



Towarzystwo
Obrotu
Energia

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU W POLSCE

Stan na 31 marca 2017 r.



Raport TOE

Warszawa
12 kwietnia 2017 r.



Rozpowszechnianie Raportu, jak również przytaczanie jego fragmentów, dozwolone za wskazaniem źródła.

Copyright © Towarzystwo Obrotu Energią 2017

SPIS TREŚCI

I. WPROWADZENIE.....	2
II. KLUCZOWE DZIAŁANIA (ZREALIZOWANE ORAZ PLANOWANE) NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W OKRESIE OD 1 STYCZNIA 2016 R. DO 31 MARCA 2017 R.....	3
1. Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a praktyczne uwarunkowania sprzedaży detalicznej w ramach nowych produktów	5
2. Nowelizacja ustawy o OZE z uwzględnieniem rozliczeń prosumentów	5
3. Nowa ustawa o efektywności energetycznej	7
4. Regulacyjne usługi systemowe – ORM, IRZ	9
5. Wpływ MiFID II na TGE i uczestników rynku energii	12
6. Wpływ wdrożenia REMIT na rynek energii	13
7. Rynek uprawnień do emisji CO ₂ a rynek energii elektrycznej	14
8. Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty	16
9. Zmiana rozliczeń VAT w transakcjach giełdowych	17
P1. Możliwy wpływ pakietu zimowego na polski sektor energetyczny	17
P2. Projekt ustawy o rynku mocy	19
P3. Nowe trendy w energetyce – klastry, spółdzielnie, elektromobilność, magazynowanie	21
III. RYNEK GAZU.....	26
1. Rynek detaliczny	26
2. Uwarunkowania infrastrukturalne.....	27
3. Zmiany uwarunkowań prawnych na rynku gazu.....	29
IV. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ, GAZU I ŚWIADECTW POCHODZENIA ORAZ NOŚNIKÓW ENERGII (WĘGLA, ROPY)	31
1. Rynek Dnia Następnego Energii Elektrycznej	31
2. Rynek Towarowy Terminowy Energii Elektrycznej.....	33
3. Rynek Praw Majątkowych	35
4. Rynek gazu.....	39
5. Ceny nośników energii – uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego i ropy.....	43
V. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ KRÓTKO- I DŁUGOTERMINOWYCH	47
VI. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA	48
VII. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE	49
VIII. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XIV KADENCJI	51
IX. ZESPÓŁ DS. OPRACOWANIA RAPORTU	52

I. WPROWADZENIE

Raport „Rynek Energii Elektrycznej i Gazu w Polsce – stan na 31 marca 2017 r.”, zwany dalej Raportem TOE 2016 lub Raportem, podsumowuje kluczowe zdarzenia, jakie miały miejsce na rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce w okresie od 1 stycznia 2016 r. do 31 marca 2017 r., przy czym przytoczone dane i zestawienia statystyczne obejmują pełny rok kalendarzowy 2016.

Podobnie jak w przypadku poprzednich raportów, opracowywanych niezmiennie od 2009 roku, zakres merytoryczny Raportu TOE 2017 koncentruje się głównie na obszarach charakterystycznych dla działalności Towarzystwa Obrótu Energią, zwanego dalej TOE, i jego członków, do których należą zarówno spółki obrotu (jako tzw. członkowie wspierający TOE), jak i osoby fizyczne (tzw. członkowie zwyczajni TOE).

W rozdziale II Raportu skomentowane zostały działania i wydarzenia, które z punktu widzenia TOE miały istotny wpływ na rynek energii elektrycznej w omawianym okresie. W roku 2016 oraz na początku 2017 roku zostało przyjętych kilka istotnych, zdaniem TOE, dokumentów i materiałów, które mają – i w kolejnych latach mogą mieć – znaczący wpływ na rynek energii elektrycznej w Polsce, w tym w szczególności na obszar obrotu. W rozdziale II Raportu zespół autorski scharakteryzował i ocenił (z punktu widzenia sektora obrotu) najważniejsze z tych wydarzeń, dokumentów i materiałów.

Rozdział III, dotyczący rynku gazu, składa się z trzech podrozdziałów opisujących: rozwój rynku detalicznego, uwarunkowania infrastrukturalne i zmiany uwarunkowań prawnych na rynku gazu.

Rozdział IV opisuje kształtowanie się cen energii elektrycznej, gazu i świadectw pochodzenia na rynku w 2016 roku, obejmując: Rynek Dnia Następnego, Rynek Terminowy, Rynek Praw Majątkowych oraz ceny nośników energii (węgiła, ropy).

W rozdziale V, analogicznie jak w latach poprzednich, zawarto propozycje działań w krótko- i długoterminowym horyzoncie czasowym, które zdaniem TOE należałoby podjąć w zakresie dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce.

Zastosowane skróty i oznaczenia oraz zestawienie materiałów źródłowych zawarto odpowiednio w rozdziałach VI i VII.

W rozdziale VIII przedstawiony został skład Rady Zarządzającej TOE XIV kadencji, natomiast w rozdziale IX skład zespołu autorskiego.

Raport TOE 2017 został opracowany na podstawie danych oraz wiedzy zespołu autorskiego na dzień 31 marca 2017 r.

Raport, począwszy od 2009 roku, ma charakter cykliczny i publikowany jest w pierwszej połowie każdego roku kalendarzowego.

II. KLUCZOWE DZIAŁANIA (ZREALIZOWANE ORAZ PLANOWANE) NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W OKRESIE OD 1 STYCZNIA 2016 R. DO 31 MARCA 2017 R.

Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce, w okresie od 1 stycznia 2016 r. do 31 marca 2017 r. przedstawiono poniżej w syntetycznym zestawieniu tabelarycznym.

