Hiszpanii. W niektórych krajach, w których cel roku 2020 już osiągnięto także ograniczono wsparcie dla dalszego rozwoju tych źródeł, na przykład w Republice Czeskiej.

W wielu krajach w ostatnim czasie dokonano zmiany systemu wsparcia na bardziej rynkowy, oparty na systemie aukcyjnym. Działania takie podjęto na bazie zaleceń Komisji Europejskiej oraz wyników analiz rozwoju rynku energii oraz sposobu udzielania pomocy publicznej. W roku 2015 Komisja Europejska opublikowała nowe Wytyczne dozwolonej pomocy publicznej dla energetyki i ochrony środowiska [5]. Wytyczne te znacząco zmieniły dotychczasowe podejście do wsparcia udzielanego poszczególnym gałęziom sektora, w tym dla energetyki odnawialnej. Wytyczne wskazały, że preferowanym systemem wsparcia dla rozwoju energetyki odnawialnej są mechanizmy rynkowe, pozwalające na rzeczywiste odzwierciedlenie niezbędnego wsparcia, szczególnie uwzględniające obniżanie się kosztów poszczególnych technologii oraz zmianę uwarunkowań rynkowych. Wskazano dodatkowo, że dozwolone będą jedynie dotacje dla technologii innowacyjnych i rozwijających się, które mogą w przyszłości, w sposób uzasadniony kosztowo przyczynić się do rozwoju energetyki odnawialnej i zwiększyć potencjał wykorzystania zasobów odnawialnych. Komisja analizując dotychczasowe zachowania podmiotów na rynku energii wskazała, że z jednej strony konkurencja na rynku energii umożliwiła utrzymanie cen hurtowych energii elektrycznej na stabilnym poziomie w porównaniu z rosnącymi cenami paliw kopalnych ale jednocześnie rosnąca produkcja energii elektrycznej w dotowanych źródłach odnawialnych, które dodatkowo korzystają z regulacji pierwszeństwa odbioru i przesyłu energii, odegrała w tym procesie znaczną rolę. Jednocześnie koszty systemów wsparcia dla źródeł odnawialnych wpłynęły na zwiększenie cen detalicznych energii.

Na bazie takich przesłanek wskazano system aukcyjny, w którym inwestorzy konkurują o jak najniższą cenę lub wielkość dopłaty do ceny energii, jako najbardziej preferowany. Na tej podstawie po roku 2015 (oraz już wcześniej) w wielu krajach podjęto prace nad zmianą systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Prace te intensywnie prowadzono w Wielkiej Brytanii, Polsce oraz w Niemczech, a dotychczasowe doświadczenia wskazują, że najefektywniej system ten, choć nie bez problemów, wdrożono w Niemczech.

Duże nadzieje z system aukcyjnym są związane także z obecnymi pracami nad zmianą ustawy o odnawialnych źródłach energii, która jest procedowana w Parlamencie. Inwestorzy z niecierpliwością czekają na przyjęcie tej ustawy oraz organizację dedykowanych aukcji w Polsce.

Proponowana polityka energetyczna Unii Europejskiej na lata 2020–2030 nie pozostawia wątpliwości co do prowadzenia dalszych działań wzmacniających konkurencję na rynku energii, w tym także konkurencję i urynkawianie się technologii źródeł odnawialnych. Już dzisiaj przesądzono, że energetyka odnawialna może konkurować na rynku energii z innymi źródłami wytwórczymi. Tym samym bezpodstawne staje się utrzymanie regulacji o obowiązkach zakupu energii ze źródeł odnawialnych, pierwszeństwie dostępu do sieci oraz pierwszeństwie przesyłu i dystrybucji tej energii. Co więcej

Komisja wskazała w Wytycznych, że dotacje dla rozwiniętych technologii, w tym dla źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii należy znieść w latach 2020–2030 [5].

3. Prace nad „Pakiem Zimowym” a przyszłość energetyki odnawialnej

Do chwili obecnej pomiędzy Parlamentem Europejskim, Komisją Europejską i Radą Unii Europejskiej trwają negocjacje nad przyjęciem dyrektyw wdrażających oraz innych dokumentów i regulacji, które zostały opublikowane w ramach tzw. „Pakietu Zimowego”, łącznie z dokumentem przewodnim, opublikowanym w 2016 roku, pod nazwą „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” [4]. W projektach tych Komisja Europejska wskazuje uzasadnienie i realizację podjętych przez przywódców krajów członkowskich postanowień w zakresie celów politycznych dla energetyki do roku 2030. W szczególności propozycje tych regulacji dotyczą wspólnego rynku energii, efektywności energetycznej, odnawialnych źródeł energii, bezpieczeństwa dostaw energii i zasad zarządzania Unią Energetyczną. Równocześnie były prowadzone i są kontynuowane prace nad zmianami w systemie handlu uprawnieniami do emisji, w sprawie nowych standardów emisji, tzw. BREF BAT, bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, wzmocnienia połączeń transgranicznych oraz modelu wspólnotowego rynku energii. Te nowe przyjęte regulacje będą dotyczyć realizacji polityki w horyzoncie po 2020 roku i będą kształtować otoczenie dla rozwoju przedsiębiorstw energetycznych w tym okresie, także tych działających w Polsce [9–10, 12].

Komisja Europejska wskazuje, że w ostatnich latach inwestycje związane z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych stanowiły ponad 85% wszystkich inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej. Wprowadzenie nowych regulacji, zdaniem Komisji, powinno utrwalić ten trend oraz dać dalszy impuls dla rozwoju małych, rozproszonych źródeł wykorzystujących zasoby odnawialne, przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, w tym źródeł instalowanych u odbiorców energii.

Proponowana zmiana dyrektywy o odnawialnych źródłach energii jest realizacją postanowień Rady Europejskiej, która ustanowiła 27% cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii w UE do 2030 roku. Cel ten jest celem wiążącym na poziomie UE, ale nie przekłada się na cele obowiązujące na poziomie państw członkowskich, jak ma to miejsce w obecnej dekadzie. Aby wspólnie osiągnąć cel ustanowiony dla UE, poszczególne kraje będą deklarowały swój wkład w opracowywanych zintegrowanych krajowych planach w zakresie energii i klimatu, które stanowią element mechanizmu zarządzania Unią energetyczną. Plany te będą podlegać notyfikacji Komisji Europejskiej, a Komisja będzie mieć możliwość zlecenia rewizji tych planów, jeżeli uzna, że wysiłek i ambicje wskazane przez państwo

członkowskie są niewystarczające dla osiągnięcia celu wspólnotowego. Obecnie, szczególnie ze strony Parlamentu Europejskiego są wysuwane postulaty o potrzebie zwiększenia tego celu, nawet do poziomu 35% oraz ustanowieniu celów dla poszczególnych krajów członkowskich jako obligatoryjnych. Z pewnością obszar celów dla energetyki odnawialnej do roku 2030 będzie podlegać istotnym negocjacjom w procesie trialogu pomiędzy Parlamentem a Radą Unii Europejskiej, która reprezentuje głosy krajów członkowskich.

Równocześnie Komisja Europejska zaproponowała w projekcie dyrektywy wprowadzenie rynkowych zasad integracji odnawialnych źródeł energii, na zasadzie równoprawnego i niedyskryminującego dostępu do rynku energii oraz sieci przesyłowej i dystrybucyjnej energii, Nowe regulacje zniosą obowiązki priorytetowego dostępu do sieci oraz nakładają na operatorów instalacji wykorzystujących zasoby odnawialne obowiązek ponoszenia kosztów bilansowania produkcji, Także wsparcie, jakie jest udzielane wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii, powinno być rozdzielane na zasadach rynkowych, promując konkurencję pomiędzy poszczególnymi technologiami, Dodatkowo, wysokość udzielonego wsparcia powinna w najniższym możliwym stopniu obciążać koszty dla odbiorców końcowych. Wydaje się, że rozwiązania te znalazły już duże poparcie wśród krajów członkowskich w dotychczasowym procesie negocjacji tej dyrektywy i zapewne znajdą się także w wersji końcowej.

Dyrektywa wprowadza obowiązek otwarcia mechanizmów wsparcia dla źródeł wytwórczych zainstalowanych w innych krajach Unii Europejskiej, W latach 2020–2025 udział dla tych zagranicznych źródeł wytwórczych powinien być zagwarantowany na poziomie 10% nowej mocy wspieranej systemami wsparcia, a od 2026 ten udział powinien wzrosnąć do 15%, To nowe podejście ma stymulować harmonizację mechanizmów wsparcia oraz promować współpracę transgraniczną, w tym wspólny rynek energii elektrycznej.

Dla ograniczenia barier administracyjnych, projekt dyrektywy zobowiązuje państwa członkowskie do wdrożenia od 2021 roku scentralizowanego punktu kontaktowego, w którym inwestorzy będą mogli przeprowadzić całą procedurę administracyjną, związaną z uzyskiwaniem wszystkich niezbędnych pozwoleń dla uruchomienia instalacji wykorzystującej odnawialne zasoby energii.

W nowej dyrektywie większy nacisk zostaje położony na produkcję ciepła i chłodu w źródłach odnawialnych. Projekt dyrektywy nakłada na państwa członkowskie obowiązek wprowadzenia mechanizmów, które będą przyczyniać się do corocznego wzrostu o 1 punkt procentowy produkcji ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych. Operatorzy sieci dystrybucji ciepła, szczególnie tzw. systemów nieefektywnych energetycznie, będą wystawieni na większą konkurencję. Projekt dyrektywy wskazuje na konieczność informowania odbiorców ciepła o udziale ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz efektywności systemów ciepłowniczych. Dla systemów nieefektywnych energetycznie kraje członkowskie mają wprowadzić możliwość odłączania się indywidualnych odbiorców ciepła oraz umożliwić im wykorzystanie

indywidualnych rozwiązań zasilania w ciepło z odnawialnych źródeł energii. Z drugiej strony projekt dyrektywy zobowiązuje do wprowadzenia niedyskryminujących zasad przyłączania do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła wykorzystujących zasoby odnawialne.

4. Wnioski

1. Ambicją Unii Europejskiej jest aby w 2020 roku 20% końcowego zużycia energii brutto pochodziło ze źródeł odnawialnych. Ten wspólnotowy cel podzielono pomiędzy poszczególne kraje członkowskie, przypisując im w dyrektywie 2009/28/WE zobowiązujące ramy dla promowania energii ze źródeł odnawialnych.
2. Wspólnotowa oraz krajowe polityki w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych dość często budzą kontrowersje oraz są przyczyną dyskusji dotyczących korzyści i kosztów rozwoju energetyki odnawialnej. Jej podłożem są między innymi częste rozbieżności interesów prywatnych i publicznych. Nie ma wątpliwości, że na obecnym poziomie rozwoju niektóre technologie odnawialnych źródeł energii są kosztowne, a bez wsparcia energetyka odnawialna nie byłaby w stanie konkurować z funkcjonującymi w systemie elektroenergetycznym źródłami wytwarzania energii. Niemniej jednak błędnym jest stwierdzenie, że rozwój energetyki odnawialnej wiąże się tylko z kosztami i zwiększeniem rachunku za energię dla odbiorców końcowych.
3. Istnieje potencjał obniżenia kosztów technologii źródeł wytwórczych wykorzystujących zasoby odnawialne. Koszty jednostkowe wytwarzania energii są uzależnione od uwarunkowań lokalnych oraz potencjału odnawialnych zasobów energii.
4. Rozwój energetyki odnawialnej niesie za sobą korzyści gospodarcze, środowiskowe oraz społeczne. Dla poprawnej oceny, jest wskazana pełna analiza korzyści i kosztów rozwoju energetyki odnawialnej w warunkach Polski, która może wesprzeć decyzje polityczne oraz przygotowanie nowych dokumentów strategicznych rozwoju gospodarki i energetyki.
5. Obecnie w kilku krajach trwają prace nad ewolucją systemów wsparcia dla optymalizacji rozwoju energetyki odnawialnej oraz kosztów ponoszonych przez odbiorców energii. Także w Polsce jest przygotowywana zmiana ustawy o odnawialnych źródłach energii, w której przewidziano wdrożenie konkurencyjnego, aukcyjnego mechanizmu wsparcia dla rozwoju energetyki odnawialnej. Inwestorzy z dużym zniecierpliwieniem wyczekują na realizację tego mechanizmu.

Literatura

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- [2] Eurostat Press Office: Renewable energy in the EU, Brussels, 25 January 2018.
- [3] International Renewable Energy Agency and European Commission: Renewable Energy Prospects for the European Union, February 2018.
- [4] Komisja Europejska: Komunikat Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego – Czysta energia dla wszystkich Europejczyków. Bruksela, listopad 2016.
- [5] Komunikat Komisji Europejskiej: Wytoczne w sprawie pomocy na ochronę środowiska i cele związane z energią na lata 2014–2020. Bruksela, 28 czerwca 2015.
- [6] Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki 2010.
- [7] Paska J., Surma T.: Koszty i korzyści rozwoju energetyki odnawialnej. XIX Konferencja Naukowo-Techniczna „Rynek energii elektrycznej: nowe regulacje prawne a rzeczywistość”. Kazimierz Dolny, 7–9 maja 2013.
- [8] Paska J. Surma T.: Polityka energetyczna Polski na tle polityki energetycznej Unii Europejskiej. Polityka energetyczna. Tom 16, Zeszyt 4, 2013.
- [9] Paska J., Surma T.: Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej na funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych w Polsce. Rynek Energii. Nr 2 (123), 2016.
- [10] Paska J., Surma T.: „Pakiet zimowy” Komisji Europejskiej a kierunki i realizacja polityki energetycznej do 2030 roku. Rynek Energii. Nr 2 (129), 2017.
- [11] Renewable energy in Europe 2017. Recent growth and knock-on effects. EEA Report No 3/2017.
- [12] Szurlej A., Mirowski T., Kamiński J.: Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w kontekście założeń polityki energetycznej. Rynek energii. Nr 1/2013.

Artur PAŹDZIOR
Politechnika Lubelska

POTENCJALNE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA PRZEDSIĘBIORSTW ELEKTROENERGETYCZNYCH W POLSCE

1. Wprowadzenie

Zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie wraz z rozwojem gospodarczym. Dlatego sektor elektroenergetyczny ma strategiczne znaczenie dla rozwoju gospodarki kraju, jak i poziomu życia jego obywateli. We współczesnym świecie energia elektryczna stała się dobrem publicznym, „a jej dostępność istotnym warunkiem brzegowym określającym jakość życia ludności”[8].

Sektor energetyki należy do najbardziej kapitałochłonnych sektorów gospodarczych. Jego rozwój wymaga nie tylko wysokich nakładów inwestycyjnych, lecz również długiego okresu. Inwestycje w elektroenergetyce są czasochłonne. Inwestycje mogą mieć charakter rozwojowy lub odtworzeniowo-modernizacyjny. Zgodnie z obecnym planem Ministerstwa Energii należy wycofać z użytkowania bloki energetyczne o mocy 17,3 GW oraz zmodernizować bloki o mocy 5,7 GW. Obecnie w budowie znajdują się bloki energetyczne o mocy 5,8 GW [18].

W polskim sektorze elektroenergetycznym zapotrzebowanie na jeden i drugi rodzaj inwestycji jest duży. Wynika on z jednej strony z rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, z drugiej natomiast z postępującej dekapitalizacji aparatu wytwórczego w elektrowniach konwencjonalnych [7], jak również z konieczności unowocześniania technologii węglowych. W latach 2000–2015 zużycie energii elektrycznej w Polsce wzrosło o 14,5%, przy 60% wzroście PKB¹. Niższe tempo przyrostu zużycia energii elektrycznej jest rezultatem coraz niższej energochłonności maszyn i urządzeń napędzanych tą energią oraz niższej energochłonności obiektów budowlanych.

Zakres i struktura inwestycji oraz tempo ich realizacji zdeterminowane są długofalowym programem rozwoju branży (strategią) oraz możliwościami finansowymi. Obecnie polski rząd nie posiada jednoznacznie określonej strategii rozwoju energetyki [17]. Jest to spowodowane z jednej strony dążeniem do

¹ Obliczenia własne na podstawie danych *Rocznika Statystycznego Rzeczypospolitej Polskiej 2016*, GUS, Warszawa 2016, s. 54–55 i 59–60.

utrzymania dominującej roli węgla w produkcji energii elektrycznej, z drugiej natomiast dążeniem UE do ograniczenia do minimum udziału surowców kopalnych w tejże produkcji. Te ostatnie wynikają z wymagań związanych z polityką klimatyczną UE, która preferuje produkcję energii elektrycznej w oparciu o źródła odnawialne. Ostatnie projekty dyrektyw i rozporządzeń unijnych z tzw. *pakietu zimowego* limit emisji CO₂ do poziomu 550 kg/MWh i wzrostu odpłatności za przekroczenie tego limitu spowodowałyby konieczność wyeliminowania bloków energetycznych opartych na węglu brunatnym i rezygnacji z budowy siłowni na węgiel kamienny.

Zarysowane problemy związane z funkcjonowaniem i rozwojem produkcji energii elektrycznej w Polsce wskazują nie tylko na duże potrzeby inwestycyjne w tym sektorze, lecz również na wysokie zapotrzebowanie na środki pieniężne, niezbędne do sfinansowania przedsięwzięć koniecznych do dostosowania polskiej energetyki do wymagań współczesności. Celem artykułu jest ocena możliwości sfinansowania potrzeb inwestycyjnych przez przedsiębiorstwa sektora energetycznego oraz uzupełnienia funduszy własnych kapitałami obcymi. Pozwoliła ona na sformułowanie zasad wyboru modeli finansowania inwestycji przez spółki energetyczne.

2. Czynniki kształtujące strukturę finansowania przedsiębiorstw

Celem nadrzędnym, długookresowym współczesnych przedsiębiorstw jest wzrost i kreacja ich wartości, która jest źródłem korzyści właścicielskich. Struktura źródeł finansowania podmiotów gospodarczych jest jednym z czynników kształtujących średnioważony koszt kapitałów, a przez to wartość przedsiębiorstw (spółek). Na poziom tego kosztu ma wpływ również koszt finansowania przedsięwzięć inwestycyjnych, który jest skutkiem określonej struktury źródeł ich finansowania. Może on spowodować wzrost lub spadek średnioważonego kosztu kapitału przedsiębiorstwa i tym samym korzystnie lub mniej korzystnie wpłynąć na wartość przedsiębiorstwa realizującego inwestycje.

Podstawowym zadaniem zarządzania finansami przedsiębiorstw jest takie ukształtowanie relacji między poziomem kapitałów własnych i obcych, która będzie sprzyjała wzrostowi wartości podmiotu gospodarującego. Przy określaniu tej relacji uwzględnia się czynniki zewnętrzne oraz wewnętrzne.

Jednym z najistotniejszych czynników zewnętrznych jest branża, w której funkcjonuje przedsiębiorstwo. Dostarczyciele kapitałów (banki, instytucje finansowe) „preferują” pewne grupy przedsiębiorstw i to nie tylko w odniesieniu do ich wielkości, czy udziału w rynku, ale i pod względem rodzaju prowadzonej działalności.

Na strukturę źródeł finansowania jednostek gospodarczych ma wpływ również, szeroko rozumiana polityka gospodarcza państwa (polityka przemysłowa, pieniężna, fiskalna itp.). Oddziaływać ona może w dwojaki sposób. Po

pierwsze, w sposób bezpośredni, oddziałuje na podmiot kreując koszt (oprocentowanie) kapitałów obcych. Po drugie, w sposób pośredni, określając warunki prowadzenia działalności gospodarczej, a co za tym idzie, w pewnym stopniu wpływając również na kondycję finansową przedsiębiorstw oraz ich skłonność do inwestowania. Wysokie stopy podatku dochodowego mogą zachęcać do wykorzystywania efektu dźwigni finansowej, a tym samym do szerszego wykorzystywania w finansowaniu działalności operacyjnej i rozwojowej kredytów, pożyczek i innych form zadłużenia.

Niemalą rolę w kształtowaniu struktury źródeł finansowania przedsiębiorstw odgrywają czynniki mikroekonomiczne, takie jak: sytuacja i strategia finansowa przedsiębiorstwa, pozycja rynkowa oraz skłonność do ryzyka. Między tymi czynnikami występują ściśle współzależności. Przedsiębiorstwa rentowne, o dobrym standingu finansowym, są bardziej wiarygodne w oczach kredytodawców. Natomiast podmioty, o słabej kondycji finansowej mają utrudniony dostęp do kredytów. Siłą rzeczy muszą ograniczać zadłużenie. Swój rozwój, jak i bieżącą działalność muszą w większym zakresie finansować kapitałami własnymi.

Wszystkie te czynniki sprawiają, że doboru struktury źródeł finansowania nie można traktować jako procesu o charakterze przypadkowym. Podstawowym kryterium doboru źródeł finansowania jest koszt kapitału, który jest wypadkową oczekiwań inwestorów (właścicieli przedsiębiorstwa) i kredytodawców. Od tych oczekiwań zależą decyzje inwestycyjne oraz struktura kapitałowa. Im wyższe ryzyko związane z danym projektem, tym większe są oczekiwania inwestorów (wyższy koszt kapitału). Jak zauważają M. H. Miller i F. Modigliani, określony składnik majątkowy jest godny tego, by zainwestować w niego środki finansowe, jeżeli spowoduje to zwiększenie zysku netto dla właścicieli albo doprowadzi do wzrostu wartości rynkowej przedsiębiorstwa [10].

Oprócz poziomu ryzyka, na wartość oczekiwaną stopy zwrotu mają wpływ takie czynniki jak: realna stopa zwrotu, stopa inflacji [15], udział zadłużenia w strukturze kapitałowej, ocena papierów wartościowych dokonana przez inwestorów [3], rentowność papierów wartościowych wolnych od ryzyka (bony skarbowe, obligacje) oraz rodzaj finansowania zewnętrznego².

Czynniki kształtujące koszt kapitału mogą się różnić w zależności od branży, w której funkcjonuje przedsiębiorstwo. Z badań przeprowadzonych dla rynków wschodzących wynika, że np. w branży spożywczej koszt kapitału jest kształtowany głównie pod wpływem płynności (biorąc pod uwagę wskaźniki zarówno statyczne, jak i dynamiczne). W przemyśle ciężkim z kolei, oczekiwana stopa zwrotu z kapitału wynika głównie z potencjalnej dochodowości, udziału zadłużenia długoterminowego w źródłach finansowania inwestycji oraz wartości kapitalizacji rynkowej. W innych branżach główną determinantą może być

² Chodzi tutaj m.in. o to, czy kapitał obcy (np. kredyt) zaciągnięty został w walucie krajowej czy obcej. W przypadku zaciągnięcia długu w walucie obcej należy uwzględnić ryzyko kursowe.

natomiast stopa wzrostu przedsiębiorstwa na tle sektora, struktura aktywów spółki, poziom ryzyka operacyjnego, historyczna ścieżka rentowności itp. [12].