Analogicznie jak w przypadku poprzednich raportów zestawienie obejmuje głównie tematykę obrotu energią elektryczną w obszarze rynku hurtowego, rynku detalicznego (sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych) oraz wymiany międzysystemowej.

W przypadku powiązań trzech ww. głównych obszarów z określonymi elementami całego łańcucha zakupu/sprzedaży energii elektrycznej starano się uwzględnić także uwarunkowania innych powiązanych obszarów rynku oraz ich wpływ na pozostałe segmenty energetycznego łańcucha wartości: wytwarzanie, dystrybucję i odbiorców końcowych.

W dalszej części rozdziału przedstawiono charakterystykę i ocenę poszczególnych działań.

Tabela 1. Kluczowe działania (zrealizowane i planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 stycznia 2016 r. do 31 marca 2017 r.

Lp.	Wpływ na obszar rynku Działania [1–9]/plany [P1-P3]	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny ¹	Wymiana międzysystemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
1	Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a praktyczne uwarunkowania sprzedaży detalicznej w ramach nowych produktów	–	N	–	–	–	N	+/-	5
2	Nowelizacja ustawy o OZE z uwzględnieniem rozliczeń prosumentów	+	–	N	N	–	N	+	5
3	Nowa ustawa o efektywności energetycznej	+	+	+/-	N	+/-	N	+	7
4	Regulacyjne usługi systemowe – ORM, IRZ	+	+	N	+/-	N	+/-	N	9
5	Wpływ MiFID II na TGE i uczestników rynku energii	–	–	N	–	N	–	N	12
6	Wpływ wdrożenia REMIT na rynek energii	–	–	N	–	–	–	–	13
7	Rynek uprawnień do emisji CO ₂ a rynek energii elektrycznej	–	–	N	–	N	N	–	14
8	Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty	+	+	N	+	N	+	N	16
9	Zmiana rozliczeń VAT w transakcjach giełdowych	–	–	N	–	–	N	N	17
P1	Możliwy wpływ pakietu zimowego na polski sektor energetyczny	–	–	+/-	–	+/-	+/-	+/-	17
P2	Projekt ustawy o rynku mocy	+/-	+	–	+	–	N	+/-	19
P3	Nowe trendy w energetyce – klastry, spółdzielnie, elektromobilność, magazynowanie	+	–	+	N	+	N	+	21

Legenda:

„N” – neutralne;
 „–” – negatywny wpływ;
 „+” – pozytywny wpływ;
 „+/-” – wpływ pozytywny i negatywny w zależności od kryterium oceny;

Kolorem czerwonym oznaczono działania będące kontynuacją zagadnień opisanych w Raporcie TOE 2016.

Kolorem niebieskim oznaczono propozycje/plany wprowadzenia określonych rozwiązań, które ukazały / pojawiły się do 31 marca 2017 r.

¹ Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

1. Obowiązek zatwierdzania przez Prezesa URE taryf a praktyczne uwarunkowania sprzedaży detalicznej w ramach nowych produktów

W 2016 roku, pomimo oczekiwań sprzedawców energii i wbrew zasadzie zrównoważonego rozwoju rynku, nie odnotowano znaczących zmian w zakresie zatwierdzania przez Prezesa URE taryf. Mieliśmy więc w tym zakresie kontynuację dotychczasowej polityki Prezesa URE (tj. utrzymanie obowiązku przedkładania do zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gospodarstw domowych przez wybranych sprzedawców energii) podyktowaną, jak wynika z wielu wystąpień przedstawicieli tego organu, przede wszystkim troską o ochronę klientów przed nieuzasadnionym wzrostem cen w segmencie gospodarstw domowych.

Konsekwencją zliberalizowanego w 2015 roku stanowiska Prezesa URE, dotyczącego możliwości stosowania innych niż taryfa dla energii elektrycznej ofert sprzedaży energii elektrycznej, była kontynuacja w 2016 roku sprzedaży energii do odbiorców z grup taryfowych G na zasadach wolnorynkowych. Działalność sprzedawców energii oferujących różne produkty dostosowane do rzeczywistych potrzeb klientów została pozytywnie odebrana przez rynek energii elektrycznej. W portfolio produktowym sprzedawców można odnaleźć coraz bardziej bogatą, spersonalizowaną ofertę do szerszej grupy odbiorców, co w latach poprzednich było niemożliwe, z uwagi na wątpliwości w zakresie możliwości ofertowania klientom z obszaru „macierzystego” OSD, innego produktu niż taryfa. Zmiana ta przyczyniła się na pewno do dalszego rozwoju rynku konkurencyjnego dla konsumentów, co stanowi kolejny krok do jego pełnego uwolnienia.

Z uwagi jednak na możliwe i bardzo prawdopodobne migracje klientów z oferty taryfowej do innych ofert przedstawianych przez przedsiębiorstwa zachodzi, naszym zdaniem, konieczność weryfikacji procesu taryfikacji. Proces ten nie uległ w ostatnich latach znaczącym zmianom. Z tego też powodu pewne dotychczas stosowane w tym procesie praktyki i rozwiązania są coraz trudniej akceptowalne i nie oddają rzeczywistości rynkowej, w szczególności w zakresie przeniesienia tzw. kosztów uzasadnionych. Ze swojej strony TOE ponownie deklaruje rozpoczęcie dialogu z Prezesem URE w tej sprawie, tak aby oferta taryfowa rzeczywiście „wzięła” interesy wszystkich stron, a jej kalkulacja, przy zachowaniu przepisów prawa, z jednej strony chroniła interesy odbiorców, z drugiej natomiast zapewniała rentowność prowadzonej działalności.