Bez względu na ilość i wagę czynników oddziałujących na koszt kapitału, sam jego poziom obecny i docelowy stanowi bazę do wyznaczania optymalnej struktury kapitału, przez którą rozumie się swego rodzaju kombinację źródeł finansowania, przy której koszt kapitału osiąga najniższą wartość z możliwych [2]. Istnieje zatem poziom zadłużenia (ryzyka finansowego), który jest akceptowany, zarówno przez menedżerów, jak i dostawców kapitału. Jeżeli przedsiębiorstwo zwiększa zadłużenie/ryzyko do tego poziomu, wówczas efektywnie wykorzystywany kapitał obcy może powodować spadek średnioważonego kosztu kapitału i tym samym spowoduje wzrost wartości przedsiębiorstwa. Po przekroczeniu poziomu „bezpiecznego zadłużenia” cena kapitału obcego wzrasta, co przyczynia się również do wzrostu ryzyka, a w konsekwencji średnioważonego kosztu kapitału. Wraz ze wzrostem ryzyka, następuje proces zmniejszania wartości przedsiębiorstwa.

3. Analiza rynku energii elektrycznej w Polsce

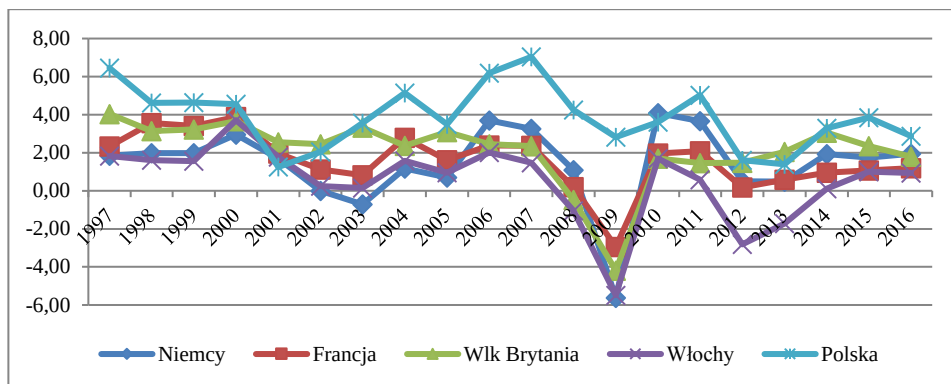
Energia elektryczna jest produktem, który dla rozwoju współczesnej gospodarki ma fundamentalne znaczenie. Jest jednym z podstawowych czynników produkcji i konsumpcji, gdyż jest najdogodniejszą formą energii. Stała się ona dobrem publicznym³, dzięki któremu uzyskuje się dostęp do zdobyczy współczesnej cywilizacji. Dzięki niej może rozwijać się współczesna gospodarka, która w coraz większym zakresie staje się gospodarką opartą na wiedzy [11].

Sektor elektroenergetyczny ma zatem strategiczne znaczenie dla rozwoju gospodarczego. Wzrost gospodarczy i związany z nim wzrost stopy życiowej ludności powoduje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Niedobór energii ogranicza wzrost gospodarczy, a w określonych sytuacjach może być przejawem kryzysu gospodarczego.

Od przeszło 20 lat Polska notuje stabilny i dodatni wzrost gospodarczy PKB. Aktywność gospodarcza rosła w tym czasie stabilnie i pomimo światowego kryzysu w latach 2008–2010 pozostawała dodatnia. Wzrost PKB w latach 1997–2016 w Polsce osiągał średnioroczną wartość 3,88%. W liczbach realnych, nominalna wartość PKB przekroczyła w 2016 roku wartość 1,8 bln złotych.

Gospodarka światowa w tym czasie także notowała wzrostowe tendencje w obszarze produkcji globalnej oraz dynamiki PKB. Zakłócenie tej tendencji widoczne było jedynie w latach 2009–2010, czyli okresie tzw. *kryzysu subprime* (rys. 1).

³ Zgodnie z Dyrektywą 2003/54/WE każdemu odbiorcy przysługuje prawo do usług publicznych w postaci przyłączenie do sieci i standardów jakościowych dostarczenia energii po rozsądnej i przejrzystej cenie.

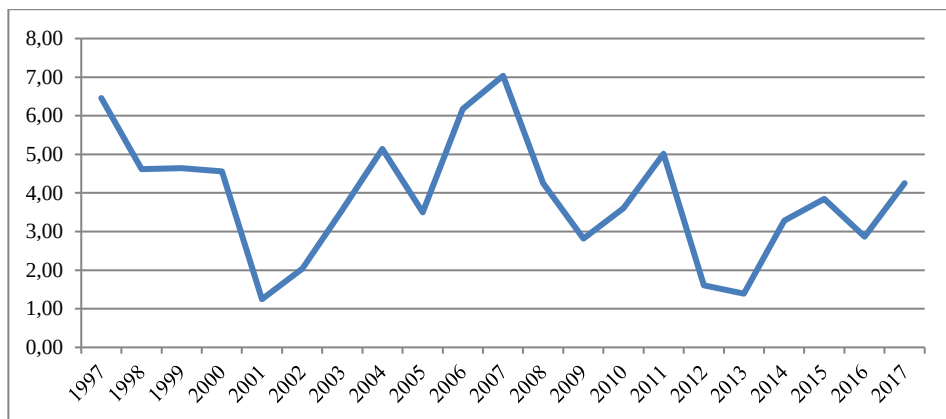


Rys. 1. Tempo wzrostu PKB wybranych państw UE w latach 1997–2016
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

Istotnym czynnikiem, zwiększającym potencjał gospodarczy Polski była akcesja do Unii Europejskiej. Mimo, że jeszcze przed wejściem do UE Polska była relatywnie atrakcyjnym krajem, akcesja do UE dawała gwarancję stabilności, przewidywalności i bezpieczeństwa inwestorom zagranicznym, co pozwoliło im na planowanie swoich działań w dłuższym horyzoncie czasowym, przy mniejszym ryzyku. W latach 2004–2016 wartość napływu BIZ (bezpośrednich inwestycji zagranicznych) do Polski wyniosła ok. 170 mld euro. Napływ ten nie przerodził się jednak w trwały rozwój gospodarczy – gospodarka polska po akcesji rozwijała się wyraźnie wolniej niż przed 2004 r.

Głównym czynnikiem spadku dynamiki PKB był globalny kryzys ekonomiczny lat 2008–2010, który w przypadku Polski nie skutkował istotnym obniżeniem tempa wzrostu PKB. W latach 2010–2011 aktywność gospodarcza wzrosła. Nastąpiło przyspieszenie tempa wzrostu PKB: w roku 2010 do 3,7% w roku 2011 do 4,8%. W kolejnych dwóch latach na gospodarkę Polski negatywnie oddziaływała druga fala światowego kryzysu ekonomicznego. Tempo wzrostu gospodarczego ponownie spowolniło. Rok 2014 to zwrot w gospodarce. Wzrost PKB wyniósł w całym roku 3,4%. Nastąpiła zdecydowana poprawa wyników w popycie wewnętrznym. Było to możliwe dzięki wzmożonej konsumpcji, jak i ożywieniu inwestycyjnemu. W roku 2014 wzrost inwestycji przekroczył 9%. Rok ten charakteryzował z kolei osłabiony popyt zagraniczny, wynikający z niekorzystnej koniunktury w otoczeniu polskiej gospodarki, rzutujący na wyniki polskiego eksportu. W rezultacie jednoczesnego silnego wzrostu importu, związanego z ożywieniem popytu krajowego, wkład eksportu netto w tworzenie PKB był negatywny i wyniósł -1,4 pp.

W latach 2015–2016 pozytywne tendencje gospodarcze utrwaliły się dzięki konsumpcji i inwestycjom. W 2015 r. tempo wzrostu PKB było realnie wyższe o 3,8% w porównaniu z 2014 r., zaś w 2016 r. o 2,9% wyższe niż w 2015 r. Wg szacunków za 2017 r. polska gospodarka rosła w tempie przekraczającym 4,6% (rys. 2).



Rys. 2. Tempo wzrostu PKB Polski w latach 1997–2017 (w %)
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego
i szacunków Ministerstwa Finansów.

W latach 2012–2013 w porównaniu z latami 2010–2011 zmieniła się zasadniczo struktura czynników mających wpływ na tempo wzrostu PKB. O ile w latach 2010–2011 czynnikiem decydującym o wzroście PKB był popyt krajowy, o tyle w dwóch kolejnych latach wpływ popytu wewnętrznego pozostawał w zasadzie neutralny, a czynnikiem zapewniającym wzrost PKB był eksport netto.

Szczegółowa analiza struktury składowych PKB pozwala zauważyć, że głównym motorem wzrostu gospodarczego w latach 2012–2016 były: inwestycje, eksport netto i konsumpcja (popyt krajowy), z tym, że wpływ tych trzech elementów w poszczególnych analizowanych latach był i pozostaje zróżnicowany. Od 2014 r. poprawie uległa sytuacja w zakresie finansów publicznych. W roku 2013 deficyt sektora instytucji rządowych i samorządowych stanowił 4,0% PKB. W roku 2014 relacja ta zmniejszyła się do 3,2% PKB. Zmniejszyła się także relacja zadłużenia sektora instytucji rządowych i samorządowych do PKB z 57,1% w roku 2013 do 50,1% w roku 2014. W latach 2015–2016 deficyt publiczny w relacji do PKB ukształtował się na rekordowo niskich poziomach – odpowiednio 2,6% oraz 2,4%.

Równolegle z tendencją wzrostową polskiej gospodarki można zauważyć zwiększenie zużycia energii w kraju i wzrost mocy zainstalowanej w polskich elektrowniach (tab. 1).

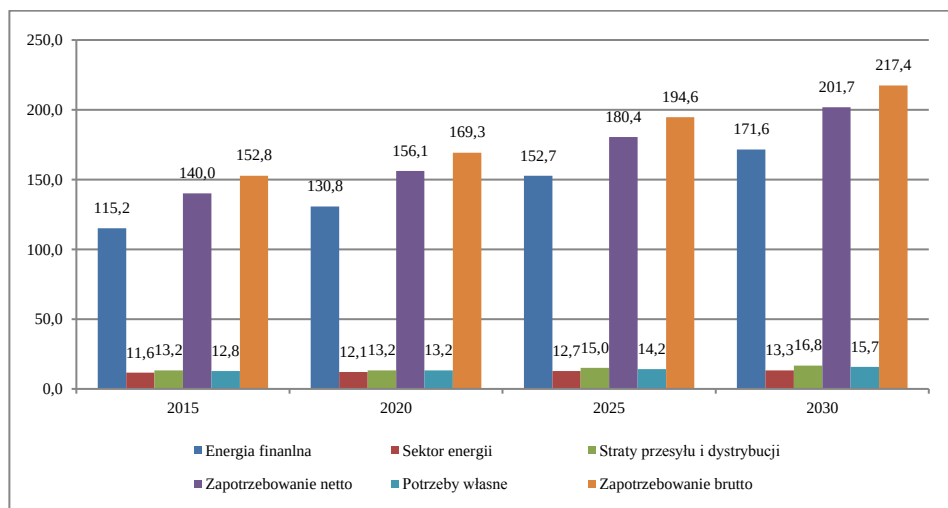
W świetle danych Ministerstwa Energii, tendencje obserwowane w ostatnich latach, będą kontynuowane w przyszłości. Szacuje się, że zapotrzebowanie brutto na energię elektryczną w perspektywie kilkunastu lat zwiększy się do ponad 217 TWh (rys. 3).

Tabela 1

Zużycie energii elektrycznej w Polsce i moc zainstalowana w elektrowniach
według ich rodzaju w latach 2012–2016

Wyszczególnienie	JM	2012	2013	2014	2015	2016
Zużycie energii elektrycznej	GWh	148 415	149 789	150 974	154 076	159 138
Moc zainstalowana ogółem	MW	38 203,4	38 654,1	39 342,5	40 344,0	41 249,1
w tym:						
elektrownie ciepłe ogółem	MW	33 181,4	32 759,1	32 915,6	32 731,3	32 666,0
w tym:						
elektrownie zawodowe ciepłe ogółem	MW	31 328,8	30 873,7	31 062,6	30 691,1	30 610,3
w tym:						
zawodowe ciepłe na węglu kamiennym	MW	20 434,3	20 089,6	20 374,5	19 986,1	19 808,1
zawodowe ciepłe na węglu brunatnym	MW	9 620,5	9 420,5	9 220,5	9 242,9	9 286,9
inne elektrownie ciepłe powyżej 0,5 MW	MW	1 852,6	1 885,4	1 853,0	2 040,2	2 055,7
elektrownie zawodowe ogółem	MW	33 519,1	33 074,2	33 270,2	34 158,5	34 301,7
inne elektrownie powyżej 0,5 MW	MW	4 684,3	5 579,9	6 072,3	6 185,4	6 947,4

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS: <http://bdl.stat.gov.pl> (dostęp z 18.03.2018 r.).



Rys. 3. Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną (w TWh)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Gospodarki (por. *Sektor Energetyczny w Polsce*, Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A., s. 2: www.paiz.gov.pl).

Zakładając dalszy sukcesywny rozwój polskiej gospodarki założyć należy, że będzie on wymuszał konieczność realizacji nakładów inwestycyjnych w energetyce. To z kolei, stanie się w najbliższych latach poważnym wyzwaniem finansowym, technologicznym, prawnym i organizacyjnym dla zarządów największych koncernów elektroenergetycznych w Polsce. Właściwa koordynacja działań w tym obszarze jest kluczowa z punktu widzenia realizacja istotnego zadania polityki energetycznej państwa, jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, rozumianego jako zabezpieczenie potrzeb odbiorców finalnych (przedsiębiorstw, instytucji, gospodarstw domowych itp.) w zakresie dostaw energii pod różną postacią. Niski poziom bezpieczeństwa energetycznego prowadzi do wzrostu cen energii, wzrostu kosztów i ceny innych produktów, ograniczenia inwestycji i w rezultacie do spadku tempa wzrostu gospodarczego. Wysokie ceny energii wpływają na wzrost kosztów produkcji towarów i usług wytwarzanych w danym kraju i czynią je mniej konkurencyjnymi na rynkach światowych. Trudniej jest również zaspokoić potrzeby ludności związane z poprawą warunków pracy i warunków życia. W dłuższym okresie grozić to może nie tylko spadkiem tempa wzrostu PKB, lecz również zapaścią cywilizacyjną kraju. Stąd w najbliższych latach kluczowe stanie się właściwe finansowanie procesów inwestycyjnych w polskim systemie elektroenergetycznym.

4. Potencjalne źródła finansowania przedsięwzięć inwestycyjnych w elektroenergetyce

Wachlarz możliwości wykorzystania finansowania dłużnego jest znacznie większy niż przy finansowaniu własnym, zarówno wewnętrznym (zysk zatrzymany), jak i zewnętrznym (dopłaty wspólników, emisja akcji). Spółki mogą finansować projekty inwestycyjne z wykorzystaniem bankowych kredytów inwestycyjnych, pożyczek od innych przedsiębiorstw, dotacji UE, leasingu, czy w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego z wykorzystaniem środków publicznych.

Od 30 września 2009 r. funkcjonuje w Polsce rynek instrumentów dłużnych – Catalyst. Rynek ten ułatwia obrót dłużnymi instrumentami finansowymi emitowanymi przez przedsiębiorstwa i jednostki samorządu terytorialnego. Poprzez działanie pod markę GPW w Warszawie zwiększa się wiarygodność emitentów, a co za tym idzie, powstaje możliwość pozyskania tańszego kapitału [1].

W ostatnich latach popularność instrumentów dłużnych przedsiębiorstw w dalszym ciągu wzrastała. Wystarczy wspomnieć, że na koniec 2009 r. wartość obligacji (z wyłączeniem obligacji skarbowych) notowanych na Catalyst kształtowała się na poziomie ok. 10 mld zł. Według stanu na koniec 2016 r. była to kwota przekraczająca 60 mld zł [13], co stanowiło ok. 3,5% polskiego PKB i ok. 5% kapitalizacji giełdy warszawskiej. Mimo pozytywnej tendencji rozwojowej, wartości te i tak są wyraźnie niższe niż na rozwiniętych rynkach

kapitałowych. Dla porównania, rynek obligacji korporacyjnych w USA stanowi ponad 50% amerykańskiego PKB oraz ok. 40% kapitalizacji giełdy nowojorskiej.

Ze względu na relatywnie niską popularność obligacji korporacyjnych, instrumenty te odznaczają się jeszcze stosunkowo wysokim kosztem w porównaniu do innych form finansowania. Jednakże, dzięki dynamicznemu rozwojowi tego rynku, rentowność papierów dłużnych przedsiębiorstw staje się coraz niższa. Na początku 2012 r. średnie oprocentowanie obligacji spółek, których emisja przekroczyła 15 mln zł kształtowała się na poziomie od ok. 6% (w przypadku BOŚ SA) do ok. blisko 12% (w przypadku SCO-PAK SA oraz Rubicon-Partners NFI SA) [9]. Dla porównania można podać, iż w Stanach Zjednoczonych średnie oprocentowanie obligacji korporacyjnych w ostatnich 30 latach kształtowało się na poziomie 7,2%. Jednakże, na skutek panującego kryzysu finansowego oprocentowanie tych instrumentów w ostatnich kilku latach uległo obniżeniu. Obligacje sprzedane w pierwszych miesiącach 2012 r. w USA odznaczały się rekordowo niskim przeciętnym oprocentowaniem rzędu 3,2% [19]. Oprocentowanie obligacji korporacyjnych jest pochodną rentowności papierów skarbowych, która w ostatnich latach w takich krajach jak USA, czy Niemcy, na skutek awersji do ryzyka na rynkach wschodzących, również była wyjątkowo niska.

W oparciu o powyższe uwagi można stwierdzić, że spółki z branży energetycznej, ze względu na swoją wielkość i potencjał rozwoju, bez większego problemu będą mogły pozyskiwać kapitał w drodze emisji obligacji. W przypadku branży energetycznej jest to o tyle istotne, że obligacje korporacyjne w praktyce gospodarczej państw Europy Zachodniej i USA znajdują zastosowanie m.in. w projektach wymagających długiego okresu realizacji i odznaczających się relatywnie długim okresem zwrotu. Finansowanie takich inwestycji kredytem bankowym może być problematyczne, a ustanowienie konsorcjum kredytowego może trwać zbyt długo. Obligacje, podobnie jak kredyty bankowe, umożliwiają skorzystanie z efektu dźwigni finansowej. Oznacza to, że właściwie korzystając z tej formy finansowania można z powodzeniem zwiększać stopę zwrotu z kapitału własnego.

W projektach energetycznych, odznaczających się bardzo wysoką kapitałochłonnością, należy brać pod uwagę również obligacje zamienne na akcje [1]. Instrument ten nabiera znaczenia w okresie dekonjunkury na rynku kapitałowym, kiedy powodzenie emisji akcji może stać pod znakiem zapytania. Wówczas, na skutek wyemitowania obligacji można pozyskać kapitał na inwestycje, zaś w ustalonym czasie dokonać konwersji na akcje spółki.

W ostatnich latach najpopularniejszym zewnętrznym źródłem finansowania inwestycji w Polsce były kredyty bankowe. O ile w przypadku mikro- i małych przedsiębiorstw dostępność tych instrumentów jest ograniczona, o tyle podmioty większych rozmiarów, w szczególności spółki publiczne nie mają zazwyczaj problemu z ich pozyskaniem. Warunki korzystania z kredytów są różne. Z analizy raportów finansowych analizowanych spółek energetycznych wynika, że marża

banków w przypadku kredytów zaciągniętych przez te podmioty w ostatnich latach wahała się w przedziale od ok. 1 punktu procentowego do ok. 3 punktów procentowych. Przy uwzględnieniu aktualnej (według stanu na 21.03.2018 r.) stawki WIBOR wynoszącej ok. 1,7% oznacza to nominalny koszt (bez uwzględnienia prowizji i innych dodatkowych opłat) rzędu od ok. 2,7% do ok. 4,7%.

Przedsiębiorstwa z branży energetycznej w okresie 2007–2013 korzystały z dotacji UE, głównie w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Ubiegały się również o środki z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Te formy finansowania, mające formę dotacji (fundusze UE) lub prawdopodobieństwo częściowego umorzenia (NFOŚiGW⁴) stanowią wyjątkowo atrakcyjne wsparcie inwestycji w polskiej energetyce.

W nowej perspektywie finansowej UE, tj. w latach 2014–2020, w planowanych obszarach wsparcia są projekty związane z gospodarką niskoemisyjną, przystosowaniem do zmian klimatu, ochroną środowiska naturalnego, efektywnością wykorzystania zasobów w sektorze środowiska oraz bezpieczeństwem energetycznym⁵. Oznacza to, że przedsiębiorstwa z branży elektroenergetycznej część koniecznych przedsięwzięć inwestycyjnych⁶ będą mogły pokryć z bezzwrotnych form finansowania.

5. Podsumowanie

Prognozy tempa wzrostu gospodarczego oraz zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce upoważniają do stwierdzenia, że w najbliższych latach nasz kraj czeka okres wzmożonej aktywności inwestycyjnej w branży elektroenergetycznej. Z uwagi na to, iż tego typu przedsięwzięcia inwestycyjne są wyjątkowo kapitałochłonne, kluczowy dla ich efektywności (poza kwestiami legislacyjnymi, technologicznymi i uwarunkowaniami makroekonomicznymi) będzie dobór odpowiednich źródeł finansowania. Stąd, identyfikacja i analiza wybranych potencjalnych źródeł finansowania tego typu projektów były przedmiotem rozważań przytoczonych w niniejszym artykule.

Przeprowadzona na potrzeby niniejszego artykułu analiza studiów literaturowych oraz innych materiałów upoważnia do stwierdzenia, że dostępność źródeł finansowania inwestycji w elektroenergetyce w ostatnich latach uległa wyraźnemu zwiększeniu. Korzystnie prezentuje

⁴ Por. <http://www.nfosigw.gov.pl/srodki-krajowe/umorzenia/> (stan z 18.03.2013 r.).

⁵ https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/2014_2020/Strony/Transport_srodowisko_energetyka_w_latach_2014_2020_14032013.aspx (stan z 18.03.2013 r.).

⁶ Łączna pula środków UE w nowym okresie programowania wynosi 72,9 mld euro: http://www.mrr.gov.pl/fundusze/Fundusze_Europejskie_2014_2020/strony/start.aspx (stan z 18.03.2013 r.).

się także koszt dostępnych kapitałów obcych, który na skutek głównie utrzymywania się stopy referencyjnej, a w konsekwencji także stawek WIBOR, na historycznie najniższym poziomie, stanowi atrakcyjną alternatywę wobec emisji akcji. Niski koszt kredytów jest także istotny w kontekście pozyskiwania środków UE, które w wielu przypadkach wymagają udziału własnego, możliwego do sfinansowania z wykorzystaniem bankowych kredytów inwestycyjnych, wspomaganych kredytami na VAT. To wszystko sprawia, że o ile nie wystąpią nieprzewidziane negatywne uwarunkowania makroekonomiczne, finansowanie procesów rozwojowych i modernizacyjnych przez znajdujące się w korzystnej sytuacji finansowej polskie grypy energetyczne, nie powinno napotkać większych problemów. Jest to o tyle istotne, że pomiędzy zwiększeniem możliwości energetycznych i potencjalną dynamiką PKB zachodzi dodatnia zależność korelacyjna. Na tej podstawie można stwierdzić, że poprawnie ukształtowane akty normatywne oraz sprawne zarządzanie sektorem elektroenergetycznym powinno stanowić fundament pod długofalowy rozwój gospodarczy oraz przyczyniać się do poprawy bezpieczeństwa ekonomicznego kraju.

Literatura

- [1] Duszek B.: Jak pozyskać kapitał z rynków giełdowych?, Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie, Warszawa 2010.
- [2] Esmaeelzadeh S., Ahmadifard M., Boustani M.: Identifying the Factors Affecting the Cost of Capital and Determining an Appropriate Model for Calculating the Cost of Capital. "Journal of Basic and Applied Scientific Research", J. Basic. Appl. Sci. Res., 2(3)2765-2772.
- [3] Groppelli A.A., Nikbakht E., Wstęp do finansów, WIG-Press, Warszawa 1999.
- [4] http://www.mrr.gov.pl/fundusze/Fundusze_Europejskie_2014_2020/strony/s tart.aspx (stan z 18.03.2013 r.).
- [5] <http://www.nfosigw.gov.pl/srodki-krajowe/umorzenia/> (stan z 18.03.2013 r.).
- [6] https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/2014_2020/Strony/Transport_srodowisko_energetyka_w_latach_2014_2020_14032013.aspx (stan z 18.03.2013 r.).
- [7] Kaproń H., Polecki Z., Sytuacja i trendy rozwojowe polskiej elektroenergetyki, w: Paździor A. (red.), Finansowanie rozwoju źródeł wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wyd. CEDEWU, Warszawa 2013.

-
- [8] Kuciński K.: *Energia w czasach kryzysu*. Wyd. SGH, Warszawa 2011.
 - [9] Mazurek J., *Polski rynek obligacji korporacyjnych jest atrakcyjny*, <http://www.obserwatorfinansowy.pl/almanach/polski-rynek-obligacji-korporacyjnych-jest-atrakcyjny/> (stan z 17.03.2013 r.).
 - [10] Modigliani F., Miller M.H.: The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. "The American Economic Review", Volume XLVIII, June 1958, number three.
 - [11] Niedziółka D.: *Regionalizacja rynków energii*. Wyd. SGH, Warszawa 2011.
 - [12] Omran M., Pointon J.: The Determinants of the Cost of Capital by Industry within an Emerging Economy: Evidence from Egypt. "International Journal of Business", 9(3), 2004.
 - [13] Raport Catalyst w 2016 roku. Podsumowanie i perspektywy. Grant Thornton, GPW, Edycja V, czerwiec 2017 r.
 - [14] *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2016*. GUS, Warszawa 2016.
 - [15] Rutkowski A., *Zarządzanie finansami*. Wyd. PWE, Warszawa 2003.
 - [16] Sektor Energetyczny w Polsce. Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A., s. 2 (www.paiz.gov.pl).
 - [17] Wciąż brakuje strategii energetyki. „*Ekonomia & rynek*”, dodatek do „*Rzeczpospolitej*” z dnia 27.01.2017.
 - [18] Wieczerzak-Krusińska A.: Ostrołęka i Żerań pokażą trend, „*Ekonomia & rynek*”, dodatek do „*Rzeczpospolitej*” z dnia 27.01.2017.
 - [19] Wirz M.: As Corporate-Bond Yields Sink, Risks for Investors Rise, <http://online.wsj.com/article/SB10000872396390444042704577584792371582220.html> (stan z 18.03.2013 r.).

**Maksymilian PRZYGRODZKI^{1) 2)}, Paweł KUBEK^{1) 2)},
Rafał GWÓŹDŹ¹⁾, Łukasz WAKULIŃSKI¹⁾**

¹⁾PSE Innowacje Sp. z o.o., ²⁾Politechnika Śląska

ANALIZA EFEKTÓW RYNKOWYCH POŁĄCZONYCH SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH

Realia funkcjonowania połączonych systemów elektroenergetycznych wspomagają lokalne bilanse energii elektrycznej. Sytuację taką można rozpatrywać w szerszym zakresie, w tym odnosząc się do rynków międzynarodowych, a w szczególności rynku europejskiego. Współpraca operatorów i wspólne dążenia do wzmacniania połączeń sprzyjają wymianie energii i przepływowi wynikającym z uwarunkowań rynkowych. Równowaga rynkowa wyznaczona przez bilansowanie popytu i podaży pozwala w takich warunkach na optymalne wykorzystanie bieżących zasobów energii. W połączonych systemach można zatem oszacować i przybliżyć efekty rynkowe, które mają obustronne znaczenie dla uczestników wymiany. Efekty te tworzą szeroko pojęte składowe dobrobytu społecznego, w tym nadwyżek przypisywanych odbiorcom i wytwórcom.

W artykule przedstawiono rynkowy model równowagi Cournota i efekty wyznaczone dla uczestników rynku energii w przypadku rozwoju i wzmacniania połączeń międzysystemowych. Dla opisanego modelu przedstawiono przykładowe obliczenia w połączonych systemach elektroenergetycznych oraz wyznaczono wskaźniki ilustrujące efektywność prowadzonych inwestycji.

1. Rozwój połączeń międzysystemowych

Sformułowanie i aktualizowanie długoterminowego planu rozwoju sieci jest jedną z podstawowych misji każdego operatora systemu przesyłowego (OSP). Działanie takie pozwala na dostosowywanie sieci – jej struktur i roli – do ewolucji popytu i generacji, zapewniając przy tym w ciągu kolejnych dekad przystępny cenowo transport energii do odbiorców.

Sieć przesyłowa stanowi strukturę, która w transporcie energii wykorzystywana jest do przesyłu mocy i energii na duże odległości oraz w znaczących ilościach. Z racji tych zadań sieć ta jest pośrednio związana z odbiorcami, a bezpośrednio stanowi ważną arterię wykorzystywaną w połączeniach międzyobszarowych, tj. pomiędzy państwami bądź centrami odbiorczymi i wytwórczymi o dużym zapotrzebowaniu na zdolność przesyłową.

Sieci przesyłowe zarządzane są przez właściwych OSP, którzy w obszarze europejskim powiązali swoje działania tworząc stowarzyszenie ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators). Stowarzyszenie to obecnie tworzy 43 operatorów systemów z 36 krajów [1].

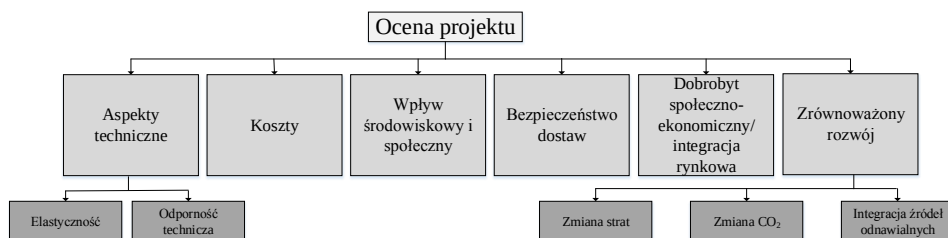
Od 2009 r. Unia Europejska (UE) powierzyła ENTSO-E zadanie opracowania europejskiego planu rozwoju sieci, który opierałby się na planach krajowych i zawierał konkretne regionalne plany inwestycyjne. Wypracowanie i posiadanie wspólnej europejskiej wizji rozwojowej i podejścia do planowania sieci zapewnia spójność i opłacalność poczynań w tym zakresie. Stawiane przez UE zadania wspólnotowe, w tym budowa dobrze funkcjonującego rynku energii, dostosowanie przepisów i odpowiednia koordynacja infrastruktury na rzecz dekarbonizacji gospodarki, rozwoju wewnętrznych rynków energii i bezpieczeństwa jej dostawy stały się zasadniczym przesłaniem budowy takiego planu. W ten sposób opracowano założenia procesu, tzw. Ten-Year Network Development Planning (TYNDP), który jest kluczem do wielu europejskich celów gospodarczych, klimatycznych i energetycznych [2].

Prowadzone w ramach TYNDP działania nabrały cech procesowych, kiedy kolejne edycje zaczęły być realizowane w cyklach dwuletnich począwszy od 2010 roku. Aktualnie funkcjonującą edycją jest TYNDP 2016. Obecnie trwają zaawansowane prace nad edycją TYNDP 2018 z wizją rozwoju połączeń międzysystemowych w perspektywie 2040 roku [2].

Zgodnie z wymogami rozporządzenia (UE) nr 347/2013 ENTSO-E opracowało metodykę analizy kosztów i korzyści, tzw. Cost Benefit Analysis (CBA) [3]. Zadaniem takiego ujęcia jest ocena projektów rozwoju infrastruktury przesyłowej i magazynowej, które to mogą zostać następnie uwzględnione we wspomnianym dziesięcioletnim planie rozwoju sieci (TYNDP).

Metodyka CBA została przygotowana przez ENTSO-E w drodze konsultacji z zainteresowanymi operatorami i innymi użytkownikami sieci. Rozwiązanie to zostało skonsultowane w ramach ACER i Komisji Europejskiej oraz z państwami członkowskimi w celu uzyskania stosownych opinii i uwag. Ostatecznie metodyka CBA została zweryfikowana i przyjęta przez Komisję Europejską na początku 2015 r.

Obecnie każdy projekt uwzględniony w TYNDP jest oceniany przy użyciu ogólnoeuropejskiej metodyki CBA. W związku z tym korzyści płynące z rozważanych projektów w ramach TYNDP są oceniane na podstawie dziewięciu wskaźników, począwszy od aspektów technicznych aż po odzwierciedlenie wartościowe (tzw. dobrobyt społeczno-gospodarczy) i wpływ na środowisko (rys. 1).



Rys. 1. Kryteria oceny zamierzeń inwestycyjnych stosowane w ENTSO-E zgodnie z metodyką CBA [3]

2. Metodyka analizy kosztów i korzyści – kluczowe zagadnienia

Metodyka CBA została zaprojektowana w taki sposób, aby oszacować potencjalne korzyści, które wynikają z inwestycji sieciowych uwzględnianych w ramach rozwoju europejskiego rynku energii elektrycznej. Uwzględnione w analizach korzyści obejmują: wzrost dobrobytu społecznego i gospodarczego zainteresowanych krajów, wpływ na bezpieczeństwo dostaw, integrację odnawialnych źródeł energii (OZE), redukcję emisji dwutlenku węgla i wpływ inwestycji na straty przesyłowe, a także związaną z rozwojem techniczną odporność systemu na zakłócenia.

Ocenę nowych połączeń transgranicznych przeprowadza się dla różnych przyszłych scenariuszy, które zakładają zróżnicowane uwarunkowania działania rynków energii elektrycznej w przyszłości. Przy takich założeniach przeprowadzane w pierwszej kolejności analizy rozpyłkowe mają na celu zidentyfikowanie potencjalnych wąskich gardeł przesyłowych oraz oszacowanie wymaganego zwiększenia przepustowości linii na danym przekroju.

Dla wyselekcjonowanych zadań poprawiających możliwości przesyłowe stosuje się analizę CBA, która nie jest wyłącznie oceną czysto ekonomiczną ale uwzględnia również stopień w jaki dana inwestycja przyczynia się do ochrony środowiska, bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz dobrobytu społecznego [3]. Można zatem stwierdzić, że ocena projektów inwestycyjnych jest analizą wielokryterialną, która ma na celu obliczenie nakładów inwestycyjnych i korzyści wynikających z każdego projektu przesyłowego, w ramach poszczególnych scenariuszy, w określonych w przyszłości odcinkach czasu.

Z uwagi na prokonkurencyjny kierunek rozwoju połączonych systemów w celu odzwierciedlenia jak najbardziej wiernie warunków kształtowanych na rynkach energii elektrycznej wykorzystuje się szereg modeli matematycznych. W szczególności stosowane podejście może opierać się na zasadzie oceny kosztów wytwarzania, bądź na modelu równowagi rynkowej Cournot'a [4].

Model Cournot'a jest modelem ekonomicznym odzwierciedlającym strukturę oligopolu, w którym podmioty działające na rynku konkurują pod względem

ilości dostarczanego towaru. Decyzja o ilości oferowanego towaru jest podejmowana przez te podmioty niezależnie w tym samym czasie. Oprócz ww. najważniejszej własności model ten charakteryzuje się następującymi cechami rynku zakładanymi dla rynku konkurencyjnego [4, 5]:

- na rynku występuje więcej niż jeden podmiot i wszystkie podmioty oferują produkt jednorodny,
- podmioty nie współpracują (nie występuje zmowa podmiotów),
- podmioty cechują się siłą rynkową, tj. każda decyzja podmiotu wpływa na cenę towaru;
- liczba podmiotów na rynku jest ustalona;
- podmioty są racjonalne pod względem ekonomicznym i działają strategicznie, zwykle poszukując możliwości maksymalizacji zysku.

Przekładając powyższe zasady na rynek energii elektrycznej oznacza to, że każdy wytwórca podejmuje decyzję o wielkości własnej produkcji s_i w czasie t tak aby zmaksymalizować swój zysk zakładając przy tym ustaloną produkcję konkurentów. W niektórych modelach Cournota wytwórcy potrafią „przewidzieć” jaki wpływ ich decyzja będzie miała na ograniczenia przesyłowe a tym samym na cenę. Jednakże takie modele są praktycznie nierozwiązywalne numerycznie dla dużych systemów elektroenergetycznych.

Równowaga na tak modelowanym rynku powstaje w momencie gdy podaż zrówna się z popytem wyznaczając tym samym cenę [4]. W modelu tym zakłada się również zmianę popytu na dane dobro (w tym przypadku na energię elektryczną) w zależności od jego ceny. Załóżmy że w przypadku energii elektrycznej popyt na nią będzie malał wraz ze wzrostem ceny, a więc będziemy mieli do czynienia z tzw. odwrotną funkcją popytu:

$$p(Q) = a - bQ, \quad (1)$$

gdzie: $p(Q)$ – cena towaru (energii elektrycznej),
 Q – ilość towaru (energia elektryczna),
 a, b – parametry funkcji.

W typowym modelu Cournota konkuruje ze sobą n przedsiębiorstw, które ponumerowane są od $i = 1$ do $i = N$. Każdy z podmiotów i podejmuje decyzję o produkcji dobra (energii elektrycznej) po koszcie $c_i(q_i)$. W zależności od całkowitej ilości wyprodukowanej energii elektrycznej Q jej cena rynkowa wyznaczona jest przez popyt i jest jednakowa dla wszystkich wytwórców.

Biorąc powyższe pod uwagę zysk każdego z wytwórców wyniesie [4]:

$$\pi_i = p(Q)q_i - c_i(q_i) = p(q_1 + \dots + q_N)q_i - c_i(q_i). \quad (2)$$

W równowadze, każda z firm maksymalizuje swój zysk π_i , wybierając ilość dobra q_i którą zamierza sprzedać, zakładając stałość produkcji innych wytwórców na rynku. Zakładając, że optymalne $q_i > 0$ warunek konieczny dla tego problemu można zapisać jako [4]:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = p(Q) + p'(Q)q_i - c'(q_i) = 0. \quad (3)$$

Zależność powyższą można zapisać dla produkcji każdego z wytwórców działających na rynku. Opracowując wyniki dla N podmiotów uzyskujemy tzw. krzywą reakcji lub krzywą najlepszej odpowiedzi danego podmiotu i na strategię pozostałych podmiotów [5]:

$$R_i(q_i) = \frac{a-c}{2b} - \frac{1}{2} \sum_{j \neq i}^N q_j. \quad (4)$$

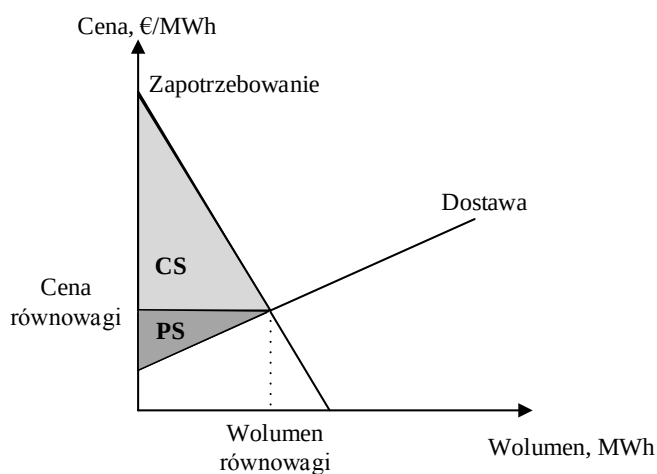
Punkty przecięcia krzywych wyznaczają punkt równowagi o współrzędnych (p^c, q^c) , dla którego rozwiązania odpowiednio dla ilości towaru, ceny oraz zysku przy N podmiotach o równych udziałach w rynku przedstawiają się następująco [4, 5]:

$$q^c = \frac{a-c}{(N+1)b}, \quad Q^c = \left(\frac{a-c}{b}\right)\left(\frac{N}{N+1}\right), \quad (5)$$

$$p^c = \frac{a+Nc}{N+1}, \quad (6)$$

$$\pi_i^c = \frac{(a-c)^2}{(N+1)^2 b}. \quad (7)$$

Obrazowo punkt równowagi przedstawiono na rysunku 2. Na tym rysunku zaznaczono również charakterystyczne wielkości wykorzystywane w metodyce CBA [3] opisane w kolejnym rozdziale.



Rys. 2. Punkt równowagi rynkowej w dwuwymiarowym modelu Cournota
(CS – Consumer Surplus, PS – Producer Surplus)

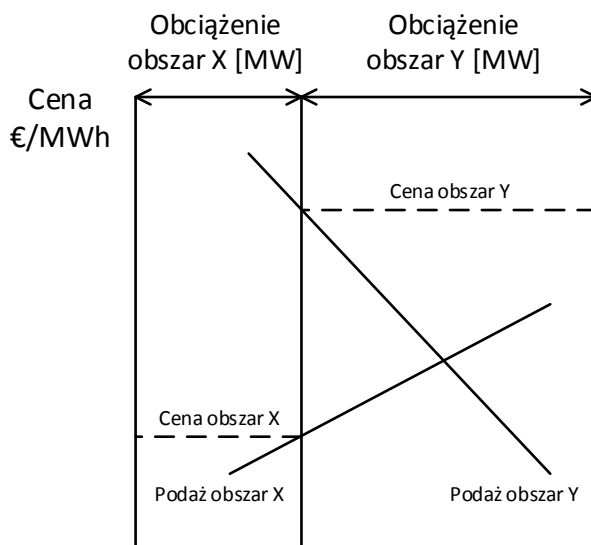
3. Mierniki efektów rynkowych

W modelu rynkowym Cournota można wyróżnić dwa obszary będące miarą wartościową ustalonego punktu równowagi. Obszary te mają odzwierciedlać korzyści uzyskiwane odpowiednio po stronie popytowej i podażowej w drodze tzw. nadwyżek. W ten sposób wyróżnia się nadwyżkę odbiorcy (*Consumer Surplus*) oraz nadwyżkę wytwórcy (*Producer Surplus*) [3].

Nadwyżka odbiorcy (CS) jest różnicą odzwierciedlającą potencjał możliwości nabycia dobra przez konsumenta a płatnością ustaloną w warunkach konkurencyjnych. Nadwyżka ta jest możliwa do wyliczenia o ile konsument mógłby zapłacić więcej za dany produkt niż cena rynkowa.

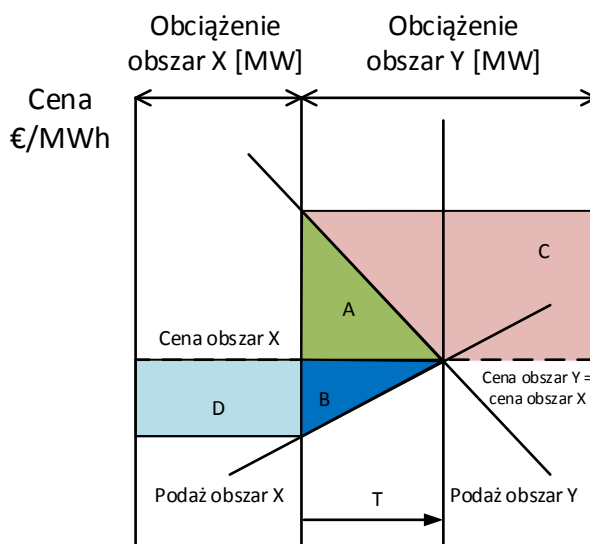
Nadwyżka wytwórcy (PS) jest z kolei różnicą przychodu, który uzyskuje wytwórca sprzedając dane dobro na rynku, a kosztami krańcowymi, które ponosi w procesie jego wytworzenia. Jest to zatem miara korzyści jakie uzyskał wytwórca dobra. Nadwyżka odbiorcy i nadwyżka wytwórcy daje łączny efekt określany mianem dobrobytu społecznego (*Social Welfare*). Wartość ta określana jest jako miara efektywności gospodarowania.

Nadwyżki wyznaczone przy wykorzystaniu modelu Cournota zostały wykorzystane w metodyce CBA do oceny efektów pomocnych w ocenie inwestycji sieciowych [3, 6]. Na rysunku 3 przedstawiono prosty model rynku, w którym wydzielono dwa sąsiadujące obszary X i Y. W obszarach tych odpowiednio nakreślono zagregowane krzywe podaży oraz zaznaczono poziom zapotrzebowania (przy sztywnym popycie). Przecięcie się tych charakterystyk wyznacza krańcową wartość energii odpowiednio dla obszaru X oraz obszaru Y, co zaznaczono na rysunku.



Rys. 3. Ukształtowanie i rozchyl cen energii w obszarach sąsiadujących

W przypadku, w którym nie ma ograniczeń przesyłowych pomiędzy obszarami następuje wymiana mocy w wymiarze T , co prowadzi do wyrównania cen. Wówczas cena w obszarze X oraz Y jest taka sama (rys. 4). Dla tej sytuacji można wyznaczyć dobrobyt społeczny (SW) jako łączne pole figury A (nadwyżka CS) oraz figury B (nadwyżka PS). Jednocześnie na rysunku 4 zaznaczono pola C oraz D. Pola tych figur reprezentują odpowiednio zmianę nadwyżki CS i nadwyżki PS na połączonym rynku energii.