Należy jednak w tym miejscu ponownie podkreślić, że wymóg zatwierdzania taryf jest poważnym ograniczeniem działalności gospodarczej przedsiębiorstw obrotu – sprzedawców energii elektrycznej, a dla części z nich odgórna regulacja przychodu może oznaczać ponoszenie znaczących strat finansowych na sprzedaży energii do segmentu gospodarstw domowych.

WNIOSKI

Środowisko branżowe zrzeszone w TOE konsekwentnie ocenia pozytywnie możliwość ofertowania energii na zasadach innych niż taryfowe przez przedsiębiorstwa obrotu, które posiadają zatwierdzaną przez Prezesa URE taryfę dla energii elektrycznej, także na obszarze jej obowiązywania, traktując to w chwili obecnej jako rozwiązanie kompromisowe względem pełnego uwolnienia cen energii elektrycznej w segmencie gospodarstw domowych.

Niemniej należy zintensyfikować działania zmierzające do stanu, w którym zatwierdzana przez Prezesa URE taryfa dla energii elektrycznej będzie ofertą jedynie dla wąskiej grupy odbiorców, którzy nie są zainteresowani zmianą sprzedawcy, a także propozycją dla klientów, którzy z jakichś powodów nie kwalifikują się do innych niż taryfowa ofert.

TOE niezmiennie deklaruje uczestnictwo również we wszystkich działaniach, które mogłyby doprowadzić do ochrony odbiorców wrażliwych i zapobieżenia energetycznemu wykluczeniu.

2. Nowelizacja ustawy o OZE z uwzględnieniem rozliczeń prosumentów

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii [12] (ustawa o OZE) do czasu tworzenia niniejszego raportu była już dwukrotnie nowelizowana, tj. 29 grudnia 2015 r. oraz 22 czerwca 2016 r. Kluczowe zapisy dotyczące nowego systemu wsparcia (rozdział 4) weszły w życie z dniem 1 lipca 2016 r. Ustawa o OZE w swoim pierwotnym brzmieniu zawierała szereg nieścisłości interpretacyjnych i definicyjnych, które wymagały modyfikacji [25]. Nowelizacje wyjaśniły pewne wątpliwości jednak ze względu na szeroki ich zakres nadal pozostają pewne niejasności interpretacyjne wymagające ponownej weryfikacji ustawy. TOE brało i bierze czynny udział w procesie legislacyjnym i konsultacyjnym tej ustawy, przedstawiając własne stanowiska i wnioski wraz z uwypukleniem

wad i zalet konkretnych rozwiązań, o czym szerzej w dalszej części rozdziału.

Szczególną uwagę należy zwrócić na jeden z kluczowych elementów, który uległ zmianie po wejściu w życie ustawy o OZE, a mianowicie kwestię, tzw. sprzedawców zobowiązanych. Historycznie funkcję tę pełniły wyłącznie spółki obrotu wydzielone z „dużych grup energetycznych” (PGE, Tauron, ENEA, ENERGA, innogy). Zgodnie z art. 40 ustawy o OZE, na podstawie otrzymanych informacji z OSD i OSP, Prezes URE w dniu 14 listopada 2016 r. wyznaczył w sumie 171 sprzedawców zobowiązanych, przy czym decyzja Prezesa URE dotyczyła OSP (na ten obszar wyznaczony został jeden sprzedawca zobowiązany) oraz wszystkich OSD, tzn. zarówno operatorów systemów dystrybucyjnych przyłączonych do sieci OSP (OSDp), jak i nieprzyłączonych do tej sieci (OSDn). Wyznaczenie przez Prezesa URE spółki obrotu na sprzedawcę zobowiązanego wiąże się z określonymi obowiązkami, w tym w szczególności z obowiązkiem specyficznego rozliczania prosumentów oraz z obowiązkiem zakupu energii elektrycznej z instalacji OZE w ramach „starego” systemu wsparcia oraz systemu aukcyjnego.

Kluczowym elementem nowej ustawy o OZE jest nowy system wsparcia dla źródeł OZE – system aukcyjny. W dniu 30 grudnia 2016 r. została przeprowadzona pierwsza aukcja w oparciu o ustawę o OZE oraz o Regulamin aukcyjny. Odbyły się 4 sesje aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii:

- dla istniejących biogazowni rolniczych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW;
- dla istniejących biogazowni rolniczych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW – aukcja nie odbyła się ze względu na zgłoszenie tylko 1 wiążącej oferty, gdyż zgodnie z art. 78 ust. 5 ustawy o OZE – aukcję przeprowadza się, jeżeli zostały zgłoszone nie mniej niż trzy ważne oferty spełniające wymagania określone w ustawie;
- dla instalacji nowych, tzw. innych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW (w szczególności fotowoltaika, energetyka wiatrowa, niektóre elektrownie wodne);
- dla instalacji istniejących o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, spełniających kryterium stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej – powyżej 3504 MWh/MW/rok oraz o emisyjności nie większej niż 100 kg/MWh (w szczególności – niektóre elektrownie wodne).

W trakcie pierwszej aukcji OZE pojawiły się problemy techniczne związane z dostępem wytwórców (inwestorów) do systemu aukcyjnego, gdyż wystąpiły problemy z logowaniem się do systemu aukcyjnego. Szacuje się, że nawet 50% podmiotów zainteresowanych złożeniem ofert w ramach systemu aukcyjnego ich nie złożyło. Prawdopodobnie w bieżącym roku zostanie przeprowadzona dodatkowa aukcja, jednak Prezes URE, wyciągając wnioski z przeszłości, zapowiada, iż aukcje będą prowadzone dla oddzielnych koszyków innego dnia.