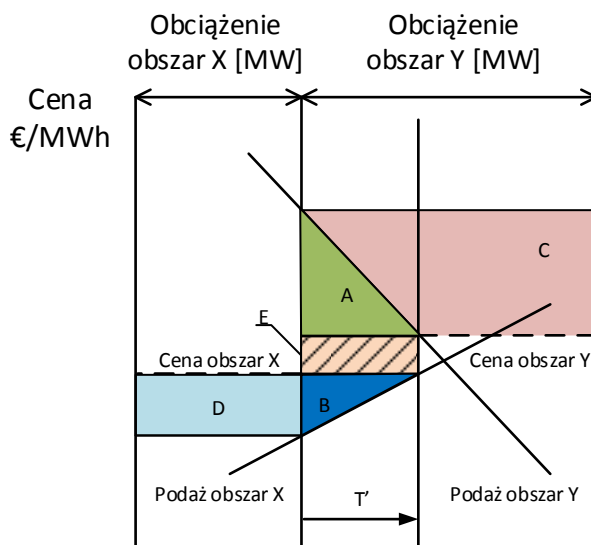


Rys. 4. Ukształtowanie cen energii w obszarach sąsiadujących przy braku ograniczeń wymiany mocy

Jeżeli wymiana mocy zostałaby ograniczona do wymiaru T' wówczas pola figur A oraz B byłyby mniejsze, co daje mniejszą wartość wskaźnika SW (rys. 5). Jednocześnie występujące rozchylenie cen energii w obszarach sąsiadujących wskazuje na powstanie kolejnego wskaźnika wykorzystywanego w metodyce CBA, tj. zwrotu z ograniczeń (*Congestion Rent*) [3]. Wartość tego wskaźnika (CR) jest równa polu figury E. Warto zauważyć, że w tej sytuacji zachodzą relacje wielkości pól z rysunku 4 i rysunku 5:

$$A + B|_{rys4} > A + B + E|_{rys5}, \quad (8)$$

co oznacza, że wskaźnik SW jest większy w przypadku braku ograniczeń przesyłowych (rys. 4), co więcej w tej sytuacji jego wartość jest maksymalna. Jednocześnie w sytuacji przedstawionej na rysunku 4 pozostałe pola figur C oraz D mają większą powierzchnię niż na rysunku 5, co oznacza, że największe efekty w postaci zmian analizowanych wskaźników osiągnięto po zlikwidowaniu ograniczeń przesyłowych.



Rys. 5. Ukształtowanie i rozchyl cen energii w obszarach sąsiadujących przy ograniczeniach wymiany mocy

Zmiany te traktowane jako miara uzyskiwanych efektów mogą być wyznaczone z poniższych zależności:

$$\Delta CS = (p_Y - p_Y') \cdot (q_Y - \frac{1}{2} T_{X \rightarrow Y}), \quad (9)$$

$$\Delta PS = (p_X - p_X') \cdot (q_X + \frac{1}{2} T_{X \rightarrow Y}). \quad (10)$$

Dodatkowo różnicując obie sytuacje można zauważyć, że pole figury E (rys. 5) jest wydzielone ze zmian nadwyżek ocenianych na rysunkach 4 oraz 5 i stanowi ocenę zwrotu z ograniczenia:

$$CR = (p_Y' - p_X') \cdot T_{X \rightarrow Y}, \quad (11)$$

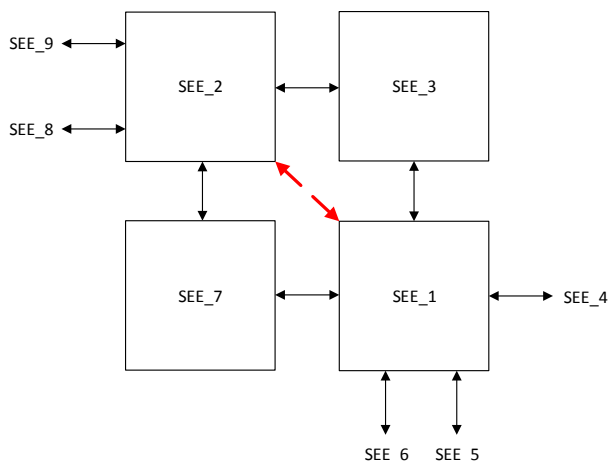
gdzie przez p_X' i p_Y' oznaczono ceny energii przy ograniczeniu w przesyłce mocy odpowiednio w obszarach X oraz Y.

Wskaźnik CR wykorzystywany jest w metodyce CBA do wartościowania efektów likwidacji ograniczeń w wymianie międzysystemowej poprzez rozwój połączeń międzyobszarowych [3, 6].

4. Przykład

Obliczenia analityczne na potrzeby określenia opłacalności połączenia przeprowadzono pomiędzy dwoma wybranymi systemami elektroenergetycznymi (SEE_1 i SEE_2). Systemy te są silnie powiązane z innymi systemami w ramach całości obszaru wspólnego rynku energii. Przyjęta struktura połączeń może odpowiadać wspólnie pracującym systemom przykładowo w obszarze

europejskim. Wzorując się na takich strukturach zbudowano układ, w którym poszczególne systemy zamodelowano jako węzły z łącznym zapotrzebowaniem i generacją ulokowaną na jednych szynach. Analizy przeprowadzono w horyzoncie jednego roku w podziale godzinowym. Na rysunku 6 przedstawiono fragment modelowanej struktury połączonych systemów elektroenergetycznych. Linia przerywaną wyróżniono analizowane połączenie. Do obliczeń wykorzystano program PLEXOS oraz dane adekwatne dla systemów w obszarze ENTSO-E [1, 2].



Rys. 6. Fragment zamodelowanych połączonych systemów elektroenergetycznych

Zgodnie z metodyką analizy efektów rozwoju połączeń międzysystemowych stosowaną również w CBA porównano dwa modele, tj. z rozpatrywanym połączeniem oraz bez. Wybrane wyniki z przeprowadzonych analiz zaprezentowane zostały zarówno dla jednej losowo wybranej godziny horyzontu obliczeń, jak i sumarycznie dla całego roku. Ceny energii elektrycznej w połączonych ze sobą systemach elektroenergetycznych zaprezentowano w tabeli 1 (dla wybranej godziny) oraz w tabeli 2, gdzie podano średnioroczne ceny energii elektrycznej.

Tabela 1

Cena energii elektrycznej dla wybranej godziny w połączonych systemach elektroenergetycznych, €/MWh

Model	SEE_1	SEE_2	SEE_3	SEE_4	SEE_5	SEE_6	SEE_7	SEE_8	SEE_9
bez łącz.	43,10	44,22	44,21	50,88	44,22	44,21	44,22	44,21	44,21
z łącz.	44,05	44,13	44,12	50,88	44,22	44,21	44,22	44,14	44,14

Tabela 2

Średnioroczna cena energii elektrycznej w połączonych systemach elektroenergetycznych, €/MWh

Model	SEE_1	SEE_2	SEE_3	SEE_4	SEE_5	SEE_6	SEE_7	SEE_8	SEE_9
bez połącz.	42,20	32,38	27,12	42,79	39,01	38,73	38,50	32,38	32,49
z połącz.	41,83	34,24	26,92	42,78	39,04	38,79	38,63	34,10	33,62

Zgodnie z opisem przedstawionym w poprzednich rozdziałach można zaobserwować, że w wyniku wprowadzenia połączenia między systemami SEE_1 i SEE_2 zmianie uległa cena energii w tych obszarach. Skala zmiany jest zróżnicowana. W analizowanej godzinie przepływ mocy rzędu 600 MW z SEE_1 do SEE_2 spowodował zmniejszenie ceny tylko o 0,09 €/MWh w SEE_2, a w SEE_1 wzrost o 0,95 €/MWh. Dla wyników średniorocznych zaobserwować można w przypadku SEE_2 wzrost ceny o 1,86 €/MWh, a w SEE_1 spadek ceny o 0,37 €/MWh. Tak zróżnicowane efekty wynikają stąd, iż w rozpatrywanej godzinie połączeniem płynie moc z SEE_1 do SEE_2, co w skali roku stanowi niecałe 6% czasu pracy łącza. Ponad 86% godzin w ciągu roku stanowią przypadki, w których to moc z SEE_2 jest przesyłana do SEE_1.

Korzystając z wyprowadzonych mierników efektów rynkowych dla powstającego połączenia wyznaczono wskaźniki zestawione w tabelach 3 oraz 4 odpowiednio dla poszczególnych relacji oraz systemu SEE_1.

Tabela 3

Wartości wskaźnika CR dla wybranych przekrojów, €

Horyzont	dla jednej godziny		dla roku	
Relacja	Układ bez kabla	Układ z kablem	Układ bez kabla	Układ z kablem
SEE_2 - SEE_1	-	49,86	-	40 309 178
SEE_1 - SEE_3	332,51	21,93	79 844 217	79 736 493
SEE_4 - SEE_1	3 887,29	3 414,98	7 458 064	7 670 469
SEE_1 - SEE_5	294,44	45,75	518 314	490 234
SEE_6 - SEE_1	0,00	0,00	10 252 246	9 144 419
SEE_7 - SEE_1	2 501,49	388,64	11 438 396	10 754 740

Tabela 4

Zestawienie porównawcze wskaźnika CR dla systemu SEE_1, €

Wskaźnik	dla jednej godziny	dla roku
ΣCR dla SEE_1 bez połączenia	7015,73	109 511 237
ΣCR dla SEE_1 z połączeniem	3921,16	148 105 534
Różnica ΣCR	3094,57	-38 594 297

Analiza zmian wartości nadwyżek odbiorców oraz nadwyżek wytwórców dla badanych systemów elektroenergetycznych zaprezentowanych w tabeli 5 wraz z uwzględnieniem kierunku przepływu mocy na rozważanym połączeniu międzysystemowym potwierdza, iż w przypadku systemu eksportującego nadwyżka wytwórców się zwiększa natomiast nadwyżka odbiorców maleje,

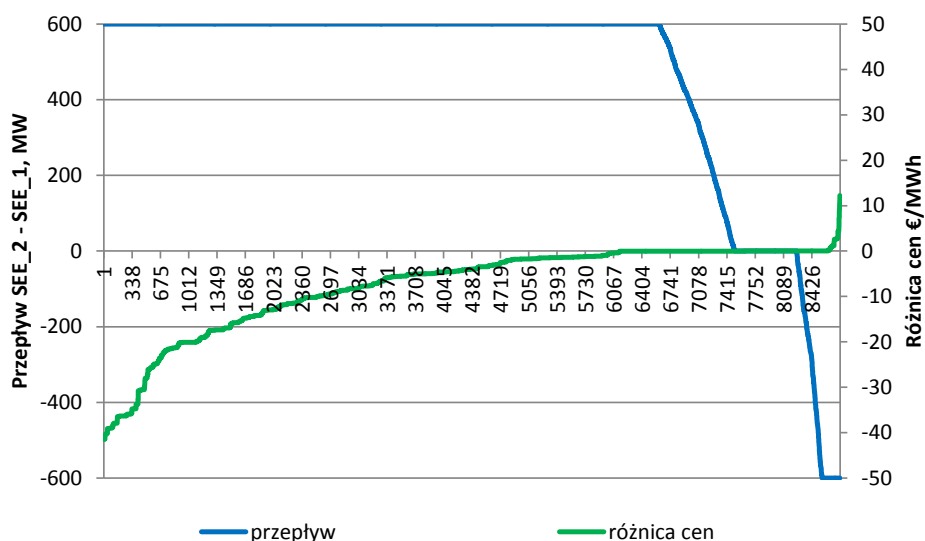
a w przypadku systemu importującego sytuacja jest odwrotna. Potwierdza to rozważania przedstawione w poprzednim rozdziale.

Tabela 5

Zmiana nadwyżek odbiorców i wytwórców w wybranych systemach, €

Wskaźnik	System elektroenergetyczny	dla jednej godziny	dla roku
ΔCS	SEE_1	-17 180	58 404 434
	SEE_2	170	-32 254 584
ΔPS	SEE_1	-18 936	-50 852 792 918
	SEE_2	173	26 155 471

Na rysunku 7 przedstawiono wartości mocy płynącej badanym połączeniem między systemami elektroenergetycznymi SEE_2 oraz SEE_1 w horyzoncie analizy oraz na tym tle ukształtowanie rozchyłu cen między tymi systemami. Na podstawie wyników można zaobserwować, że połączeniem energia płynie z systemu SEE_2 do SEE_1 przez 7509 godzin w roku, z czego przez 6608 godzin połączenie pracuje wykorzystując 100% swoich zdolności przesyłowych. Połączenie wykorzystywane jest przez 514 godzin w roku dla potrzeb zasilenia systemu elektroenergetycznego SEE_2 z systemu elektroenergetycznego SEE_1, z czego przez 215 godzin wykorzystywane jest 100% zdolności przesyłowych. Przez 737 godzin w roku połączenie nie jest wykorzystywane gdyż cena w analizowanych systemach jest taka sama.



Rys. 7. Przepływy na połączeniu SEE_2 – SEE_1 oraz różnica cen między obszarami w ciągu roku

5. Wnioski

1. Analiza pracy połączonych systemów elektroenergetycznych jest częścią rozważań prowadzonych w skali badań paneuropejskich. Badania te mogą mieć wymiar techniczny bądź rynkowy. Oba te wymiary można połączyć w analizach techniczno-ekonomicznych, w których uwzględnia się zarówno struktury i parametry współpracujących systemów, jak i realia handlowe.
2. Efektem prowadzonych analiz jest ocena wzmocnienia połączeń międzysystemowych, co wykorzystywane może być do rozwoju wymiany handlowej. Zastosowane modele, w tym model równowagi rynkowej Cournota pozwala na uzasadnienie rozpatrywanych połączeń, a w szczególności na wartościowanie uzyskiwanych efektów po stronie współpracujących systemów. Wyprowadzone na podstawie tego modelu nadwyżki przypisywane odbiorcom i wytwórcom oraz globalne podejście do uzyskiwanego tym samym tzw. dobrobytu społecznego jest podstawą uzasadnienia podejmowanych działań.
3. Przedstawione analizy potwierdzają przyjęte w modelu rynkowym oraz w metodyce CBA stosowanej przez ENTSO-E efekty współpracujących systemów elektroenergetycznych. Ponadto wyznaczenie zwrotu z potencjalnych ograniczeń w wymianie jest elementem oceny opłacalności podejmowanych działań. Wyznaczone mierniki wartościowe stanowią o podejmowanych działaniach i usuwaniu barier w dążeniu do ujednoliconego rynku energii elektrycznej w obszarze połączonych systemów elektroenergetycznych w Europie.

Literatura

- [1] Witryna internetowa ENTSO-E. <https://www.entsoe.eu/about-entso-e> - dostęp 12.03.2018.
- [2] Dziesięcioletni Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej w obszarze ENTSO-E. <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan> - dostęp 12.03.2018.
- [3] Metodyka CBA. <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology> - dostęp 12.03.2018.
- [4] McAfee P., Lewis T., Dale D.: Introduction to Economic Analysis. Version 2.1. <https://www.muhlenberg.edu> - dostęp 12.03.2018.
- [5] Knauff M.: Teoria oligopolu. Zróżnicowanie produktu, dynamika rynku, zmonopolizacja, efekty sieciowe. Semestr zimowy 2016/2017.
- [6] Koerber G., Lettner G., Auer H.: Cost Benefit Analysis of Transmission Grid Expansion in the Central and Eastern Continental Europe Electricity Market. <https://www.tib.eu/de> - dostęp 12.03.2018.

**Dawid URBANEK, Józef PASKA, Karol PAWLAK,
Paweł TERLIKOWSKI, Jakub KALIŃSKI**
Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej,
Politechnika Warszawska

ANALIZA DZIAŁANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

1. Rola i zasady działania rynku bilansującego

Na polskim rynku energii obok segmentu kontraktowego i giełdowego funkcjonuje segment bilansujący, który swoim działaniem łączy pozostałe segmenty rynku. Polski rynek bilansujący powstał we wrześniu 2001 roku. W przeciągu ostatnich siedemnastu lat w celu udoskonalenia tego segmentu rynku wielokrotnie modyfikowano zasady jego działania. Przykład Polski nie jest odosobniony, światowe rynki energii są poddawane procesom dostosowania do nowych wyzwań, takich jak internacjonalizacja, deregulacja czy prywatyzacja. Nie zmieniał się jednak główny cel funkcjonowania rynku bilansującego – równoważenie energii elektrycznej wytworzonej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym z zapotrzebowaniem na nią w każdej chwili w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii do odbiorców.

Rynek bilansujący swoim działaniem zamyka bilans energii w systemie elektroenergetycznym. Umożliwia uczestnikom rynku zakup lub sprzedaż energii elektrycznej w celu jej zbilansowania w sytuacji, gdy zakontraktowano za małą lub za dużą jej ilość na Towarowej Giełdzie Energii lub przez kontrakt bilateralny [1]. Za tworzenie infrastruktury technicznej dla rynku bilansującego oraz administrowanie nim odpowiada operator systemu przesyłowego (tj. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA). Podstawowym obszarem rynku bilansującego są: sieć przesyłowa, miejsca w sieci rozdzielczej o napięciu 110 kV, do których są podłączeni wytwórcy, punkt „ponad siecią” (podmioty nieprzyłączone ani do sieci przesyłowej, ani do sieci rozdzielczej) oraz sieć dystrybucyjna [2].

Uczestnikami rynku bilansującego są: operatorzy systemów rozdzielczych, operatorzy handlowo-techniczni, operatorzy handlowi, wytwórcy, spółki dystrybucyjne, przedsiębiorstwa obrotu i odbiorcy. Podmiot ubiegający się o uczestnictwo w rynku musi spełnić wymagania natury formalnoprawnej, finansowej i technicznej.

Poniżej zestawiono przykładowe wymagania dla uczestników [2]:

- nie mogą ograniczać zdolności wytwórczych w sposób nieuzasadniony;
- nie powinni zgłaszać nieciągłych grafików umów sprzedaży energii dla wytwórców;
- nie mogą zgłaszać grafików sumarycznych umów sprzedaży energii dla wytwórców, nie uwzględniając ograniczeń elektrowni;
- nie powinni zgłaszać grafików wytwórcy, nie uwzględniając informacji o ograniczeniach systemowych od OSP, które mogą zawierać konieczność redukcji lub zwiększenia generacji przez wytwórcę;
- powinni podawać oferty bilansujące od wytwórców zgodne z parametrami technicznymi tych jednostek;
- powinni posiadać odpowiednią koncesję ze względu na rodzaj prowadzonej działalności;
- powinni mieć zawartą umowę przesyłową z OSP lub OSD, w zależności od tego, do jakiej sieci są przyłączeni;
- powinni udzielić gwarancji finansowej.

W przypadku naruszenia któregoś ze zobowiązań, OSP ma prawo zgłosić przewinienie do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Operator systemu przesyłowego oraz operatorzy systemów rozdzielczych swoim działaniem nie mogą wpływać na kształtowanie się cen na rynku i uzyskiwać z tego tytułu korzyści finansowych. Zobligowani są do zapewnienia możliwości realizacji zgłoszonych umów sprzedaży energii, prowadzenia działań bilansujących w obszarze zarządzanej przez siebie sieci oraz administrowania rynkiem [2]. Do prawidłowego funkcjonowania rynku bilansującego niezbędne są dane o transakcjach dostarczane przez Towarową Giełdę Energii do operatorów.

Uczestnicy rynku są zobowiązani do przysyłania danych handlowych i technicznych do OSP. Dane handlowe dotyczą zgłoszonych umów sprzedaży energii (USE), a dane techniczne dotyczą technicznych warunków realizacji dostaw energii elektrycznej. Dane handlowo-techniczne stanowią zgłoszenie oferty bilansującej podmiotu. Zarówno dane techniczne, jak i handlowe, są przysyłane do OSP w postaci grafików dobowo-godzinowych [2]. Zweryfikowane i przyjęte dane przez OSP grafiki są wykorzystywane w ramach procedur planowania i prowadzenia ruchu.

Dla prowadzenia rynku bilansującego kluczowe znaczenie ma plan koordynacyjny dobowy (PKD) oraz bieżący plan koordynacyjny dobowy (BPKD). PKD jest tworzony przez operatora systemu przesyłowego na każdą godzinę doby handlowej w dobie ją poprzedzającej. Plan ten jest przygotowywany za pomocą algorytmu rozdziału obciążeń, uwzględniając aktualną wiedzę operatora systemu przesyłowego w zakresie dyspozycyjności i możliwości regulacyjnych poszczególnych jednostek wytwórczych, prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię, wielkości produkcji zdeterminowanej, salda wymiany międzysystemowej oraz ograniczeń systemowych [2].

BPKD jest tworzony przez OSP w dobie dostawy energii elektrycznej. Głównym zadaniem BPKD jest rozłożenie planowanego zapotrzebowania na okresy 15-minutowe. W ten sposób uzyskuje się bieżące punkty pracy, a komunikaty o nich są przesyłane do wytwórców co 15 minut [2]. Podstawą tworzenia takiego planu jest plan koordynacyjny dobowy przygotowany wcześniej.

W celu rozliczenia niezbędna jest określona ilość dostaw energii dla określonej godziny w pozycji deklarowanej przez jednostkę wytwórczą.

Poza pozycjami przedstawionymi powyżej są ustalane ceny za wytwarzanie energii elektrycznej oraz ceny za redukcję energii elektrycznej. Ceny za wytwarzanie są określane za pomocą pasm zdolności wytwórczych i określane dla danego pasma i godziny po cenie równej zaakceptowanej ofercie bilansującej. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku ceny za redukcję, ponieważ jest ona określana na podstawie wyznaczonego wcześniej pasma redukcji obciążenia i po cenie zaoferowanej dla konkretnej godziny. W każdej godzinie bilansowania ponoszone są koszty całkowite zapotrzebowania, na które składają się koszty bilansowania i koszty usuwania ograniczeń sieciowych. Koszty bilansowania odzwierciedlają różnicę pomiędzy kosztami poniesionymi na pokrycie zapotrzebowania odbiorców a kosztami realizacji umów sprzedaży [2]. Na podstawie kosztów bilansowania można wyznaczyć cenę rozliczeniową odchylenia dla danej godziny. Cena ta jest stosunkiem kosztów bilansowania dla określonej godziny do sumarycznych wielkości odchyień jednostki grafikowej dla tej godziny. Minimalna cena energii na rynku bilansującym to 70 zł/MWh, a maksymalna 1500 zł/MWh [2].

Rozliczenia są prowadzone w 2 cyklach: cyklu dobowym i cyklu dekadowym. W pierwszym z nich na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej lub odebranej z rynku bilansującego w ciągu danej doby. Cykl służy do celów informacyjnych i weryfikacyjnych. Wielkości rozliczeniowe dekadowe są podstawą do wystawienia faktur za sprzedaż lub zakup energii na rynku bilansującym [2].

Na rynku bilansującym można wyróżnić 4 rodzaje transakcji, z czego dla JWCD [3]:

- 1) Transakcja dotycząca różnicy pomiędzy zadeklarowaną i zweryfikowaną ilością dostaw energii. Ilość zadeklarowana wynika z umów sprzedaży energii na innych segmentach rynku. Natomiast ilość zweryfikowana pochodzi z możliwości technicznych JWCD oraz weryfikacji umów sprzedaży i ofert bilansujących. Podstawą wynagrodzenia za ten rodzaj transakcji jest cena rozliczeniowa odchylenia na rynku bilansującym.
- 2) Rozliczanie skorygowanej ilości dostaw, która jest różnicą pomiędzy zweryfikowaną a skorygowaną ilością dostaw energii elektrycznej. Z czego skorygowaną ilością dostaw określany jest wolumen energii elektrycznej wynikający z pracy systemu, uwzględniający przy tym m.in. ograniczenia

systemowe, awarie itp. Należnością dla tej transakcji jest indywidualna dla każdej jednostki wytwórczej cena korekty pozycji kontraktowej.

- 3) Transakcja wyznaczana na podstawie różnicy pomiędzy rzeczywistą dostawą a skorygowanym kontraktem. Rozliczenie tego rodzaju transakcji następuje na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia.