Dla sprzedawców zobowiązanych kluczowym aspektem związanym z systemem aukcyjnym jest obowiązek zakupu energii elektrycznej po cenie aukcyjnej od wytwórcy OZE, o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 500 kW, który wygrał aukcję. Ze względu na nieprecyzyjne zapisy ustawy o OZE w trakcie zawierania umów handlowych (na zakup energii po cenie aukcyjnej) pojawiają się dyskusje pomiędzy sprzedawcami zobowiązanymi a wytwórcami z tych instalacji OZE, w kwestii rozliczania obowiązku zakupu wolumenu zgłoszonego (planowanego do wytworzenia) w ramach systemu aukcyjnego. Ustawa o OZE w art. 39 ust. 1 z jednej strony określa, że co roku cena sprzedaży zaoferowana na aukcji ma zwiększać się o wskaźnik inflacji, z drugiej zaś strony zapis w przytoczonym artykule odnosi się do sztywnej ceny referencyjnej ustalonej dla roku, w którym odbywa się aukcja, bez jej inflacyjnego zwiększania, a więc bez zwiększania akceptowalnego poziomu dopłat. W konsekwencji może dojść do sytuacji, w której wytwórca w trakcie roku będzie wprawdzie otrzymywał przychody zwiększone o wskaźnik inflacji, ale po zakończeniu i rozliczeniu roku część przychodów będzie musiał zwrócić jako nadmierną pomoc publiczną (nadwsparcie). Ustawa o OZE wymaga w tym zakresie doprecyzowania i doszczegółowienia.

Zgodnie z nowelizacją ustawy o OZE z 22 czerwca 2016 r. [9] prosumentem jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą regulowaną ustawą z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (prosument). Wprowadzenie definicji prosumenta oceniamy pozytywnie.

Ustawa o OZE [12] zaimplementowała również nowy mechanizm wsparcia dla mikroinstalacji OZE spełniających wspomnianą wyżej definicję prosumenta. Dotychczasowy mechanizm bilansowania półrocznego (funkcjonujący wyłącznie w I półroczu 2016 r.) został zastąpiony mechanizmem opustów (bilansowania) w ramach okresów rozliczeniowych wynikających z umów kompleksowych, zawartych pomiędzy

sprzedawcami zobowiązanymi oraz prosumentami. Ponadto nowelizacja usunęła z systemu wsparcia tzw. taryfy gwarantowane [25]. Wejście w życie nowych zasad rozliczeń dla prosumentów w postaci systemu opustów wymaga zawarcia stosownych aneksów do umów kompleksowych zawartych przez prosumentów ze sprzedawcami zobowiązanymi.

Na uwagę zasługuje fakt, iż ustawa o OZE wprowadza w rozliczeniach z prosumentami tzw. wirtualny magazyn energii, co umożliwia prosumentowi (w szczególności w przypadku mikroinstalacji fotowoltaicznych) „przeniesienie” poprzez magazyn energii, energii wytworzonej w okresie letnim i wiosennym do zużycia w okresie jesienno-zimowym.

Dla sprzedawców zobowiązanych wprowadzenie specyficznego mechanizmu rozliczeń z prosumentami generuje powstawanie kosztów związanych z pokrywaniem przez sprzedawców zobowiązanych części opłat dystrybucyjnych. Ponadto sprzedawcy muszą dostosować do nowych wymagań systemy billingowe, co wiąże się również ze znaczącymi kosztami. Każda kolejna zmiana ustawy o OZE w tym zakresie winna być wprowadzana z dużą ostrożnością i ze świadomością, że dla sprzedawców zobowiązanych są to kolejne koszty dostosowania dedykowanych systemów do rozliczeń z prosumentami.

Prowadzone w TOE analizy strat sprzedawców zobowiązanych, wynikających z wprowadzenia specyficznych rozliczeń z prosumentami, szacują je na poziomie rzędu 7 mln PLN, przy czym segment prosumentów rozwija się bardzo dynamicznie, więc ewentualne rozszerzanie zakresu definicji prosumenta może doprowadzić do zwiększenia tych strat.

W zakresie rozliczeń pomiędzy sprzedawcami a prosumentami ustawa o OZE wymaga doprecyzowania, w szczególności w zakresie podatku akcyzowego, jak również w zakresie opłat dystrybucyjnych oraz naliczania „kolorów” dla sprzedaży energii dla prosumentów.

WNIOSKI

Wprowadzenie nowelizacji ustawy o OZE to krok we właściwym kierunku. Zniesienie systemu taryf gwarantowanych (system wsparcia nie wszedł w życie), likwidacja wysokich cen dla wytwórców OZE w mikroinstalacjach była decyzją właściwą. Koszty te ostatecznie musiałyby zostać przeniesione na odbiorców końcowych, co przyczyniłoby się do wzrostu cen sprzedaży energii na rynku detalicznym. Mając na uwadze aktualny poziom cen rynkowych praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii z OZE, należy uznać, że uruchomienie systemu aukcyjnego jako nowego systemu wsparcia OZE to właściwa decyzja, jednak niespójności rozwiązań ustawowych oraz niejasności w interpretacji kluczowych zapisów ustawy w praktyce utrudniają implementację ustawy o OZE. W ustawie jest jeszcze szereg uregulowań wymagających doprecyzowania, w szczególności w zakresie systemu aukcyjnego, prosumentów, funkcjonowania klastrów energetycznych.

3. Nowa ustawa o efektywności energetycznej

Nowa ustawa o efektywności energetycznej została przyjęta przez Sejm 20 maja 2016 r. [10] i weszła w życie 1 października 2016 r. Wdrożyła ona dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE [1]. Najważniejsze zapisy nowej ustawy, z punktu widzenia podmiotów zobowiązanych do jej realizacji, przedstawia poniższa tabela.

Tabela 2. Zakres zmian wprowadzonych ustawą o efektywności energetycznej

Lp.	Zakres zapisów	Szczegóły
1	jednostkowa opłata zastępcza	2016 r.: 1 000 zł/toe 2017 r.: 1 500 zł/toe 2018 r. i lata kolejne: wzrost o 5% w stosunku do roku poprzedniego
2	limit obowiązku (oszczędność energii finalnej)	1,5% – obowiązek naliczany od 1,5% całkowitej ilości energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego sprzedanych w danym roku odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci, wyrażony w toe (pomniejszonej o ilość energii zaoszczędzonej przez odbiorców końcowych / dla gazu pomniejsza się o ilość gazu sprzedanego na cele nieenergetyczne i na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła)
3	sposób realizacji obowiązku	uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectw efektywności energetycznej (ŚEE) zrealizowanie przedsięwzięcia lub przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego (potwierdzone audytem) - lata 2016 – 2018: lub uiszczenie opłaty zastępczej w wysokości: – 30% obowiązku za 2016 r., – 20% obowiązku za 2017 r., – 10% obowiązku za 2018 r. Można zrealizować obowiązek na poziomie % wyższym, gdy podmiot zobowiązany składał zlecenia zakupu praw majątkowych ŚEE w transakcjach sesyjnych, lecz z powodu niewystarczającej ilości ofert sprzedaży tych praw lub gdy oferowana cena tych praw była wyższa niż jednostkowa opłata zastępcza, nie nabył ich na 6 sesjach w ciągu roku kalendarzowego, którego dotyczy obowiązek. - rok 2019 i lata następne: można uiścić opłatę zastępczą, jeśli w transakcjach sesyjnych podmiot zobowiązany nie nabył praw majątkowych ŚEE z uwagi na fakt, że cena tych praw była wyższa niż jednostkowa opłata zastępcza lub z uwagi na niewystarczającą ilość ofert sprzedaży tych praw
4	rozliczenie obowiązku	- w zakresie <u>niezrealizowanym opłatą zastępczą</u>: – w terminie do 30 czerwca 3. roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek, – można wnioskować do Prezesa URE o łączne rozliczenie obowiązku w okresie 2-letnim lub 3-letnim – w terminie do 30 czerwca po ostatnim roku z 2- lub 3-letniego okresu realizacji obowiązku, - opłatę zastępczą uiszcza się na rachunek NFOŚiGW do 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek
5	sposób uzyskiwania świadectw efektywności energetycznej	na wniosek podmiotu deklarującego realizację przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej
6	obowiązek przeprowadzenia co 4 lata audytu energetycznego przez przedsiębiorcę w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U. 2015 poz. 584, z późn. zm.)	- z wyjątkiem mikroprzedsiębiorcy, małego lub średniego przedsiębiorcy oraz posiadającego system zarządzania energią/zarządzania środowiskowego - pierwszy audyt – w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, tj. do 30 września 2017 r. - obowiązek zawiadomienia Prezesa URE o jego przeprowadzeniu
7	obowiązek informowania odbiorców o środkach poprawy efektywności energetycznej	sprzedawca informuje swojego odbiorcę o miejscu, w którym dostępne są informacje o środkach poprawy efektywności energetycznej

WNIOSKI

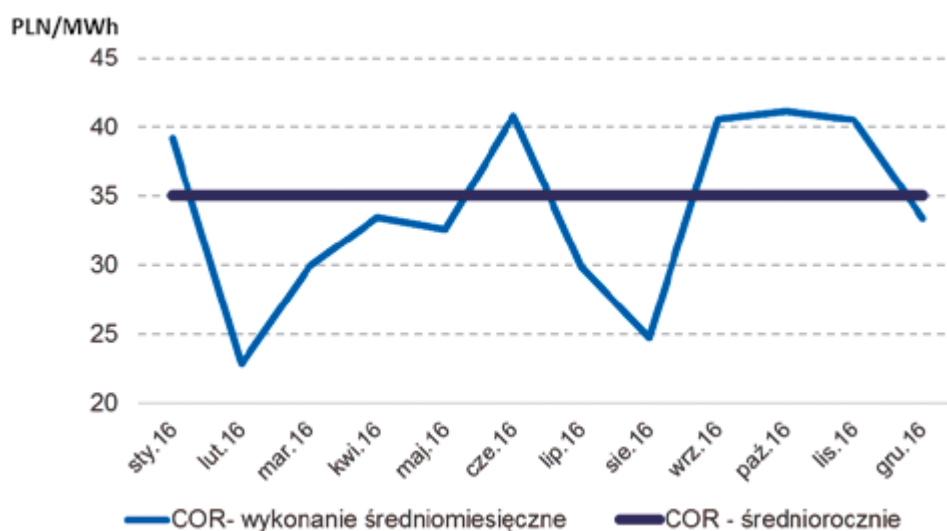
Nowa ustawa o efektywności energetycznej z punktu widzenia przedsiębiorstw energetycznych znacznie uprościła procedurę wydawania świadectw efektywności energetycznej: nie ma przetargów organizowanych przez Prezesa URE – świadectwa wydawane są na wniosek podmiotu deklarującego realizację przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej. Zmieniony został sposób obliczania limitu realizacji obowiązku – ze skomplikowanego systemu naliczania przychodów w zł przeliczanego na toe, na rzecz ilości energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego sprzedanych w danym roku odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci, wyrażonych w toe. Z drugiej strony doszły też dodatkowe obowiązki, m.in. obowiązek przeprowadzenia co 4 lata audytu energetycznego czy obowiązek informowania odbiorców o środkach poprawy efektywności energetycznej. Istotną zmianą w systemie jest również określenie progresywnego systemu stanowienia opłaty zastępczej, która od 2017 r. rośnie do poziomu 1500 zł/MWh i w kolejnych latach zwiększana będzie o 5%. Dodatkowo opłata zastępcza stanowi w obecnym modelu wspierania efektywności energetycznej element ostateczny w zakresie wykonywania obowiązku ograniczony jej procentowym udziałem od 30% w 2016 r. do 10% w 2018 r., co stanowi w obecnej sytuacji rynkowej czynnik wpływający na wzrost ceny, który od 2019 r. zostanie jeszcze wzmocniony.