Dla pozostałych uczestników rynku istnieje jeden rodzaj transakcji, będący różnicą pomiędzy deklarowaną ilością dostaw a rzeczywistym poborem energii elektrycznej. W tego rodzaju transakcji rozliczenie następuje na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia [3].

2. Zależności cenowe na rynku energii elektrycznej

Głównymi czynnikami wpływającymi na ceny energii elektrycznej są [4]:

- ceny paliw,
- ceny uprawnień środowiskowych,
- rozwój połączeń transgranicznych,
- wolumen eksportu i importu energii elektrycznej,
- ceny energii na rynkach zagranicznych,
- koszty pracy jednostek wytwórczych,
- koszty środowiskowe,
- struktura paliwowa,
- zapotrzebowanie na energię,
- gra rynkowa na rynku energii,
- rozwój technologii jednostek wytwórczych.

Wymienione determinanty wpływają na ceny energii w każdym segmencie rynku. Jednak w celu przybliżenia roli rynku bilansującego należy wyszczególnić czynniki, które mogą przyczyniać się do kształtowania cen na rynku bilansującym, są to:

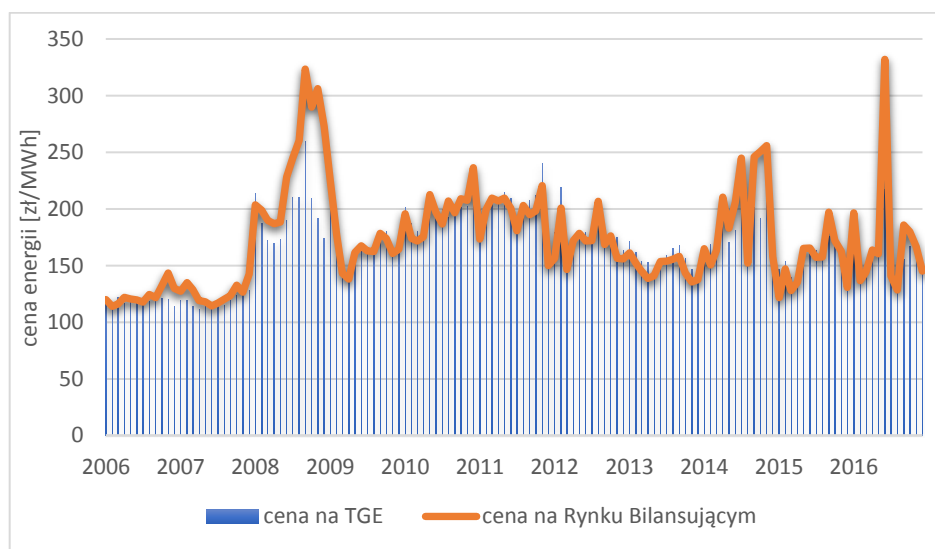
- awarie systemowe,
- anomalie pogodowe,
- ubytki mocy w KSE,
- rozruchy nowych bloków energetycznych,
- stosowanie „otwartej” oferty,
- problemy związane z połączeniami transgranicznymi,
- poziom wody w rzekach.

Do 2006 roku operator systemu przesyłowego wybierał oferty najkorzystniejsze cenowo od wytwórców, którzy składali oferty przyrostu lub redukcji wytwarzania energii elektrycznej. Energia zakupiona przez PSE była odsprzedawana podmiotom, które źle zbilansowały swoje zapotrzebowanie. Problemem w tym czasie było wykorzystywanie ograniczeń sieciowych przez elektrownie, które korzystając z problemów systemu, oferowały wysokie ceny [5]. Kolejne zmiany nastąpiły w 2009 roku, kiedy postanowiono przejść na model cen

krańcowych. Oznaczało to jedną cenę za energię dostarczoną i zredukowaną na rynku, zaś ceny na rynku bilansującym zaczęły być w korelacji z cenami giełdowymi.

W pewnym momencie średnie ceny na rynku bilansującym zaczęły przybierać wartość niższą niż na Towarowej Giełdzie Energii. Taka sytuacja sprawiła, że bycie niezbilansowanym zaczęło być opłacalne, co z kolei spowodowało zwiększenie wolumenu energii na rynku bilansującym, ponieważ podmiotom zakupowym nie opłaca się dokładnie prognozować zapotrzebowania w sytuacji, gdy mogą zakupić energię elektryczną po podobnej cenie na rynku bilansującym [5]. Jednakże taka gra na rynku bilansującym jest bardzo ryzykowna, ponieważ w przypadku wystąpienia ograniczeń sieciowych, awarii w systemie oraz nagłego wzrostu zapotrzebowania ceny mogą wzrosnąć z poziomu 150 zł/MWh do 1500 zł/MWh [5]. Ze względu na takie okoliczności i opisaną grę rynkową, należy dążyć do usprawnienia działania i zmian regulacyjnych w funkcjonowaniu rynku energii. Warto pamiętać o istocie funkcjonowania rynku bilansującego, który dla wszystkich podmiotów powinien być ostatecznością, a nie miejscem podstawowego działania. Rynek bilansujący nie powinien być miejscem do spekulacji cenowych, polegających na próbie przewidzenia kierunku nierównowagi systemowej, celem zwiększenia dochodów [6].

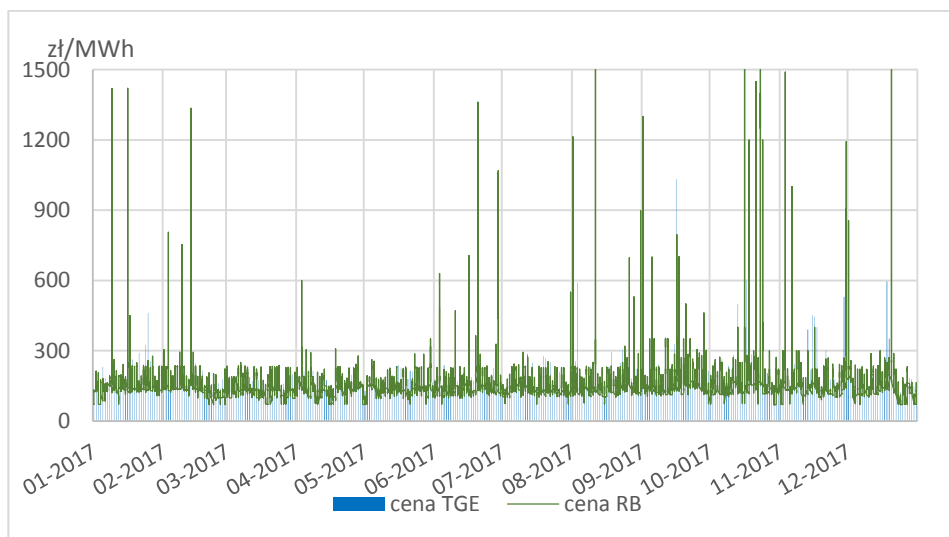
W celu przybliżenia zależności pomiędzy segmentem giełdowym i bilansującym przeprowadzono analizę korelacji cen pomiędzy nimi. W pierwszym kroku analizy sprawdzono zależność pomiędzy średnimi ważonymi cenami miesięcznymi na tych rynkach w latach 2006–2016 (rys. 1).



Rys. 1. Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej na TGE i rynku bilansującym w latach 2006–2016

W wyniku tej analizy otrzymano współczynnik korelacji na poziomie 0,844. Taki wynik może świadczyć o silnej zależności cenowej pomiędzy rynkami.

W związku z faktem, że ceny na tych rynkach były mocno uśrednione, przeprowadzono kolejną analizę korelacji cenowej pomiędzy rynkami. W kolejnym badaniu sprawdzono zależność cen energii w roku 2017, biorąc pod uwagę godzinowe ceny energii. Jej wyniki przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Ceny energii elektrycznej na TGE i rynku bilansującym w 2017 roku

Analizy korelacji dokonano w oparciu o zależność [7]:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (1)$$

gdzie: x i y – zmienne losowe, $\bar{x}$ i $\bar{y}$ – wartości średnie.

W wyniku tej analizy otrzymano współczynnik korelacji na poziomie 0,58. Otrzymany wynik świadczy o umiarkowanej zależności pomiędzy rynkami.

Wykorzystując dane o polskim systemie elektroenergetycznym z 2017 r., przeprowadzono kolejne korelacje w celu poszukania czynników, które posiadają jakąś zależność liniową z sytuacją na rynku bilansującym. W wyniku tych badań otrzymano następujące wyniki:

- współczynnik korelacji pomiędzy cenami na rynku bilansującym i łącznymi ubytkami mocy wynosi 0,23 – świadczy to o słabej zależności liniowej,
- współczynnik korelacji pomiędzy cenami rozliczeniowymi na rynku bilansującym a generacją wiatrową wynosi - 0,23 – świadczy to o ujemnej słabej zależności liniowej,

- współczynnik korelacji pomiędzy obrotem energii elektrycznej na rynku bilansującym a generacją wiatrową wynosi 0,29 – świadczy to o słabej zależności liniowej,
- współczynnik korelacji pomiędzy cenami rozliczeniowymi na rynku bilansującym a zapotrzebowaniem na energię elektryczną wynosi 0,37 – świadczy to o słabej zależności liniowej,
- współczynnik korelacji pomiędzy cenami rozliczeniowymi na rynku bilansującym a generacją JWCD wynosi 0,43 – świadczy to o umiarkowanej zależności liniowej,
- współczynnik korelacji pomiędzy obrotem na rynku bilansującym a łącznymi ubytkami w systemie wynosi 0 – świadczy to o braku zależności liniowej,
- współczynnik korelacji pomiędzy obrotem na rynku bilansującym a cenami rozliczeniowymi w systemie wynosi - 0,08 – świadczy to o braku zależności liniowej.

Poza tym w 2017 roku cena sprzedaży energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii była w 48,3% przypadków wyższa niż na rynku bilansującym. Zakładając, że godziny szczytowe w ciągu całego roku przypadają pomiędzy 8:00 a 22:00, to w 30,6% przypadków cena na giełdzie energii była wyższa niż na rynku bilansującym. Cena energii na rynku bilansującym była powyżej 400 zł/MWh dla 116 godzin w ciągu roku, z czego 28 razy równocześnie cena na giełdzie energii była powyżej tej kwoty. Gdy cena rozliczeniowa na rynku bilansującym jest niższa niż na giełdzie energii, wówczas bardziej opłacalny jest zakup energii elektrycznej na rynku bilansującym. Kupno energii na tym segmencie rynku wiąże się z ryzykiem poniesienia strat finansowych, ze względu na możliwość wystąpienia nagłych skoków cen. Z przeprowadzonych obserwacji wynika, że wzrost cen na rynku bilansującym wystąpił tylko dla 88 godzin w 2017 roku. Zjawisko takie może świadczyć o niewielkim ryzyku finansowym.

3. Wpływ rozporządzenia Komisji Europejskiej 2017/2195

W celu stworzenia efektywnie zintegrowanego europejskiego rynku energii elektrycznej oraz zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych należy opracować skuteczne przepisy dotyczące bilansowania, aby zachęcić uczestników rynku do przyczynienia się do rozwiązania braków systemowych, za które są oni odpowiedzialni [8]. Konieczne jest w szczególności ustanowienie przepisów odnoszących się do aspektów technicznych i operacyjnych bilansowania systemu oraz do obrotu energią.

W dniu 28 listopada 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej zostało opublikowane Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania [8], zwane

„EB GL”, od angielskiej nazwy kodeksu – *Electricity Balancing Guideline*. Rozporządzenie podkreśla konieczność ścisłej współpracy pomiędzy OSP a OSD w celu efektywnego bilansowania swoich obszarów i zapewnienia sprawiedliwej alokacji kosztów [8].

W ciągu sześciu miesięcy od wejścia w życie rozporządzenia OSP z każdego państwa członkowskiego są zobligowani proponować jednolitą formułę warunków dla dostawców usług bilansujących i dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Przy powstawaniu takich warunków jest konieczna współpraca z uczestnikami rynku oraz respektowanie obecnych europejskich ram prawnych. Komisja Europejska w rozporządzeniu przybliży zakres wymagań, jakie mają być wprowadzone [8]. Część z tych wymagań już funkcjonuje w Polsce. Rozporządzenie wymaga między innymi wprowadzenia możliwości pełnienia roli dostawcy usługi bilansującej przez agregatora odbiorów oraz magazynów energii. Wprowadzane warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zawierają definicję [8]: *„odpowiedzialności za bilansowanie dla każdego połączenia opracowaną w taki sposób, aby uniknąć jakichkolwiek luk lub dublowania się odpowiedzialności za bilansowanie spoczywającej na różnych uczestnikach rynku świadczących usługi w ramach tego połączenia”*. OSP powinni wprowadzić zasady aktualizacji ofert dotyczących zintegrowanego procesu grafikowania przed i po zamknięciu bramki. Rozporządzenie daje możliwość dla wytwórców, aby oferowali niewykorzystane moce wytwórcze lub inne środki bilansujące poprzez oferty dotyczące energii bilansującej lub oferty dotyczące zintegrowanego procesu grafikowania na rynkach bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla międzyobszarowego rynku dnia bieżącego [8]. Wymagane jest jednak wcześniejsze poinformowanie OSP o niewykorzystanych mocach wytwórczych.

W związku z integracją rynków energii w Europie, rozporządzenie nakłada wymóg opracowania zharmonizowanych metod alokacji między obszarowych zdolności przesyłowych na potrzeby bilansowania. Tego rodzaju przepisy zwiększą płynność na rynkach krótkoterminowych poprzez umożliwienie zwiększenia handlu transgranicznego oraz bardziej efektywne wykorzystanie istniejącej sieci na potrzeby energii bilansującej [8]. W celu zapewnienia rozwoju integracji rynków będzie wdrażana europejska platforma wymiany energii bilansującej.

4. Możliwości rozwoju rynku bilansującego

Polska elektroenergetyka stoi w najbliższych latach przed dużymi wyzwaniami w zakresie: bezpieczeństwa dostaw, cen energii elektrycznej oraz niskoemisyjności. W związku z tym sprostanie nowym wyzwaniom będzie wymagało dużych nakładów finansowych oraz zmian legislacyjnych, między innymi w funkcjonowaniu rynku energii. Od kilku lat jest stawiany zarzut

o nieefektywności funkcjonowania polskiego rynku energii. Jednym z argumentów potwierdzających tę tezę są straty ponoszone przez elektrownie systemowe, które wytwarzają energię elektryczną często poniżej poziomu swojej opłacalności [9]. W coraz większym stopniu mocno uprzywilejowane odnawialne źródła energii przejmują wytwarzanie energii elektrycznej. Taka tendencja powoduje pogarszanie sytuacji finansowej elektrowni systemowych. Bloki wytwórcze nie zostają wyłączone z systemu ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu i brak inwestycji w sektorze energetycznym [9]. Zmniejszenie mocy wytwórczych elektrowni systemowych spowoduje problemy związane z bilansowaniem KSE, a w konsekwencji zwiększą się problemy na rynku bilansującym.

W dalszej części pracy będą zaproponowane przykładowe rozwiązania, mogące wpłynąć na wzrost inwestycji, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz poprawę sytuacji na rynku energii.

Odnosząc się do opłat przesyłowych, należy zwrócić uwagę na potencjał wprowadzenia opłat węzłowych, które miałyby na celu zmotywować i zapewnić środki dla inwestycji na obszarach sieci, gdzie brakuje źródeł wytwórczych lub obecne źródła są niestabilne. Za przykład może posłużyć rynek skandynawski (Szwecja, Norwegia, Dania), gdzie w jednym kraju zróżnicowano w ramach kilku obszarów rynkowych opłaty za usługę sieciową i ceny energii. Odbiorcy płacą niższe stawki za usługi sieciowe na północy, a wyższe na południu [10], natomiast odwrotnie sytuacja przedstawia się z opłatami za dostęp do sieci. W Polsce takie rozwiązanie również miałoby sens, ponieważ duża liczba stabilnych źródeł wytwórczych znajduje się na południu, natomiast na północy jest więcej źródeł niestabilnych. Inwestycje zniwelowałyby dysproporcje wytwórcze między południem a północą Polski. Oczywiście można spodziewać się w takiej sytuacji reakcji Komisji Europejskiej, że zostało wprowadzone subsydiowanie przedsiębiorstw energetycznych, które burzy zasady konkurencyjności na rynku. Z drugiej jednak strony takie rozwiązanie mogłoby wpisać się w plany Komisji Europejskiej, ponieważ celem jest zapewnienie równomiernego rozwoju państwa, a więc wyrównania szans gospodarczych na całym obszarze Polski. Należałoby określić, że źródła wytwórcze z tych funduszy będą niskoemisyjne, a zarazem stabilne. Rozwiązałyby to problemy polskiej energetyki z zakresu emisyjności i bezpieczeństwa pracy systemu. Jednak obecnie na polskim rynku energii obowiązuje model tzw. miedzianej płyty. Uniemożliwia to konkurencję wyceny energii elektrycznej i instrumentów pochodnych ze względu na brak zależności opłat od lokalizacji źródeł wytwórczych [11].

Ceny węzłowe są jednymi z bardziej efektywnych mechanizmów zarządzania ograniczeniami systemowymi w systemach elektroenergetycznych. Przykładem wdrożenia w systemie cen węzłowych jest między innymi Nowa Zelandia, Chile, niektóre stany w USA [13]. Warto przedstawić czym jest cena węzłowa. Definiuje się ją jako krańcową zmianę kosztów w całym systemie

elektroenergetycznym na skutek niewielkiej zmiany obciążenia w danym węźle [13]. Przy przesyłaniu energii elektrycznej od węzła wytwórczego do węzła odbiorczego powstają straty przesyłowe oraz mogą występować ograniczenia przesyłowe. Opłaty powinny odzwierciedlać te zjawiska poprzez zróżnicowanie cen w różnych węzłach sieci. W związku z tym więcej za energię elektryczną zapłaciliby odbiorcy znajdujący się daleko od źródeł wytwórczych, niż odbiorcy położeni w pobliżu węzłów wytwórczych [13]. Można określić, co zawiera się w takiej opłacie węzłowej: krańcowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, dodatkowe koszty wytwarzania wynikające z ograniczeń systemowych oraz koszty związane ze stratami przesyłowymi. Wprowadzenie systemu opłat węzłowych spowodowałoby, że transakcje na rynku bilansującym byłyby rozliczane po cenach węzłowych [13]. Innymi słowy, każdy węzeł posiadałby własne stopy ofert i dla każdego z nich byłaby prowadzona selekcja. Poprawiłoby to nie tylko bezpieczeństwo i niezawodność systemu elektroenergetycznego, ale również zwiększyłoby zasoby finansowe na inwestycje w źródła wytwórcze na terenach z wysokimi cenami węzłowymi. Przy wprowadzeniu opłat węzłowych, kontrakty bilateralne zostałyby obciążone kosztami związanymi z różnicą cen pomiędzy węzłem odbiorczym a wytwórczym [13]. Poza tym wprowadzenie zabezpieczenia w postaci instrumentu finansowego - praw przesyłu, zapewniłoby bezpieczeństwo uczestnika przed potencjalnymi zmianami cen węzłowych [13]. Rozwiązanie takie funkcjonuje na rynku w USA [12]. Kolejnym pozytywnym impulsem dla rynku bilansującego byłby fakt, że wprowadzenie zróżnicowanych opłat węzłowych przyczyniłoby się do efektywniejszego zarządzania ograniczeniami systemowymi. Obecnie koszty ograniczeń ponoszą wszyscy uczestnicy rynku, a nie jednostki, które powodują problemy w danych węzłach [11]. Wprowadzenie przedstawionego systemu opłat spowodowałoby sprawiedliwy rozkład kosztów. Podtrzymywanie obecnego modelu „miedzianej płyty” spowoduje, że pomimo zorganizowania funduszy na inwestycje polski system nadal nie będzie działał w sposób efektywny [11].

Powstanie Giełdy Energii spowodowało, że rynek zaczął być bardziej konkurencyjny. Jednak mimo stopniowego wzrostu obrotów na tym rynku pod koniec 2001 roku pojawiły się problemy dla tego segmentu rynku [14]. Stało się tak na skutek wprowadzenia grafików dobowo-godzinowych na rynku bilansującym. Wówczas sytuacja na rynku bilansującym nie zmuszała do dobrego planowania i nie wprowadzała sankcji za błędy. Taka sytuacja spowodowała, że przy przekontraktowanym rynku bilansującym nie było miejsca dla giełdy energii [14]. Zwolennicy giełdy energii uważali, że należy zmienić zasady cenowe na rynku bilansującym, wprowadzić na nim sankcje karne za złe prognozowanie zapotrzebowania, zlikwidować kontrakty długoterminowe. Dodatkowo OSP chciał zredukować straty w systemie wywołane dużą ilością energii na rynku bilansującym. Uczestnicy rynku wykorzystywali fakt, że mogą wpływać na cenę, dlatego wykorzystywali rynek bilansujący do handlu. Sytuacja na rynku bilansującym w sposób uśredniony

oddziaływała na odbiorców końcowych, ze względu na opłaty jakościowe. PSE zaproponowały wprowadzenie cen rozchylonych, czyli zróżnicowaniu cen zakupu i sprzedaży energii elektrycznej dla dystrybutorów [15]. Dla wytwórców pozostawiono jedną cenę rozliczeniową. Taki mechanizm rozliczeniowy prowadził do uzyskania dodatkowych przychodów przez OSP. Zmiany wprowadzone do regulaminu rynku bilansującego zaczęły obowiązywać od lipca 2002 roku [16] - spółki dystrybucyjne były zobowiązane do dokładniejszego grafikowania zapotrzebowania. Takie uwarunkowania spowodowały, że zmniejszył się wolumen energii na rynku bilansującym, a więc wyeliminowano wykorzystywanie tego segmentu rynku energii z prób uzyskiwania dodatkowych korzyści finansowych [17]. Przyczyniło się to do przeniesienia spółek dystrybucyjnych na Towarową Giełdę Energii, gdzie często odsprzedawały one energię przekontraktowaną w dolinach zapotrzebowania. OSP udało się w ten sposób zrealizować swój cel, ponieważ koszty ograniczeń zostały pokryte przez przychody wynikające z cen rozchylonych [18].