4. Regulacyjne usługi systemowe – ORM, IRZ

Operacyjna Rezerwa Mocy

Rok 2016 był już trzecim rokiem funkcjonowania mechanizmu Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM). Mechanizm ten jest odpowiedzią na nasilający się problem zmniejszania się nadwyżki zdolności wytwórczych źródeł konwencjonalnych do poziomu poniżej wymaganego dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa KSE. Potwierdzeniem tego problemu jest sytuacja z sierpnia 2015 r., kiedy OSP był zmuszony wprowadzić stopnie zasilania. Mechanizm ORM ma z założenia charakter doraźny, który powinien obowiązywać do czasu wprowadzenia rozwiązań systemowych (rynek mocy).

Zasady funkcjonowania i sposób rozliczeń ORM z roku na rok podlegają modyfikacjom.



Rys. 1. Stawki Operacyjnej Rezerwy Mocy w 2016 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Cena Operacyjnej Rezerwy Mocy (COR) w 2016 r. osiągnęła średni poziom ok. 35 PLN/MWh w godzinach szczytowych przy uwzględnianiu korekt OSP [28]. Poziom cen ORM uzależniony jest od dostępnej mocy w systemie i wykazywał zróżnicowanie w poszczególnych miesiącach roku 2016. Najmniejszą rezerwą w systemie charakteryzowały się w 2016 r. miesiące: styczeń, czerwiec, wrzesień, październik i listopad, w tych miesiącach ceny ORM były bliskie stawki maksymalnej, która w 2016 r. ustalona została na poziomie 41,20 PLN/MWh.

W dniu 28 września 2016 r. OSP przedstawił do konsultacji projekt karty aktualizacji [24] do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), w której zaproponował następujące zmiany w zakresie ORM i RB:

- modyfikację zasad pozyskiwania i rozliczania ORM,
- modyfikację zasad udziału odbiorców aktywnych w Rynku Bilansującym,
- modyfikację zakresu świadczeń usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

W przedstawionej propozycji zmiany te miały wejść w życie od 1 stycznia 2017 r., jednak po przeprowadzeniu konsultacji zdecydowano się na przesunięcie terminu obowiązywania zmian w zakresie ORM na 1 stycznia 2018 r.

W zakresie modyfikacji zasad pozyskiwania i rozliczania ORM zaproponowano zmianę zasad pozyskiwania usługi ORM oraz sposobu jej rozliczania. Ponadto krąg jednostek mogących dostarczać ORM rozszerzono o Jednostki Graficzne Odbiorcze Aktywne (DSR).

Zaproponowane w projekcie karty aktualizacji [24] zmiany były szeroko komentowane wśród przedstawicieli branży energetycznej. Towarzystwo Obrotu Energią również zabrało głos w tej sprawie, zgłaszając do OSP szereg uwag.

W pierwszej kolejności zwrócono uwagę, iż projekt karty aktualizacji [24], wprowadzający propozycję modyfikacji obecnego mechanizmu ORM, w zasadzie nie adresuje rzeczywistych przyczyn niskiej efektywności rynku energii elektrycznej i usług systemowych w Polsce, tj.:

- 1) Braku wymaganych modyfikacji zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej.
 - a) Ujednolicenia ograniczeń cenowych na europejskich rynkach hurtowych.
 - b) Uptynnienia rynku dnia bieżącego poprzez zmiany zasad ofertowania na RB.

- 2) Eliminacji zakłóceń funkcjonowania jednotowarowego rynku energii.

- a) Wyceny energii elektrycznej w sytuacji wprowadzenia ograniczeń w jej poborze.
- b) Wyrównania praw w zakresie rynkowego zakupu energii elektrycznej.
- c) Błędnej alokacji kosztów usuwania ograniczeń sieciowych.

- 3) Urealnienia wyceny elastyczności i lokalizacji mocy wytwórczych.

- a) Zróżnicowania lokalizacyjnego wartości dla dostaw mocy w KSE.
- b) Zróżnicowania wartości dostaw mocy do KSE ze względu na elastyczność pracy zasobów ją świadczących.

Analizując zapisy karty aktualizacji [24] regulującej kwestie popytowe, należy zwrócić uwagę przede wszystkim na ryzyko, jakie niesie za sobą propozycja wynagradzania wyłącznie mocy do wysokości 9% zapotrzebowania. Pozostała część rezerwy pozostaje wtedy bez wsparcia, co powoduje nasilenie zjawiska *missing money* – *missing capacity* dla części wytwórców. Jest to powrót do problemów, które stały się podstawą do wprowadzenia tego mechanizmu. Dodatkowo nominowanie w dobie n-1 wolumenu do rezerwy powoduje, że ze względu na ubytki zakontraktowany zostanie wolumen poniżej założonego wcześniej poziomu. Wątpliwe wydaje się również uzależnienie krzywej zapotrzebowania na moc od parametrów administracyjnych, podczas gdy powinna ona zależeć przede wszystkim od parametrów rynkowych.

Negatywnie należy ocenić również próbę łączenia ofert na sprzedaż rezerwy z ofertami na sprzedaż energii elektrycznej. Wymuszanie poprzez zapisy IRiESP jednakowego traktowania produktów usług systemowych i energii elektrycznej wymusza nieefektywne ekonomicznie ofertowanie albo mocy, albo energii, albo obu produktów.