Analogiczne zmiany w sposobie rozliczania przeprowadzono w 2003 roku dla wytwórców. Celem wprowadzenia zmian było złagodzenie skutków siły rynkowej wytwórców [19]. W ich przypadku zmiany wprowadzono w dwóch etapach. W pierwszym etapie wprowadzono ceny rozchylone dla wszystkich jednostek wytwórczych z wyjątkiem jednostek uruchamianych oraz pracujących z załączoną regulacją. W drugim etapie zmieniono sposób rozliczania jednostek wytwórczych z generacji wymuszonej [16]. Z czasem uczestnicy rynku byli coraz bardziej niezadowoleni z funkcjonowania cen rozchylonych. Deklarowanie swojej oferty wymagało dyscypliny w prognozowaniu zapotrzebowania. Należy w tym miejscu zwrócić uwagę na fakt, że zadeklarowanej ilości energii nie można było skorygować w dobie dostawy [16]. W przypadku wytwórców uczestnictwo w rynku bilansującym wiązało się z dużym ryzykiem, ponieważ nie są w stanie przewidzieć z dobowym wyprzedzeniem awarii bloku, więc wytwórcy byli zmuszeni do zakupu całej zadeklarowanej energii dla doby, w której wystąpiła awaria i dnia następnego w przypadku zadeklarowania oferty [16]. Wiąże się to z dużymi kosztami dla elektrowni. Zniesienie takiego sposobu rozliczania było spowodowane coraz większą niechęcią ze strony uczestników rynku. W związku z tym powrócono do jednolitych cen rozliczeniowych, jednocześnie wprowadzono zastrzeżenie, że Operator Systemu Przesyłowego nie może czerpać korzyści finansowych z prowadzenia rynku bilansującego. Obecnie uczestnicy rynku bilansującego nie mają motywacji do dokładnego prognozowania swojego zapotrzebowania, wobec czego wybierają czynne uczestnictwo na rynku bilansującym. PSE, jako administrator rynku bilansującego, odpowiadają za ich poprawne zbilansowanie. Uczestnicy rynku posiadają lepsze narzędzia do prognozowania zapotrzebowania na energię, np. inteligentne liczniki. Wobec czego wprowadzenie obowiązku dokładnego bilansowania swojego zapotrzebowania nie stanowi aż takiego ryzyka jak przed laty. Powrót do cen rozchylonych najprawdopodobniej spowodowałby zmniejs-

szczenie wolumenu energii na rynku bilansującym. Powracając do cen rozchylonych należałoby wyeliminować błędy związane z bilansowaniem w latach 2002-2008. Przede wszystkim byłoby konieczne umożliwienie wytwórcom korygowanie swojej pozycji w dniu dostawy. W przypadku awarii JWCD nie należałoby wymuszać na wytwórcy konieczności zakupu energii na rynku bilansującym, gdy ma do dyspozycji inną jednostkę wytwórczą, którą mógłby pokryć zadeklarowany bilans. Innym rozwiązaniem dla tej sytuacji mogłaby być współpraca takiej jednostki z jednostką wytwórczą interwencyjną. W efekcie zmiany ceny na rynku bilansującym najprawdopodobniej będą fluktuować. Dzięki temu będzie można lepiej określić prawdziwe wartości niedoboru mocy. Taka sytuacja wymusi na uczestnikach rynku używanie instrumentów krótkoterminowych i długoterminowych, w celu lepszego zbilansowania swojej pozycji kontraktowej [20].

W konsekwencji tych zmian można spodziewać się wzrostu popytu na usługę DSR przez uczestników rynku. Zarządzanie stroną popytową pozwoli dostosować zapotrzebowanie do pozycji oferowanej. Ceny rozchylone lepiej odzwierciedlałyby działania bilansujące. Jak już wcześniej w pracy przedstawiono, OSP nie może czerpać korzyści finansowych z prowadzenia rynku. W związku z tym pojawia się pytanie, co zrobić z różnicą wynikającą z rozliczania z odchyleń. W tym zakresie należałoby wprowadzić fundusz rezerwy inwestycyjnej dla sektora energetycznego. Różnice w cenach rozchylonych na rynku bilansującym byłyby przepływem pieniężnym dla funduszu. Celem takiego funduszu byłyby inwestycje w sektorze energetycznym. Za kontrolę nad redystrybuowaniem środków mogłoby być odpowiedzialne Ministerstwo Energii. Taki model współpracy mógłby zapewnić inwestycje w sektorze energetycznym, a tym samym pozwoliłby sprostać wyzwaniom stawianym polskiej elektroenergetyce.

5. Wnioski

Z przeprowadzonych rozważań można wyprowadzić następujące wnioski.

1. Rynek bilansujący nie powinien być miejscem do spekulacji cenowej oraz prowadzenia gry rynkowej, ponieważ jego głównym celem jest zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
2. Liniową zależność na rynku bilansującym można znaleźć przede wszystkim pomiędzy cenami energii na TGE i rynku bilansującym oraz pomiędzy cenami rozliczeniowymi a generacją JWCD.
3. Niższe ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym niż na giełdzie energii są impulsem do zakupu energii na rynku bilansującym. Taka sytuacja nie zachęca uczestników rynku do dokładnego bilansowania swojego zapotrzebowania.

4. Unia Europejska dąży do pełnej integracji europejskich rynków energii, poprzez wprowadzenie międzyobszarowego bilansowania energii [21]. Jednak to nie jedyny sposób na zwiększenie konkurencyjności i poprawę funkcjonowania rynku energii, ponieważ wśród potencjalnych rozwiązań może rozważyć wprowadzenie cen rozchylonych lub cen węzłowych.

Literatura

- [1] Moszoro M.: Analiza problemów biznesowych. Oficyna Wolters Kluwer. Warszawa, 2010
- [2] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE, Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi wersja 1.0. (Tekst jednolity obowiązujący od dnia: 03.03.2017).
- [3] Szczygieł L.: Model rynku energii elektrycznej [online]. Urząd Regulacji Energetyki, 2005.
- [4] Zajdler R., Gałczyński M.: Czynniki mające wpływ na kształtowanie się cen energii na rynku w Polsce. Zajdler Energy Lawayers & Consultants. Warszawa, 2015.
- [5] Świrski K.: Rynek bilansujący energii, kto nie ryzykuje ten śpi spokojnie. Konrad Świrski Blog, 2011.
- [6] Santos G., Pinto T., Vale Z., Morais H., Praca I.: Balancing market integration in MASCEM electricity market simulator. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- [7] Józwiak J., Podgórski J.: Statystyka od podstaw. PWE. Warszawa, 2016.
- [8] Komisja Europejska: Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania, 2017.
- [9] Towarzystwo Obrotu Energią: Rynek Energii elektrycznej i gazu w Polsce – stan na 31 marca 2016 r. Raport TOE. Warszawa, 2016.
- [10] Giełda Nord Pool działająca na skandynawskim rynku energii (obejmującym Norwegię, Szwecję, Finlandię i Danię), dostępne w internecie: <http://ww2.senat.pl/k7/kom/kgm/k/12.pdf>.
- [11] Toczyłowski E.: Bezpieczeństwo energetyczne za wysoką cenę? Energetyka Ciepła i Zawodowa. Nr 5, listopad 2006.
- [12] Terlikowski P., Paska J., Pawlak K.: Rynek energii w Stanach Zjednoczonych. Monografia pokonferencyjna Rynek Energii Elektrycznej 2017. Polityka i ekonomia. Lublin 2017.
- [13] Bil J.: Ceny węzłowe jako mechanizm zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki. 6/2005.
- [14] Andrzejczuk A.: Bariery zaistnienia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Biuletyn URE. 4/2002.
- [15] Guzik R.: Bilansujący – rynek czy mechanizm? Biuletynie URE. 6/2002.

- [16] Majchrzak H., Mroziński A., Pozniak R.: Wpływ funkcjonowania rynku bilansującego na koszty ponoszone przez uczestników rynku energii elektrycznej. *Energetyka*. Czerwiec 2005.
- [17] Decyzja Nr DOK - 104/04, Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Warszawa, 20.10.2004 r.
- [18] Kaliszewski I.: Rynek dnia następnego dla PSE? CIRE, 2001.
- [19] Kasprzyk S.: Rozwój rynku bilansującego. CIRE, <http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252Frozrynkasp.pdf>.
- [20] Baker P., Bayer E., Rączka J.: Rynek mocy w Wielkiej Brytanii - doświadczenia ważne dla Polski. *Forum Analiz Energetycznych*, 2015.
- [21] Fournié L., Andrey C., Hentschel J., Wilkinson G.: Raport Komisji Europejskiej: Integration of electricity balancing markets and regional procurement of balancing reserves. 2016.
- [22] Van der Veen R.A.C., Hakvoort R.A.: The electricity balancing market: Exploring the design challenge. *Utilities Policy* 43(B), 2016.
- [23] Van der Veen R., De Vries L.J.: The impact of microgeneration upon the Dutch balancing market. *Energy Policy* 37(9), 2009.
- [24] Vlachos A.G., Biskas P.N.: Demand Response in a Real-Time Balancing Market Clearing With Pay-As-Bid Pricing. *IEEE Transactions on Smart Grid* 4(4), 2013.
- [25] Klæboe G., Eriksrud A.L., Fleten S.E.: Benchmarking time series based forecasting models for electricity balancing market prices. *Energy Syst.*, 2015.
- [26] Bunn D.W., Kremer S.O.E.: Statistical Arbitrage and Information Flow in an Electricity Balancing Market. 2018.

**Grzegorz WIŚNIEWSKI, Justyna ZARZECZNA, Aneta WIĘCKA,
Andrzej CURKOWSKI, Bartłomiej PEJAS,
Katarzyna MICHAŁOWSKA-KNAP**
Instytut Energetyki Odnawialnej

ANALIZA I OCENA POLSKIEGO SYSTEMU AUKCYJNEGO DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z OZE – DOŚWIADCZENIA Z DOTYCHCZASOWYCH AUKCJI I PERSPEKTYWY DO 2020 ROKU NA PRZYKŁADZIE FOTOWOLTAIKI

W latach 2006–2015 zasadniczym systemem promocji produkcji energii z OZE był system zielonych certyfikatów realizowany w formie wsparcia eksploatacyjnego w postaci praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii z OZE, do zakupu których były zobowiązane spółki obrotu energią (sprzedawcy energii) i których obrót odbywał się na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) lub za jej pośrednictwem. Przepisy w tym zakresie ustalone były w Prawie energetycznym, a szczegółowe obowiązki zakupu energii z OZE (ustalające też zasady i ramy obrotu świadectwami pochodzenia) nakładało rozporządzenie Ministra Gospodarki, gdzie podane były m.in. wymagane wielkości wzrostu udziału energii z OZE w poszczególnych latach.

System ustalał na rynku jednakową cenę dla świadectw, niezależnie od rodzaju i wielkości źródła, i umożliwił m.in. szybki przyrost mocy w energetyce wiatrowej i w technologii współspalania biomasy z węglem. Pomijając współspalanie (wypaczenie w systemie, który miał tworzyć nowe moce i budować trwałe zdolności produkcyjne do 2020 roku), w systemie zielonych certyfikatów łączna moc elektryczna OZE wzrosła o ponad 7 GW, z 1,2 GW na początku 2006 roku do 8,4 GW na koniec 2016 roku. Ale już od 2011 roku, z powodu nadpodaży świadectw pochodzenia w stosunku do zobowiązań ilościowych, ich ceny zaczęły spadać (system nie miał „kotwicy” w postaci ceny minimalnej certyfikatów) i w kolejnych latach coraz więcej instalacji OZE nie było w stanie łącznymi przychodami ze sprzedaży energii i praw majątkowych do świadectw pochodzenia pokrywać bieżących kosztów.

Jednocześnie, od 2011 roku trwały prace nad ustawą o odnawialnych źródłach energii, która pierwotnie miała wprowadzić modyfikacje w systemie świadectw pochodzenia oraz nowy instrument dla małych instalacji OZE – tzw. taryfy gwarantowane (FiT). We wrześniu 2013 roku w projekcie ustawy nieoczekiwanie pojawiło się wsparcie w postaci aukcji (przetargów na energię z OZE), z których, po ogłoszeniu przez rząd zamawianego wolumenu energii i maksymalnej ceny (tzw. referencyjnej) wyłaniani są inwestorzy oferujący

najniższe ceny i oni otrzymują wsparcie, na dostarczanie energii do sieci w okresie (standardowo) 15 lat. Ta koncepcja zwyciężyła i, z aukcyjnym systemem wsparcia, 20 lutego 2015 roku uchwalona została ustawa o odnawialnych źródłach energii – **uOZE** (Dz.U. z 2015 r. poz. 478). System aukcyjny wszedł w życie nie od razu, ale po uchwaleniu przez Sejm 22 czerwca 2016 roku nowelizacji uOZE i dopiero w oparciu o te przepisy przeprowadzono dwie pierwsze rundy aukcyjne.

W referacie zostały omówione wyniki przeprowadzonych dotychczas (grudzień 2016 i czerwiec 2017) dwóch pierwszych aukcji dla nowych instalacji (w analizie pominięto tzw. aukcje „migracyjne” dla źródeł funkcjonujących dotychczas w systemie świadectw pochodzenia) w segmencie mocy do 1 MW. Szczegółowej analizie poddano zgłoszone projekty oraz zwycięskie przedsiębiorstwa. Szczególnym przypadkiem inwestycji są farmy fotowoltaiczne, które nie były w stanie szerzej zaistnieć na rynku OZE w systemie zielonych certyfikatów, ale szybko stały się symbolem i zwiastunem (?) sukcesu polskiego systemu aukcyjnego. Analizy wskazują, że w wyniku już przeprowadzonych aukcji w branży OZE (głównie fotowoltaiczna) może powstać ok. 400 MW nowych mocy. Po upływie maksymalnie 24 miesięcy od dat ich rozstrzygnięcia (maksymalny okres dla inwestorów, którzy wygrali aukcje na dostarczenie po raz pierwszy energii do sieci) będzie można ostatecznie ocenić efektywność przeprowadzonego po raz pierwszy w Polsce pilotażu aukcyjnego w branży OZE.

Już teraz, zdobyte pierwsze i unikalne w Polsce doświadczenia deweloperów i inwestorów w polskim systemie aukcyjnym, mogą być wykorzystane w dyskusji nad kolejną, rządową nowelizacją uOZE oraz w planowanej nowej rundzie aukcji (już o znacznie większych wolumenach zamawianych), która zgodnie z planami rządu będzie ogłoszona w 2018 roku. Problemem (omówionym w dalszej części artykułu) jest możliwość wykorzystania systemu aukcyjnego do realizacji polskich zobowiązań w zakresie OZE w 2020 roku.

1. Doświadczenia z pierwszych aukcji na energię z OZE dla źródeł o mocach poniżej 1 MW – analiza projektów i podmiotów

W tabeli 1 przedstawiono dotychczasową strukturę¹ koszyków aukcyjnych i schemat przeprowadzania aukcji odrębnie dla źródeł poniżej 1 MW i odrębnie dla źródeł powyżej 1 MW.

¹ Struktura koszyków aukcyjnych wprowadzona nowelizacją uOZE z 2016 roku okazała się niezrozumiała, nielogiczna i niemożliwa do zaakceptowania w procesie notyfikacji w Komisji Europejskiej i jest obecnie przedmiotem kolejnej nowelizacji, *przyp. aut.*

Pierwsze aukcje na energię z nowych źródeł przeprowadzono dwukrotnie – w 2016 r. i 2017 r. – w jednym (z siedmiu wówczas możliwych) koszyku aukcyjnym, w zakresie mocy poniżej 1 MW. Dotyczyło to koszyka nazwanego jako „Inne niż wyżej wymienione”, do którego, w rozumieniu gospodarza ustawy (Minister Energii) oraz regulatora i organu uprawnionego do przeprowadzenia aukcji (URE), zaliczona została przede wszystkim energetyka słoneczna (farmy fotowoltaiczne) i energetyka wiatrowa (małe farmy lub pojedyncze elektrownie wiatrowe).

Tabela 1

Dotychczasowa struktura koszyków aukcyjnych w ustawie o OZE, zaznaczono (X) koszyk, w którym odbyły się aukcje pilotażowe na energię z nowych źródeł

Dotychczasowe koszyki aukcyjne		< 1MW	> 1MW
1.	Wszystkie OZE, CF>3504 h/rok		
2.	Termiczne przekształcanie odpadów		
3.	CO ₂ <100 kg/MWh; CF>3504 h/rok		
4.	Klastry		
5.	Spółdzielnie		
6.	Biogaz rolniczy		
7.	Inne niż wyżej wymienione	X	

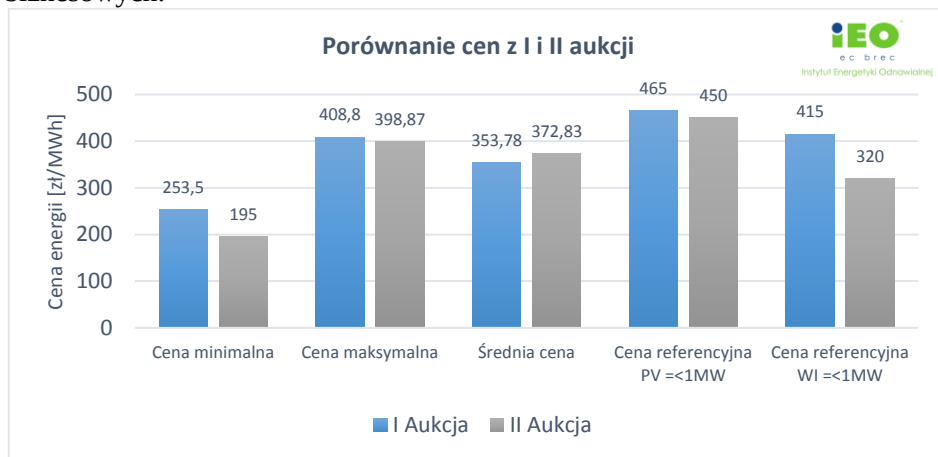
Ceny referencyjne dla tych źródeł, określone przez Ministra Energii, wynosiły odpowiednio: w pierwszej aukcji 465 zł/MWh (fotowoltaika) i 415 zł/MWh (wiatr) oraz 450 zł/MWh (fotowoltaika) i 320 zł/MWh (wiatr) w drugiej. Ograniczenie mocy do 1 MW i niższe ceny referencyjne dla energetyki wiatrowej spowodowały, że w koszyku aukcyjnym nr 7 zwycięzcą okazała się technologia fotowoltaiczna.

W I aukcji OZE przeprowadzonej 30 grudnia 2016 r. wygrały 84 projekty branży fotowoltaicznej złożone przez 62 wytwórców energii. Wśród uczestników aukcji znalazły się małe firmy prywatne, jak również duże firmy, które przygotowują projekty „na sprzedaż”. Wśród zwycięzców aukcji znalazło się 11 podmiotów zagranicznych lub kontrolowanych przez takie podmioty. W ramach tej aukcji zakontraktowano 1 567 289 MWh energii do wytworzenia w okresie 15 lat, za kwotę 554 474 643 zł. Średni koszt energii sprzedanej w ramach ww. aukcji wynosił 353,79 zł/MWh. Minimalna cena, po jakiej energia została sprzedana w tej aukcji, to 253,5 zł/MWh, a maksymalna 408,8 zł/MWh.

W ramach II aukcji OZE przeprowadzonej 29 czerwca 2017 r. w koszyku aukcyjnym „inne”, wyłoniono 352 zwycięskie projekty fotowoltaiczne i wiatrowe zgłoszone przez 236 podmiotów (7 z tych podmiotów uzyskało również wsparcie w I aukcji). W ramach tej aukcji zakontraktowano 4 720 962 MWh energii do wytworzenia (też w okresie 15 lat) za kwotę 1 760 121 889 zł. Średni koszt energii sprzedanej w ramach ww. aukcji wynosił 373 zł/MWh. Minimalna

cena, po jakiej energia została sprzedana wynosiła 195,00 zł/MWh, a maksymalna 398,87 zł/MWh.

Uzyskana w II aukcji, w koszyku „inne”, średnia cena energii była wyższa o 5% od średniej ceny z I aukcji w tym samym koszyku – rysunek 1. Jest to raczej unikalne zjawisko w historii systemów aukcyjnych, że ceny fotowoltaiki w kolejnych aukcjach rosną, ale oznacza też, że inwestorzy po trudnych rozmowach z bankami po I aukcji dokonali racjonalnych korekt w założeniach biznesowych.



Rys. 1. Porównanie cen minimalnych, maksymalnych i średnich oraz cen referencyjnych poszczególnych technologii w koszyku nr 7 (fotowoltaika – PV i wiatr – WI) z I i II aukcji zwykłej na energię z OZE, źródło: oprac. IEO na podstawie danych URE

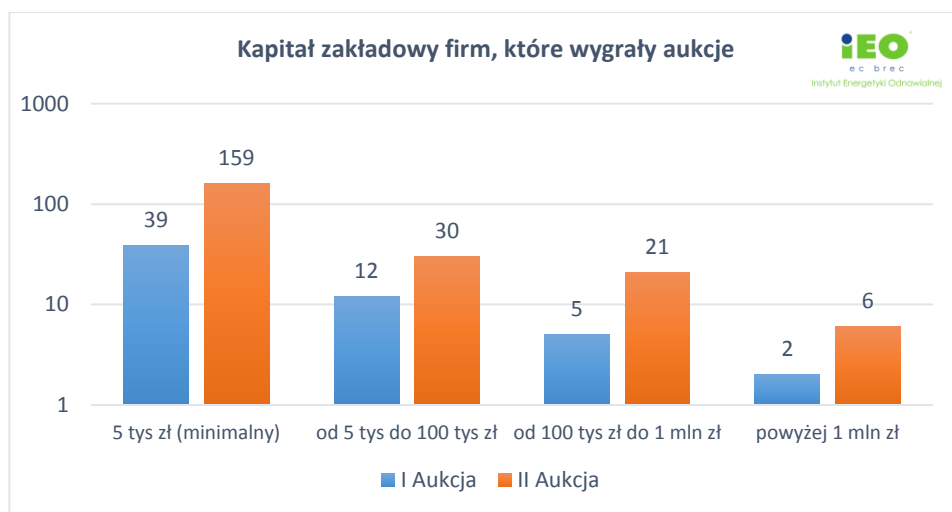
Generalnie, projekty z II aukcji, mające (przy ciągle spadających kosztach technologii i rosnącej wydajności) pół roku dłużej na zrealizowanie inwestycji i jednocześnie nieco wyższe średnie ceny energii, mogą być statystycznie bardziej atrakcyjne finansowo niż projekty z I aukcji.

W efekcie obu przeprowadzonych aukcji kontrakty na sprzedaż energii uzyskało 298 firm. Firmy te, w źródłach poniżej 1 MW zbudują (lub przyczynią się do zbudowania, gdyż na rynku następuje wtórny obrót zwycięskimi projektami) ok. 400 MW nowych mocy fotowoltaicznych o łącznej wartości inwestycji sięgającej 2 mld zł.

Dokonano także analizy firm, które wygrały aukcje, wykorzystując wcześniejsze prace oparte na podstawie analizy danych Krajowego Rejestru Sądowego [1]. Dominującą formą prawną w obu aukcjach były spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. W aukcjach wzięły udział jedynie pojedyncze spółki jawne, akcyjne i komandytowe. W analizie wyodrębniono m.in. spółki o okresie działalności poniżej jednego roku. Liczba spółek o tak krótkim okresie działalności w drugiej aukcji wzrosła blisko dziewięciokrotnie w stosunku do ich liczby w pierwszej aukcji. Można przypuszczać, że

inwestorzy wykazujący większe zainteresowanie aukcjami OZE zakładali spółki celowe, utworzone pod konkretny projekt.

Zdecydowaną większość firm, które wygrały obie aukcje stanowią te o kapitale równym 5 000 zł, czyli minimalnym kapitale zakładowym, jaki jest potrzebny do zawiązania spółki. Prawdopodobnie duży udział w tej kategorii mają spółki celowe, utworzone pod konkretny projekt. Znamienne okazało się to, że w państwowym systemie wsparcia OZE, jakim stał się system aukcyjny, nie wzięły udziału spółki Skarbu Państwa, ani żadne inne, duże koncerny energetyczne. Ten segment rynku, podobnie jak na początku systemu świadectw pochodzenia, został zdominowany przez niezależnych inwestorów.



Rys. 2. Analiza statystyczna i rozkład kapitału zakładowego zwycięskich firm w I i II aukcji, źródło: oprac. IEO na podstawie danych URE i KRS

W obu aukcjach najwięcej zwycięskich podmiotów zarejestrowanych jest w województwach mazowieckim, zachodniopomorskim i dolnośląskim, przy czym największy - pięciokrotny przyrost liczby zarejestrowanych firm w drugiej aukcji w stosunku do tych w pierwszej miał miejsce dla województwa mazowieckiego. Rozkład przestrzenny wygranych firm obrazuje wojewódzki rozkład korzyści podatkowych i konkurencję o inwestycje w nowoczesne technologie.

Z uzyskanych informacji wynika, że istotna część zwycięskich firm w poszczególnych aukcjach, należy do jednego właściciela lub posiada jego udziały. Duża część z nich jest zagranicznymi spółkami. Najwięcej zwycięskich firm jest w posiadaniu Solar New Energy Holding i YGE POLAND SOLAR 6.

Pilotaż aukcyjny, po dwu rundach aukcji, został zatrzymany, głównie tym, że ustawa od 2015 roku nie miała zakończonego przez polski rząd procesu notyfikacji przepisów. W efekcie inwestorzy byli narażeni na ryzyko zwrotu otrzymanej w systemie aukcyjnym pomocy publicznej. Innym powodem były

błędy w ustawie, m.in. w strukturze koszyków aukcyjnych. W związku z tym Minister Energii przedłożył w czerwcu 2017 roku projekt kolejnej nowelizacji uOZE, tym razem ze zgłoszeniem całości ustawy (wraz z propozycjami zmian) do notyfikacji w Komisji Europejskiej. Zamknięcie w 2016 r. możliwości wsparcia nowych inwestorów systemem świadectw pochodzenia i zatrzymanie ogłaszania kolejnych aukcji w połowie 2017 roku musiało spowodować zatrzymanie inwestycji w OZE.

2. Perspektywa systemu aukcyjnego w Polsce do końca 2020 roku

Obecnie perspektywa uOZE i systemu aukcyjnego jest określona tylko do końca 2020 roku. Jest to związane przede wszystkim z koniecznością wypełnienia przez Polskę zobowiązań unijnych związanych z uzyskaniem w 2020 roku 15% udziału energii z OZE (licząc łącznie, w sektorze energii elektrycznej, ciepłownictwa i transportu) w krajowym finalnym zużyciu energii brutto.

Wg danych GUS [2] w udziałach energii z OZE w bilansie zużycia energii finalnej brutto, Polska w 2016 roku uzyskała 11,3% udział energii z OZE w bilansie zużycia energii końcowej brutto. Oznacza to, po raz pierwszy w historii, spadek roli OZE w bilansie energetycznym. Dane GUS zestawiono w tabeli 2, wraz z trendami wg IEO i celami na 2020 rok wg Krajowego planu działań w zakresie promocji odnawialnych źródeł energii (KPD). Gdyby trendy z lat 2012-2016 zostały utrzymane, Polska w 2020 roku osiągnęłaby jedynie 11,4% udział energii z OZE. Oznacza to, że zabrakłoby, aż 3,6% do wypełnienia przez Polskę zobowiązania w wysokości minimum 15% udziału energii z OZE w bilansie zużycia energii finalnej brutto w 2020 roku.

Za każde odchylenie się poniżej tego poziomu Polsce grożą kosztowne transfery statystyczne z innych krajów lub sankcje finansowe. Niestety prawdopodobne odchylenie dotyczy także zielonej elektroenergetyki (trend prowadzi do udziału 17% zamiast oczekiwanego 19,1% w 2020 roku), która po ostatnich latach zastoju ma olbrzymi i niewykorzystany potencjał i, w realizacji celu ogólnego na OZE, mogłoby skompensować niższe od oczekiwanych udziały energii z OZE w innych sektorach. Dane statystyczne i trendy wskazują na zejście Polski ze ścieżki zapewniającej realizację zobowiązań w zakresie OZE w 2020 roku. System aukcyjny, po etapie pilotaży 2016/2018, może jeszcze sporo wnieść i spełnić kluczową rolę w wypełnieniu zobowiązań

Tabela 2

Udziały procentowe energii z OZE w końcowym zużyciu energii finalnej brutto oraz w sektorach ciepła, energii elektrycznej i w transporcie wg GUS oraz średnioroczne tempo wzrostu sektora w relacji do celów na 2020 rok. *Oprac. IEO*

	2012	2013	2014	2015	2016	Roczne tempo wzrostu 2012-16	Udział OZE wg trendu '2020	Cel minimum wymagany '2020 wg KPD
udział OZE w ciepłownictwie	13,4	14,1	14,0	14,5	14,7	2,5%	16,2	17,1
udział OZE w elektroenergetyce	10,7	10,7	12,4	13,4	13,4	6,3%	17,0	19,1
udział OZE w transporcie	6,5	6,6	6,3	6,4	3,9	-9,8%	2,6	10,1
Udział OZE w zużyciu energii finalnej	10,9	11,4	11,5	11,9	11,3	0,9%	11,4	15,0

Na początku marca br. Rada Ministrów, po wstępnej notyfikacji proponowanych przepisów uOZE przez Komisję Europejską (rząd dostał prawo w ramach instrumentów uOZE do alokowania do końca 2020 roku 40 mld pomocy publicznej na OZE), przyjęła rządowy projekt nowelizacji uOZE, w tym systemu aukcyjnego i skierowała go na ścieżkę dalszej procedury legislacyjnej w Sejmie. Zaproponowano zmiany w strukturze koszyków aukcyjnych, w tym wyeliminowanie koszyków luźno związanych z OZE: „termiczne przekształcanie odpadów” oraz „klasty” (tu są proponowane rozwiązania zastępcze, wymagające wszczęcia kolejnej procedury notyfikacji) i koszyka, w którym w aukcjach miały brać udział źródła o emisji CO₂ poniżej 100 g na kWh i współczynnikach wykorzystania mocy powyżej 3504 godzin na rok (dotychczasowa wykładnia ministerstwa i regulatora lokowała w tym koszyku energetykę wodną). Ostatecznie zaproponowano 5 koszyków aukcyjnych (zamiast dotychczasowych 7). Tabela 3 pokazuje nową, proponowaną strukturę koszyków aukcyjnych.

Tabela 3

Nowa, proponowana w rządowej nowelizacji ustawy o OZE (z 6 marca 2018) struktura koszyków aukcyjnych

Proponowane koszyki aukcyjne		< 1MW	> 1MW
1	Biogaz inny niż rolniczy, biomasa, biopłyny	X	X
2	Hydroenergia, geotermia, wiatr na morzu	X	X
3	Biogaz rolniczy	X	X
4	Wiatr na lądzie, fotowoltaika	X	X
5	Wyłącznie hybrydowe instalacje OZE	X	X

W efekcie proponowanych zmian w strukturze koszyków aukcyjnych poprawiono przejrzystość i wprowadzono większą logikę. W obecnej wersji projektu nowelizacji farmy fotowoltaiczne i wiatrowe trafiły także do tego

samego koszyka aukcyjnego – nr 4 i w tym koszyku mają konkurować w aukcjach poniżej i powyżej 1 MW.

W projekcie nowelizacji ustawy (zamiast zwyczajowo w rozporządzeniu wykonawczym) są podane znaczące wolumeny aukcyjne dla wszystkich koszyków aukcyjnych wraz z cenami referencyjnymi (i przynajmniej w części możliwe do zrealizowania jeszcze do 2020 roku). W szczególności w projekcie proponuje się na 2018 rok znaczące wolumeny aukcyjne na nowe źródła (ponad 75% całego zamawianego wolumenu na ogólną zakładaną na 15 lat kwotę 69 mld zł). Odpowiednie wolumeny, przeliczone przez autorów na prawdopodobne nowe moce zainstalowane, proponowane w nowych koszykach przedstawiają się jak poniżej:

- nr 1 (310 MW, w tym 50 MW dla źródeł < 1MW),
- nr 2 (110 MW, w tym 50 MW dla źródeł < 1 MW),
- nr 3 (160 MW, w tym 60 MW dla źródeł < 1 MW),
- nr 4 (1870 MW, w tym 870 MW dla źródeł < 1MW),
- nr 5 (200 MW, w tym 20 MW dla źródeł < 1 MW)².

Wolumeny na kolejny rok (2019) są nieznane i będą ogłoszone w rozporządzeniu Rady Ministrów.

W zatwierdzanym przez rząd projekcie nowelizacji ustawy zmianie uległy też ceny referencyjne niektórych technologii OZE. W stosunku do poprzedniego rozporządzenia Ministra Energii z 24 marca 2017, które wyznaczyło ceny referencyjne obowiązujące dla ostatniej przeprowadzonej aukcji OZE, pojawiły się ceny dla nowych technologii obejmujących biogaz (rolniczy, ściekowy, składowiskowy i tzw. „biogaz inny”) oraz energetykę wodną o mocy poniżej 0,5 MW i do 1,0 MW, dla których dedykowany jest zbliżony do aukcyjnego, ale odrębny system wsparcia, z wyższymi cenami referencyjnymi.

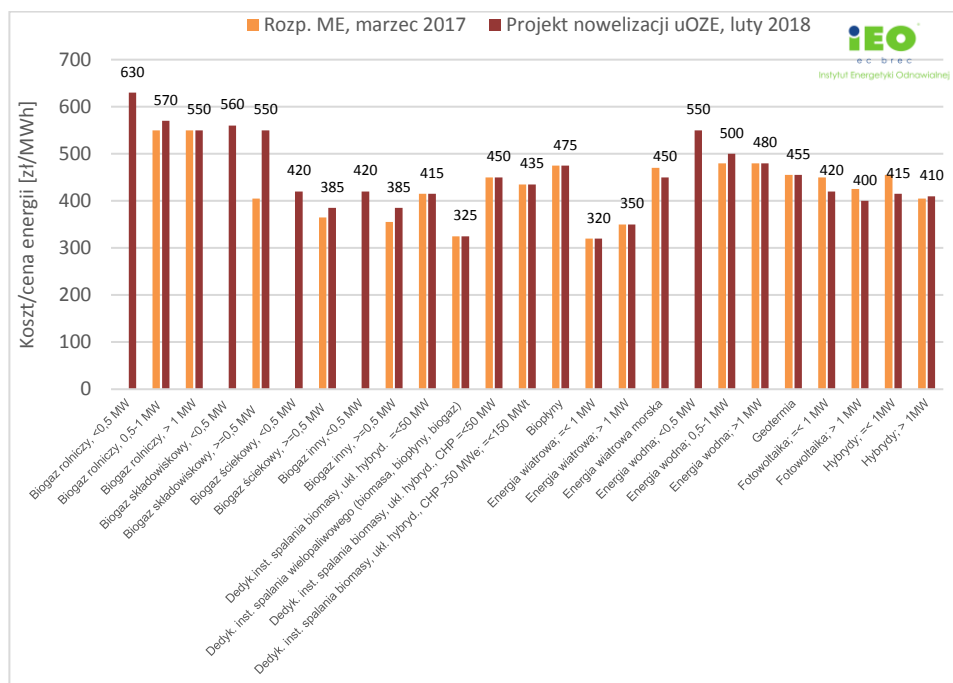
W przypadku pozostałych technologii ceny referencyjne uległy podwyższeniu dla technologii droższych, uznanych za „stabilne”, o wyższym rocznym współczynniku wykorzystania mocy tj. instalacji biogazowych, przede wszystkim w odniesieniu do źródeł o mocy poniżej 1 MW (w przypadku biogazu składowiskowego aż o 37%) oraz wodnych (4%). Znamienne jest obniżenie cen dla fotowoltaiki w zakresie poniżej 1 MW i powyżej 1 MW odpowiednio o: 7 i 6%. Na rysunku 3 porównano ostatnie ceny referencyjne z 2017 roku) z cenami referencyjnymi proponowanymi w projekcie nowelizacji uOZE.

Uśredniona cena referencyjna dla wszystkich technologii OZE w obecnym projekcie nowelizacji (445 zł/MWh) wzrosła o 3,5% w stosunku do analogicznej z drugiej aukcji, określonej rozporządzeniem Ministra Energii z marca 2017 roku (430 zł/MWh).

² Koszyk 5 w dalszym ciągu nie ma notyfikacji – potwierdzonej przez Komisję Europejską zgodności o zasadami stosowania unijnej pomocy publicznej na wspieranie inwestycji w zakresie ochrony środowiska i OZE. *przyp. aut.*

Nowelizacja uOZE ma skrócić czas na zbudowanie instalacji od daty wygrania aukcji z 24 miesięcy do 18 miesięcy (w przypadku fotowoltaiki) oraz z 48 miesięcy do 30 miesięcy (w przypadku energetyki wiatrowej). W przypadku morskiej energetyki wiatrowej okresy te wynoszą 72 miesiące, a w przypadku pozostałych źródeł standardowo 48 miesięcy.

Skrócenie dozwolonego okresu na zrealizowanie inwestycji po wygranej aukcji na energię z OZE świadczyć może o presji ustawodawcy na zrealizowanie przez Polskę zobowiązań międzynarodowych w zakresie OZE.

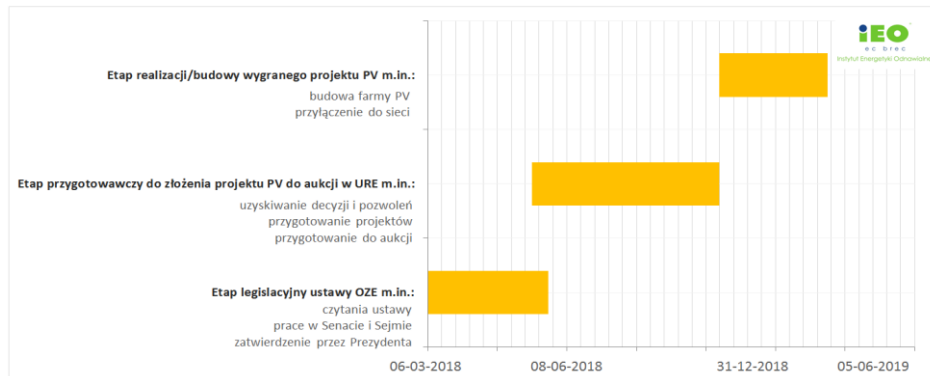


Rys. 3. Porównanie ostatnich obowiązujących cen referencyjnych (rozporządzenie ME z marca 2017 roku) z cenami referencyjnymi proponowanymi w projekcie ustawy o OZE: oprac. IEO na podstawie obowiązującego w 2017 roku rozporządzenia wykonawczego Ministra Energii oraz rządowego projektu nowelizacji uOZE z marca 2018 r. (mają obowiązywać w 2018 roku)

Analiza realnego cyklu inwestycyjnego, potwierdzona częściowo okresami, które mają obowiązywać z uOZE, pokazuje, że w zasadzie, w obecnych uwarunkowaniach jedynie rozwinięte projekty wiatrowe i farmy fotowoltaiczne, mogą zdążyć wnieść swój większy wkład w realizację celów krajowych OZE w 2020 roku. Projekty te konkurują wzajemnie w koszyku nr 4, ale są ze sobą komplementarne: fotowoltaika ma przewagę w segmencie poniżej 1 MW, podczas gdy energetyka wiatrowa w segmencie powyżej 1 MW.

Na rys. 4 przedstawiono możliwy harmonogram realizacji procesu legislacyjnego (jego zakończenie umożliwić może ogłoszenie aukcji na energię z OZE w 2018 roku), działań regulatora – odpowiedzialnego za ogłoszenie

aukcji i ich przeprowadzenie w 2018 roku – oraz równoległych działań inwestorów (na etapie przygotowywania projektów do systemu aukcyjnego i późniejszej ich realizacji w wyznaczonych ustawą ramach czasowych). Przyjęto założenie, że działania są skorelowane i zoptymalizowane.



Rys. 4. Harmonogram procesu legislacyjnego, aukcyjnego i inwestycyjnego na przykładzie farm fotowoltaicznych. *Oprac. IEO*

W efekcie przeprowadzonej symulacji można stwierdzić, że w przypadku fotowoltaiki, rozpoczęte nawet w br. dziania deweloperskie pozwalają na ukończenie inwestycji i oddanie po raz pierwszy energii do krajowej sieci elektroenergetycznej przed końcem 2019 roku, a tym samym jej pełne zaliczenie do realizacji polskich zobowiązań w zakresie OZE w 2020 roku.

3. Wnioski

1. W efekcie obu dotychczas przeprowadzonych pilotażowych aukcji, kontrakty na sprzedaż energii uzyskało 298 firm. Firmy te, w źródłach poniżej 1 MW zbudują (lub przyczynią się do zbudowania, gdyż następuje obrót zwycięskimi projektami) ok. 400 MW nowych mocy fotowoltaicznych o łącznej wartości inwestycji sięgającej 2 mld zł. Instalacje zbudowane w ramach tego systemu na koniec 2018 roku mogą stanowić aż 50% łącznej mocy zainstalowanej w fotowoltaice, a dalszy udział fotowoltaiki będzie najszybciej przyrastał właśnie dzięki systemowi aukcyjnemu.
2. Zrealizowanie celów wpisanych w projekt nowelizacji ustawy o OZE, w tym w szczególności w plan aukcji przewidzianych w 2018 roku, dałoby unikalną okazję na nowe inwestycje, w szczególności w zakresie wykorzystania energii wiatru, słońca i biomasy. Technologie te mogą przynieść niemal 2,7 GW nowych mocy, czyli zwiększyć niemal o 50% obecne krajowe moce zainstalowane w OZE.

3. Aukcje planowane do przeprowadzenia w 2018 roku są kluczowe dla realnego zwiększenia szans na wypełnienie przez Polskę zobowiązań w zakresie OZE w 2020 roku, przynajmniej w części dotyczącej energii elektrycznej z OZE.
4. Dla inwestorów oraz Rządu i Parlamentu i dla dalszego trwałego rozwoju polskiej branży OZE zrealizowanie powyższych celów wymaga stoczenia walki z czasem o to, aby aukcje planowane do ogłoszenia w 2018 roku doszły do skutku i okazały się sukcesem oraz aby zaproponowane w projekcie nowelizacji ustawy wolumeny aukcyjne zostały w pełni wykorzystane, a inwestycje fotowoltaiczne mogły zacząć dostarczać energię elektryczną do sieci przed końcem 2019 roku.
5. Aukcyjny system wsparcia, umożliwiający konkurencję inwestorów w wyodrębnionym segmencie źródeł o mocach poniżej 1 MW, sprzyja rozwojowi w Polsce farm fotowoltaicznych, które w tym segmencie pozwalają na uzyskanie najniższych cen energii elektrycznej spośród wszystkich nowobudowanych OZE. W związku z postępem technologicznym w fotowoltaice, inwestorzy mogą ciągle liczyć na spadki kosztów instalacji w okresie pomiędzy aukcją a faktyczną realizacją inwestycji (dostawą technologii).

Literatura

- [1] Instytut Energetyki Odnawialnej: Aukcje na OZE. Analiza firm fotowoltaicznych, które wygrały kontrakty w systemie aukcyjnym. Warszawa, sierpień 2017.
- [2] Główny Urząd Statystyczny: Energia ze źródeł odnawialnych w 2016 roku. Warszawa, grudzień 2017.
- [3] Instytut Energetyki Odnawialnej: Najważniejsze zmiany w rządowym projekcie ustawy o OZE przed jej skierowaniem do Sejmu – analiza prawna i rynkowa. Warszawa, marzec 2018.

**Joachim BARGIEL¹, Daria MACHA², Marcin NIEDOPYTALSKI²,
Paweł SOWA², Bogdan MÓL³**

¹Gmina Gierałtowice, Politechnika Śląska, ²Politechnika Śląska,

³Tauron Polska Energia S.A.

**W DRODZE DO KLASTRA ENERGII W GMINIE
GIERAŁTOWICE – DZIAŁANIA PROEKOLOGICZNE
W OBSZARZE ZASILANIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ
I CIEPŁO**

Streszczenie. W referacie przedstawiono zagadnienia związane z działaniami realizowanymi w Gminie Gierałtowice w celu utworzenia klastra energii oraz poprawy bilansu energetycznego i niezawodności zasilania głównie odbiorów komunalnych. Przedstawiono zagadnienia związane z lokalnymi inicjatywami mającymi m.in. na celu zwiększenie udziału OZE w ogólnym bilansie energetycznym i ograniczenie niskiej emisji.

**ON THE ROAD TO THE ENERGY CLUSTER IN THE
GIERAŁTOWICE COMMUNITY - PROECOLOGICAL
ACTIVITIES IN THE ELECTRICITY AND HEAT POWER
SUPPLY AREA**

Summary. The paper presents issues related to the activities carried out in the Gierałtowice community in order to create an energy cluster and improve the energy balance and reliability mainly for municipal loads. Issues related to local initiatives have been presented, including increase share of renewable energy sources in the overall energy balance and reduce of low emissions.

Robert JEDRYCHOWSKI, Klara SEREJA
Politechnika Lubelska

OCENA KOSZTÓW DOSTOSOWANIA SIECI NN DO WYMOGÓW SMART GRID

Streszczenie. Ewolucja sieci elektroenergetycznych, konieczność ich modernizacji oraz nowe potrzeby użytkowników sprawiają, że coraz częściej wdrażane są rozwiązania przybliżające istniejące sieci w kierunku koncepcji sieci inteligentnych. Konsekwencją rosnącej liczby prosumentów przyłączanych do sieci nN jest pojawienie się nowych wyzwań technicznych niewystępujących wcześniej.

Zagrożenia pojawiające się w sieciach nN z rozproszoną generacją, opartą przede wszystkim na źródłach PV, wymuszają podejmowanie działań zmierzających do ich niwelowania. Można to osiągnąć różnymi środkami, jak choćby poprzez modernizację sieci czy wpływanie na zachowania przyłączonych do niej konsumentów i prosumentów. Jednym ze sposobów jest również wyposażenie sieci w urządzenia pozwalające na sterowanie jej pracą. W artykule przedstawione zostaną przykładowe warianty modernizacji sieci nN pozwalające na przyłączanie nowych prosumentów. Warianty te różnią się nasyceniem zastosowanych rozwiązań technicznych wpływających na możliwość sterowania i automatyzacji pracy sieci. Dla poszczególnych wariantów określone będą korzyści techniczne oraz oszacowane zostaną koszty modernizacji sieci.

ADAPTATION OF LOW VOLTAGE NETWORK TO SMART GRID REQUIREMENTS: ASSESSMENT OF THE COSTS

Summary. The development of power grids, the necessity of their modernization as well as the new needs of power consumers are the reasons for the implementation of solutions transforming existing networks into smart grid. The consequence of the growing number of prosumers connected to the LV network is the emergence of new technical challenges.