W obliczu wątpliwości zgłaszanych również przez innych przedstawicieli branży energetycznej, którzy wskazywali na zagrożenia płynące z wprowadzenia nowych rozwiązań, jak już wcześniej wspomnieliśmy, OSP przesunął termin wejścia w życie nowych zapisów w zakresie pozyskiwania i rozliczania ORM na 1 stycznia 2018 r. Natomiast od 1 stycznia 2017 r. weszły w życie zapisy odnośnie zasad udziału odbiorców aktywnych w rynku bilansującym oraz modyfikacja zakresu świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP [23]. Ustalono ponadto parametry usługi ORM w roku 2017. Obowiązują w większości analogiczne zasady funkcjonowania jak w roku 2016. Zmianie uległ budżet ORM z blisko 487 mln PLN w 2016 r. do 542 mln PLN w roku 2017. Zwiększyła się też cena maksymalna za ORM do 41,79 PLN/MWh.

Usługi Redukcji Zapotrzebowania na polecenie OSP (Demand Side Response – DSR)

Na podstawie zmodyfikowanych w karcie [23] zasad dotyczących DSR dnia 8 marca 2017 r. Operator ogłosił przetarg na te usługi w dwóch wariantach:

- redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP – Program Gwarantowany;
- redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP – Program Bieżący.

Ogólną charakterystykę tych usług zawarto w poniższej tabeli.

Tabela 3. Charakterystyka przetargów na DSR ogłoszonych przez PSE w marcu 2017 r.

Program	Charakterystyka
Program Gwarantowany	Pakiet 1 (letni)
	Wolumen przetargu: 500 MW (oferty: min 10 MW, max 100 MW)
	Zakres redukcji: 10:00 – 18:00 w miesiącach kwiecień – wrzesień
	Wynagrodzenie
	Maksymalna jednostkowa cena za gotowość: 89,70 PLN/MWh
	Pakiet 2 (zimowy)
	Wolumen przetargu: 500 MW (oferty: min 10MW, max 100 MW)
	Zakres redukcji: 16:00 – 20:00 w miesiącach październik – marzec
Program Bieżący	Wynagrodzenie
	Maksymalna jednostkowa cena za gotowość: 132,70 PLN/MWh
	Wolumen przetargu: nieokreślony (oferty 10 MW)
	Zakres redukcji: na polecenie zgodnie ze specyfikacją
	Wynagrodzenie
	Maksymalna jednostkowa cena: 13 777 PLN/MWh

Bardzo interesujące wydają się zaproponowane stawki maksymalne znacznie różniące się od stawek, jakie może otrzymać za moc wytwórca.

Interwencyjna Rezerwa Zimna

Rok 2016 był też pierwszym rokiem funkcjonowania drugiego rozwiązania mocowego w postaci Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ), należącego do klasy rozwiązań typu rezerwy strategicznej. W ramach IRZ funkcjonują elektrownie, które w związku z wejściem w życie Dyrektywy IED zostały objęte tzw. derogacją naturalną i wygrały ogłoszony przez OSP przetarg na tę usługę. Zgodnie z dyrektywą i polskim

prawem jednostki te mogą pracować do końca roku 2023, ale tylko przez 17 500 godzin w całym okresie. Derogacja naturalna pozwala na niedostosowywanie do wymagań ochrony środowiska najstarszych bloków węglowych, które będą pracować tylko jako tzw. szczytowe (w godzinach największych obciążeń), bo ich przystosowanie do norm ekologicznych byłoby zbyt drogie. Właścicielom tych jednostek zapewnia się minimalną opłacalność ich utrzymania, natomiast dla OSP źródła tego typu, ze względu na opóźnienia w uruchamianiu nowo budowanych bloków, stanowią stosunkowo tanią opcję stabilizacji KSE w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc.

Tabela 4. Charakterystyka pracy jednostek w Interwencyjnej Rezerwie Zimnej

Bloki w IRZ	Moc [MW]	Czas pracy 2016 [h]	Hipotetyczny średni czas pracy w roku [h]	Limit pracy do 2023 r. [h]
Dolna Odra B1	222	1 925	2 200	17 500
Dolna Odra B2	232	4 420	2 200	17 500
Siersza B3	120	2 109	2 200	17 500
Siersza B6	120	2 417	2 200	17 500
Stalowa Wola B8	120	457	2 200	17 500

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE [22]

Najwyższym obciążeniem pracy charakteryzuje się blok 2 w Dolnej Odrze, który wykorzystał przyznany limit godzin na poziomie dwukrotnie wyższym niż średni. Budżet IRZ zgodnie z informacją OSP nieznacznie przekracza 150 mln zł w 2017 r. Należy podkreślić prawidłowość konstrukcji mechanizmu IRZ, który pomimo wykorzystania przez OSP nie ma negatywnego wpływu na kształtowanie się konkurencji na rynku energii elektrycznej.

WNIOSKI

Bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jako niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz możliwość zbilansowania KSE wymaga wprowadzenia skutecznych mechanizmów, w sytuacji gdy zachęty rynkowe nie są wystarczające. Ponieważ rynek mocy można rozpatrywać w perspektywie długofalowej, Operator Systemu Przesyłowego (PSE) przy akceptacji Prezesa URE wdrożył mechanizmy przejściowe w postaci Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM), Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ) oraz negawatów, które dodatkowo mają zostać uzupełnione w 2017 r. usługami redukcji zapotrzebowania (DSR) w trybie gwarantowanym. Pierwszy ze wspomnianych mechanizmów wdrożony 1 stycznia 2014 r. poddawany jest corocznej aktualizacji, która ma nadążać za zmiennymi warunkami rynkowymi.