The occurrence of hazards in LV networks with distributed generation, based primarily on PV sources, impels the network operator to take remedial actions. Mitigation of these hazards can be achieved in various ways such as e.g. modernization of the network or influencing the behavior of consumers and prosumers. One of the methods is also to equip the network with devices enabling control of the network's operation.

The article presents examples of modernization options for the LV network enabling the connection of new prosumers. These variants differ in the complexity and saturation of the applied technical solutions affecting the ability to control and automate network operation. For each of the variants both technical benefits and estimated costs of network modernization are determined.

Piotr KACEJKO, Paweł PIJARSKI, Karolina GAŁĄZKA
Politechnika Lubelska

BUDYNEK CENTRALNEGO LABORATORIUM WDROŻEŃ POLITECHNIKI LUBELSKIEJ – MOŻLIWOŚĆ SKUTECZNEJ INTEGRACJI RÓŻNYCH TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH

Streszczenie. W artykule przedstawiono możliwość rozbudowy w dużym obiekcie Politechniki Lubelskiej instalacji PV oraz agregatu kogeneracyjnego. Wskazano na warunki opłacalności tego przedsięwzięcia inwestycyjnego przy różnych systemach finansowania poprzez udział własny, dotację i kredyt. Wskazano na potrzebę objęcia tak określonych instalacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepła na potrzeby własne, dedykowanym systemem wsparcia.

BUILDING A CENTRAL LABORATORY OF IMPLEMENTATIONS LUBLIN TECHNOLOGY - POSSIBILITY OF EFFECTIVE INTEGRATION OF DIFFERENT ENERGY TECHNOLOGIES

Summary. The article presents the possibility of extending a PV installation and a generative unit at a large facility of the Politechnika Lubelska. The conditions of profitability of this investment project with different financing systems through own contribution, subsidy and loan were pointed out. It was pointed out the need to include such electricity and heat generating installations for own needs, a dedicated support system.

**Sebastian KRUPIŃSKI¹, Kamil SMOLIRA¹,
Mariola JUSZCZUK¹, Józef PASKA²**

¹Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, ²Politechnika Warszawska

KRAJOWY RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WARUNKACH FUNKCJONOWANIA WIELU WYZNACZONYCH OPERATORÓW RYNKU ENERGII (NEMO)

Streszczenie. Na podstawie Rozporządzenia Komisji Europejskiej (UE) 2015/1222 CACM z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi dopuszczono możliwość funkcjonowania wielu Nominowanych Operatorów Rynku Energii (NEMO – ang. Nominated Energy Market Operator) na krajowych rynkach energii elektrycznej. Celem uregulowania działania wielu NEMO w polskiej strefie cenowej oraz zapewnienia niezbędnych danych i finansowania mechanizmów łączenia rynków przez odpowiednie NEMO, PSE na podstawie art. 45 i 57 Rozporządzenia CACM przygotowały oraz przedłożyły do zatwierdzenia Prezesowi URE „Warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce” (MNA). W artykule zostaną przedstawione: zasady funkcjonowania krajowego rynku energii elektrycznej w warunkach obecności wielu NEMO, z perspektywy OSP; ogólny proces zachodzący w ramach fazy pre-coupling, coupling i postcoupling; zasady oraz architektura procesów zachodzących na rynku bilansującym, a także opis scenariuszy decouplingu i zasady realizacji tranzytu na profilu stałoprądowym KSE.

THE DOMESTIC ELECTRICITY MARKET IN CONDITIONS OF MANY NOMINATED ENERGY MARKET OPERATORS (NEMO)

Summary. Pursuant to the Regulation of the European Commission (EU) 2015/1222 CACM of 24 July 2015 laying down guidelines on capacity allocation and congestion management, the possibility of functioning of many Nominated Energy Market Operator (NEMO) on domestic electricity markets was accepted. The aim of regulating the operation of many NEMOs in the Polish price zone and providing the necessary data and financing mechanisms of combining the markets by the appropriate NEMO, Polish Power Grid Company on the basis of art. 45 and 57 of the CACM Regulation prepared and submitted to the President of ERO for approval "Conditions regarding the allocation of inter-area transmission capacities and other necessary mechanisms enabling the operation of more than one NEMO in Poland" (MNA). The article presents: principles for the functioning of the national electricity market in the presence of many NEMOs, from the perspective of the TSO; the general process taking place in the pre-coupling, coupling and post-coupling phase; principles and architecture of processes taking place on the balancing market, as well as a description of decoupling scenarios and rules for the implementation of transit on the PPS constant current profile.

Marek KULESA

Towarzystwo Obrotu Energią Elektryczną

USTAWA O RYNKU MOCY JAKO NOWY ELEMENT ARCHITEKTURY MODELU POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI

Streszczenie. W dniu 8 grudnia 2017 r. Sejm przyjął ustawę o rynku mocy, która ma w Polsce stanowić podstawę wdrożenia rynku mocy. Na rynku tym towarem będzie moc, którą oferować będą wytwórcy oraz sterowane odbiorców końcowych (DSR). Wynagrodzenia będzie obejmować wynagrodzenie za gotowość dostarczania mocy wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach tzw. zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego. Wprowadzony zostanie rynek dwutowarowy, na którym oprócz energii elektrycznej towarem będzie ww. moc. Model i wdrożenie rynku mocy były wcześniej przedmiotem licznych prac, dyskusji i konsultacji. Pod koniec 2016 roku Ministerstwo Energii poddało konsultacjom projekt ustawy. W roku 2017 trwały jej konsultacje oraz prace legislacyjne, które zakończyły się na początku grudnia 2017 roku. W referacie przedstawiono wybrane zapisy ustawy o rynku mocy oraz opublikowanego przez Operatora Systemu Przesyłowego projektu Regulaminu rynku mocy. W referacie uwzględniono punkt widzenia uczestników polskiego rynku energii, w tym odbiorców i spółek obrotu. Referat jest kontynuacją tematyki dotyczącej rynków mocy, zapoczątkowanej przez autora na konferencji jeszcze w 2015 roku oraz kontynuowanej w referatach w roku 2016 i 2017.

THE ACT OF POWER MARKET AS A NEW ELEMENT OF ARCHITECTURE OF THE POLISH ELECTRIC POWER ENGINEERING MODEL

Summary. On December 8, 2017, the Polish parliament adopted a law on the capacity market, which in Poland is the basis for the implementation of the capacity market. The capacity will be offer by producers and end customers (DSR). Payment will include payment for readiness to deliver the capacity with the obligation to provide it during periods of so-called threats to energy security. A dual-market market will be introduced, in which, in addition to electricity, it will exists be a capacity (power). The model and implementation of the capacity market have been the subject of numerous works, discussions and consultations. At the end of 2016, the Ministry of Energy submitted the project to the consultations. In 2017, her consultations and legislative work continued, which ended at the beginning of December 2017. The paper presents selected provisions of the Capacity Market Act and the draft Capacity Market Regulations published by the Transmission System Operator. The paper takes into account the viewpoint of participants of the Polish energy market, including recipients and trading companies. The paper is a continuation of the subject of capacity market, initiated by the author at the conference in 2015 and continued in the papers in 2016 and 2017

Łukasz MORDASIEWICZ, Paweł BUĆKO
Politechnika Gdańska

PROWADZENIE RUCHU MAŁEGO ŹRÓDŁA KOGENERACJI GAZOWEJ WEDŁUG KRYTERIUM EFEKTU EKONOMICZNEGO

Streszczenie. Cechą charakterystyczną źródeł gazowych jest ich duża elastyczność ruchowa, w porównaniu do większości źródeł konwencjonalnych i odnawialnych. Cecha ta może i powinna być wykorzystywana do poprawy wskaźników ekonomicznych obiektu. W tym celu należy przeanalizować możliwości, jakie daje prowadzenie ruchu źródeł nie w standardzie pracy z wymuszeniem zapotrzebowania na ciepło, ale właśnie maksymalnie wykorzystując elastyczność ruchową źródła, w celu wypracowania dodatkowych zysków na rynku energii elektrycznej.

Został zaproponowany algorytm zarządzania produkcją przykładowego małego układu kogeneracyjnego, składającego się z dwóch silników o łącznej mocy elektrycznej 2 MW, współpracującego ze szczytowymi kotłami węglowymi w elektrociepłowni zasilającej przykładowy miejski system ciepłowniczy. Przedstawiono obliczenia efektu ekonomicznego proponowanego prowadzenia ruchu obiektu na podstawie historycznych cen energii elektrycznej

OPERATING A SMALL GAS COGENERATION SYSTEM ACCORDING TO THE ECONOMIC EFFECT CRITERION

Summary. A characteristic feature of gas sources is their high operational flexibility, in comparison to the majority of conventional and renewable sources. This feature can and should be used to improve the economic indicators of the object. To this end, it is necessary to analyze the possibilities offered by running the source not in the standard of operation with the forced demand for heat, but just to maximize the flexibility of the source, in order to generate additional profits on the electricity market.

An algorithm for production management of an exemplary small cogeneration system was proposed, consisting of two engines with a total electrical power of 2 MW, cooperating with peak coal boilers in a CHP plant supplying an exemplary district heating system. Calculations of the economic effect of the proposed operation of the facility on the basis of historical electricity prices are presented.

Józef PASKA¹, Tomasz SURMA²

¹Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, ²CEZ Polska

WYKORZYSTANIE ODNAWIALNYCH ZASOBÓW ENERGII W KRAJACH UNII EUROPEJSKIEJ – STAN OBECNY ORAZ PERSPEKTYWY REALIZACJI CELÓW ROKU 2020

Streszczenie. Dyrektywa 2009/28/UE w sprawie promocji energii ze źródeł odnawialnych ustaliła obowiązkowe cele dla produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do roku 2020 dla wszystkich krajów członkowskich Unii Europejskiej. W wielu krajach energetyka odnawialna dyktuje rozwój sektora elektroenergetycznego i stanowi filar polityki energetycznej. Komisja Europejska wskazuje, że w ostatnich latach inwestycje związane z wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych stanowiły ponad 85% wszystkich inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej. Kraje członkowskie wprowadziły zróżnicowane mechanizmy wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii, które z różną efektywnością wpływają na realizację indywidualnych celów. Komisja Europejska monitoruje postępy realizacji celów oraz bierze aktywny udział w kształtowaniu mechanizmów wsparcia w procesie notyfikacji krajowych regulacji oraz akceptacji udzielanej pomocy publicznej dla tych źródeł. Polska, obok innych krajów także dokonuje notyfikacji ustawy o odnawialnych źródłach energii. Podlega także, podobnie jak i inne kraje cyklicznej ocenie realizacji celu rozwoju odnawialnych źródeł energii. W artykule przedstawiono stan obecny wykorzystania odnawialnych zasobów energii w krajach Unii Europejskiej, przegląd mechanizmów wsparcia jakie zostały wprowadzone dla rozwoju źródeł odnawialnych oraz perspektywy realizacji unijnej dyrektywy o odnawialnych źródłach do roku 2020.

USE OF RENEWABLE ENERGY RESOURCES IN THE EUROPEAN UNION COUNTRIES - CURRENT STATE AND PROSPECTS FOR THE 2020 TARGETS IMPLEMENTATION

Summary. Directive 2009/28/EU on the promotion of energy from renewable sources has set mandatory targets for the production of electricity from renewable energy sources by 2020 for all European Union member states. In many countries, renewable energy dictates the development of the energy sector and is a pillar of energy policy. The European Commission indicates that in recent years, investments related to the use of energy from renewable sources accounted for over 85% of all investments in the generation of electricity. The member states have introduced various mechanisms to support the development of renewable energy sources, which have different effectiveness in implementing individual objectives. The European Commission monitors the progress of the objectives realization and takes an active part in shaping the support mechanisms in the process of notification of national regulations and the acceptance of public aid for these sources. Poland, apart from other countries, also notifies the act on renewable energy sources. Similarly to other countries, it is subject to a cyclical assessment of the implementation of the objective of developing renewable energy sources.

The article presents current status of the use of renewable energy resources in the European Union countries, review of support mechanisms that have been introduced for the development of renewable sources and prospects for the implementation of the EU directive on renewable sources by 2020.

Artur PAŹDZIOR
Politechnika Lubelska

POTENCJALNE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA PRZEDSIĘBIORSTW ELEKTROENERGETYCZNYCH W POLSCE

Streszczenie. Immanentną cechą rozwoju gospodarczego jest zwiększone zapotrzebowanie na energię. Podobna sytuacja występuje obecnie w Polsce, gdzie równolegle z poprawiającymi się wskaźnikami koniunktury gospodarczej wzrasta zużycie energii elektrycznej. Z uwagi na to, iż tendencja ta, w świetle większości prognoz, będzie kontynuowana, kluczowym problemem w najbliższych latach stanie się znalezienie źródeł finansowania procesów inwestycyjnych, niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Celem niniejszego artykułu jest identyfikacja i syntetyczna analiza wybranych potencjalnych źródeł finansowania projektów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym w Polsce. Cele pracy zostały zrealizowane w wyniku analizy studiów literaturowych oraz danych statystycznych traktujących o tematyce inwestycji w energetyce. Z uwagi na złożoność determinant problemu realizacji i eksploatacji elektroenergetycznych projektów inwestycyjnych, uwaga została skoncentrowana na wybranych źródłach, których wykorzystanie może wpływać na poziom bezpieczeństwa ekonomicznego Polski.

POTENTIAL SOURCES OF FINANCING ELECTRICITY COMPANIES IN POLAND

Summary. The immanent feature of economic development is the increased energy demand. Such situation is presently seen in Poland, where along with the improving economic indicators, the consumption of electricity is increasing. Due to the fact that this tendency, in the light of most forecasts, will be continued, the key problem in the coming years will be finding sources of financing of investment processes necessary to ensure the country's energy security.

The purpose of this article is to identify and synthetically analyze selected potential sources of financing investment projects in the power sector in Poland. The objectives of the work were realized as a result of the analysis of literature studies and statistical data on the subject of investments in the energy sector. Due to the complexity of the problem concerning the implementation and exploitation of electrical power projects, attention has been focused on selected sources, the use of which may affect the level of Poland's economic security.

Maksymilian PRZYGRODZKI^{1,2}, Paweł KUBEK^{1,2}, Rafał GWÓZDŹ¹, Łukasz WAKULIŃSKI¹

¹PSE Innowacje Sp. z o.o., ²Politechnika Śląska

ANALIZA EFEKTÓW RYNKOWYCH POŁĄCZONYCH SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH

Streszczenie. Możliwości funkcjonowania połączonych systemów elektroenergetycznych wspomagają lokalne bilanse energii elektrycznej. Sytuację taką można rozpatrywać w szerszym zakresie, w tym odnosząc się do rynków regionalnych, a w szerszym kontekście do rynku europejskiego. Współpraca operatorów i wspólne dążenia do wzmacniania połączeń sprzyjają wymianie energii i przepływowi wynikającemu z uwarunkowań rynkowych. Równowaga rynkowa wyznaczona przez równoważenie popytu i podaży pozwala w takich warunkach na optymalne wykorzystanie bieżących zasobów energii. W połączonych systemach można, zatem oszacować i przybliżyć efekty rynkowe, które mają obustronne znaczenie dla uczestników wymiany. Efekty te tworzą szeroko pojęte rozumienie dobrobytu społecznego, a w tym składowe nadwyżek przypisywanych odbiorcom i wytwórcom. W artykule przedstawiono rynkowy model równowagi Cournota i efekty wyznaczone dla uczestników rynku energii w przypadku rozwoju i wzmacniania połączeń międzysystemowych. Dla opisanego modelu dołączono przykładowe obliczenia przeprowadzone dla połączonych systemów elektroenergetycznych, w tym wyznaczone wskaźniki wykorzystywane do oceny efektywności prowadzonych inwestycji. Na tej podstawie przedstawione zostały wnioski odnoszące się do uzasadnienia rozwoju i wzmacniania połączeń międzysystemowych.

ANALYSIS OF MARKET EFFECTS OF CONNECTED POWER SYSTEMS

Summary. Local energy balances are supported by the possibilities of functioning of connected power systems. Such a situation can be considered in a wider scope, including referring to regional markets and, in a broader context, to the European market. The cooperation of operators and joint efforts to strengthen connections favour energy exchange and flows resulting from market conditions. Market equilibrium determined by balancing demand and supply allows in such conditions for optimal use of current energy resources. Thus, in combined systems, it is possible to estimate and approximate the market effects that have mutual significance for the participants of the energy exchange. These effects form a broadly understood concept of social welfare, including components of surpluses attributed to consumers and producers.

The article presents the market model of Cournot equilibrium and effects determined for energy market participants in the case of development and strengthening interconnections. For the described model, exemplary calculations for combined power systems are presented, including estimated indicators used to assess the effectiveness of ongoing investments. On this basis, conclusions were made regarding the justification for the development and strengthening of interconnections.

**Dawid URBANEK, Józef PASKA, Karol PAWLAK,
Paweł TERLIKOWSKI, Jakub KALIŃSKI**
Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej,
Politechnika Warszawska

ANALIZA DZIAŁANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO

Streszczenie. Celem pracy jest przedstawienie rynku bilansującego w stanie obecnym oraz możliwych perspektyw usprawnienia jego działania.

W artykule ukazano rolę rynku bilansującego w Polsce oraz opisano najważniejsze zasady jego funkcjonowania. W dalszej części omówiono zagadnienie determinant cen energii elektrycznej na rynku bilansującym, ze szczególnym uwzględnieniem wpływu uwarunkowań zewnętrznych na ceny na rynku bilansującym. Przeanalizowano zależność cen energii na rynku bilansującym od cen na Towarowej Giełdzie Energii oraz od ubytków mocy w systemie. Opisano wpływ Rozporządzenia Komisji Europejskiej 2017/2195 dotyczącego bilansowania energii elektrycznej. Na koniec przedstawiono możliwości rozwoju rynku bilansującego w Polsce, takie jak wprowadzenie na nim cen rozchylonych, tudzież cen węzłowych.

ANALYSIS OF THE BALANCING MARKET

Summary. The aim of the article is performance analysis of the balancing market in the present state and possible prospects for streamlining its operation.

The article presents the role of the balancing market in Poland and describes the most important principles of its functioning. In the following section discusses the issue of the determinants of the price of electricity on the balancing market, with particular emphasis on the impact of external factors on prices on the balancing market. The dependence of energy prices on the balancing market on prices on the Polish Power Exchange and on losses of power in the system was analyzed. The impact of European Commission regulation 2017/2195 on balancing electricity is described. Finally, a balancing market opportunities are described, such as the introduction of spread prices or nodal prices.

**Grzegorz WIŚNIEWSKI, Justyna ZARZECZNA,
Aneta WIĘCKA, Andrzej CURKOWSKI, Bartłomiej PEJAS,
Katarzyna MICHAŁOWSKA-KNAP**
Instytut Energetyki Odnawialnej

**ANALIZA I OCENA POLSKIEGO SYSTEMU AUKCYJNEGO
DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z OZE – DOŚWIADCZENIA
Z DOTYCHCZASOWYCH AUKCJI I PERSPEKTYWY
DO 2020 ROKU NA PRZYKŁADZIE FOTOWOLTAIKI**

Streszczenie. Referat zawiera analizę polskiego systemu aukcyjnego dla energii elektrycznej z OZE wprowadzonego Ustawą o odnawialnych źródłach energii z lutego 2015 roku oraz jej nowelizacją z czerwca 2016 r. W referacie zostały omówione ramowe warunki prawne oraz wyniki przeprowadzonych dotychczas (grudzień 2016 i czerwiec 2017) dwóch pierwszych aukcji dla nowych instalacji w segmencie mocy do 1 MW. Szczegółowej analizie poddano zgłoszone projekty oraz zwycięskie przedsiębiorstwa. Analizy wskazują, że w wyniku przeprowadzonych aukcji branża OZE (głównie fotowoltaiczna) powiększyła się o 298 firm, a w efekcie pilotażu i „testów” polskiego systemu aukcyjnego przeprowadzonego na rynku może powstać ok. 400 MW nowych mocy o łącznej wartości inwestycji sięgającej 2 mld zł. Część inwestycji została już zrealizowana, pozostałe mają czas do grudnia 2018 (I aukcja) lub czerwca 2019 (II aukcja). Zdobyte pierwsze i unikalne w Polsce doświadczenia deweloperów i inwestorów w polskim systemie aukcyjnym, mogą być wykorzystane w dyskusji nad kolejną nowelizacją ustawy o OZE oraz w planowanej nowej aukcji (już o znacznie większych wolumenach zamawianych) w 2018 roku i wnieść znaczący wkład w realizację przez Polskę zobowiązań międzynarodowych w zakresie udziałów energii z OZE w 2020 roku.

ANALYSIS AND EVALUATION OF THE POLISH AUCTION SYSTEM FOR ELECTRICITY FROM RES - EXPERIENCE FROM PREVIOUS AUCTIONS AND PERSPECTIVES UNTIL 2020 ON THE PHOTOVOLTAIC EXAMPLE

Summary. The paper contains an analysis of the Polish auction system for electricity from RES which was introduced by the RES Act of February 2015 and its amendment of June 2016. The paper discusses legal framework conditions and the results of the two previous auctions for new installations in the power range up to 1 MW which was carried out in December 2016 and June 2017. The submitted projects and winning enterprises were analyzed in detail. Analyzes indicate that as a result of conducted auctions, the RES industry (mainly photovoltaic) will be enlarged by 298 companies, and - as a result of pilotage and "testing" of the Polish auctioning system - about 400 MW of new capacity can be created with a total investment value of up to 2 billion PLN. A part of the investment has already been completed, the others have time until December 2018 (1st auction) or June 2019 (2nd auction). The first and unique experience of developers and investors, acquired in the Polish auctioning system, can be used during the discussion and consultation of next amendment to the RES Act, and in the planned new auctions, with significantly larger ordered volumes, expected in 2018 and make a significant contribution to Poland's implementation of international commitments in the area of renewable energy shares in 2020.

INDEKS AUTORÓW

Joachim Bargiel	7	Józef Paska	44, 87, 121
Paweł Bućko	73	Karol Pawlak	121
Andrzej Curkowski	135	Artur Paździor	97
Karolina Gałązka	35	Bartłomiej Pejas	135
Rafał Gwóźdź	109	Paweł Pijarski	35
Mariola Jaszczuk	44	Maksymilian Przygodzki	109
Robert Jędrychowski	22	Klara Sereja	22
Piotr Kacejko	35	Kamil Smolira	44
Jakub Kaliński	121	Paweł Sowa	7
Sebastian Krupiński	44	Tomasz Surma	87
Paweł Kubek	109	Paweł Terlikowski	121
Marek Kulesa	62	Dawid Urbanek	121
Daria Macha	7	Łukasz Wakuliński	109
Katarzyna Michałowska-Knap.	135	Aneta Więcka	135
Łukasz Mordasiewicz	73	Grzegorz Wiśniewski	135
Bogdan Mól	7	Justyna Zarzeczna	135
Marcin Niedopytański	7		

INDEKS RECENZENTÓW

Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko	87
Prof. dr hab. inż. Józef Paska	62, 109
Prof. dr hab. inż. Tomasz Popławski	44, 135
Dr. inż. Szymon Ciura	22, 35
Dr. inż. Elżbieta Niewiedział	7, 73, 97
Dr inż. Zbigniew Połecki	121