Interwencyjna Rezerwa Zimna wykorzystuje aktywa, które głównie z powodów środowiskowych przeznaczone zostały na mocy Dyrektywy IED do likwidacji. Posiadają one jednak derogacje, które pozwalają na wykorzystanie tych jednostek przez ograniczony czas. Umożliwia to utrzymanie ich zdolności wytwórczych na potrzeby i polecenie Operatora, podczas przewidywanych okresów deficytu mocy, w zamian za określoną płatność. Wielkość zamówionej przez PSE mocy to 830 MW, które w zależności od potrzeb w latach 2016–2019 wykorzystywane będą do zbilansowania zapotrzebowania. Prawidłowa konstrukcja mechanizmu IRZ i ORM sprawia, że nie cechuje się on negatywnymi skutkami dla funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej i de facto jest najbardziej akceptowalnym przez Komisję Europejską mechanizmem mocowym.

Usługi Redukcji Zapotrzebowania na polecenie OSP (*Demand Side Response* – DSR) są kolejnym mechanizmem, który ma wzmocnić możliwości Operatora w sytuacjach niedoboru mocy w systemie. U uruchomienia prawdopodobnie w II połowie 2017 r. usługa będzie redukowała zapotrzebowanie na świadczenie usługi ORM przez sektor wytwórczy.

5. Wpływ MiFID II na TGE i uczestników rynku energii

W 2011 Komisja Europejska zaproponowała rewizję regulacji MIFID, czego konsekwencją było przyjęcie przez Parlament Europejski i Radę Europy rozporządzenia nr 600/2014 z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 648/2012 (Directive on Markets in Financial Instruments, MIFID 2) oraz Dyrektywę 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (Regulation on Markets in Financial Instruments, MiFIR).

Początkowo nowe regulacje powszechnie zwane MiFID II i MiFIR II miały obowiązywać już z początkiem 2016 roku, niemniej z powodu liczby obowiązków, jakie wspomniane regulacje nakładają na uczestników obrotu opóźniono ich wejście o rok². Przesunięcie wejścia w życie regulacji miało na celu zabezpieczenie czasu na przygotowanie się wszystkich krajów UE do obowiązków, jakie niosą ze sobą wspomniane przepisy. Mimo to w tym czasie w Polsce nie powstały regulacje dostosowujące nowe przepisy do prawa polskiego.

Brak tych regulacji niesie poważne konsekwencje dla funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, gdyż pakiet MiFID 2 w połączeniu z rozporządzeniem EMIR w sposób istotny wpływają na politykę handlową grup i koncernów energetycznych i mogą w istotny sposób zmienić kształt rynku energii.

MiFID co do zasady reguluje: sposób prowadzenia działalności i określa wymogi organizacyjne w stosunku do firm inwestycyjnych, udzielanie zezwoleń na prowadzenie rynków regulowanych, obowiązki sprawozdawcze oraz te dotyczące przejrzystości w zakresie obrotu instrumentami udziałowymi, a także ustala reguły dopuszczenia instrumentów finansowych do obrotu.

MiFID 2 ustala wymagania odnośnie zezwoleń na prowadzenie działalności przez firmy inwestycyjne oraz warunków prowadzenia tej działalności, świadczenia usług inwestycyjnych i prowadzenia działalności inwestycyjnej. Określa zasady funkcjonowania rynków regulowanych, wydawania stosownych zezwoleń w tym zakresie, prowadzenia usług w obszarze udostępniania informacji oraz nadzoru sprawowanego przez właściwe organy, a także współpracy między właściwymi organami oraz egzekwowania przez nie przepisów. MiFIR ustanawia zaś jednolite wymogi w odniesieniu do podawania do wiadomości publicznej danych o obrocie, zgłaszania transakcji właściwym organom, obrotu instrumentami pochodnymi w zorganizowanych syste-

² 12 lutego 2016 r. Komisja Europejska oficjalnie poinformowała o odłożeniu o rok wejścia w życie całego pakietu MiFIR II/MIFID II.

mach obrotu oraz niedyskryminacyjnego dostępu do rozliczeń. Określa również uprawnienia właściwych organów, EUNGiPW (dalej: ESMA) i EUNB w zakresie interwencji produktowej oraz uprawnień EUNGiPW w zakresie kontroli zarządzania pozycjami i limitów pozycji.

Na podstawie regulacji MiFID 2 oraz MiFIR, ESMA stworzyła 28 regulacyjnych standardów technicznych (RTS) i wykonawczych standardów technicznych (ITS), które spowodują objęcie regulacjami większość kontraktów, również tych z dostawą fizyczną, które dotychczas nie były instrumentami finansowymi, a obecnie uznane zostaną za towarowe instrumenty finansowe. Nie pozostawiają one również wątpliwości, że transakcje na EUA w tym Spot, są instrumentami finansowymi, a ewentualne wyłączenia spod tych regulacji zostają ograniczone. Ponieważ firmy inwestycyjne podlegają bardziej ścisłej regulacji i nadzorowi stosownych organów, takim samym warunkom będą musiały podlegać przedsiębiorstwa energetyczne.

Wydaje się, że obowiązywanie pakietu MiFID 2 może zmienić zarówno sposób funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, jak również sam kształt rynku. Pojawia się pytanie o sposób i miejsce zawierania kontraktów z możliwością fizycznej dostawy. Zmienia on również pozycję dla jedynej obecnie regulowanego rynku w Polsce, jakim jest Towarowa Giełda Energii. Przy słabo rozwiniętym rynku finansowym na TGE nowe regulacje stawiają ją w trudnym położeniu, zmuszając do szukania innych rozwiązań, chociażby wprowadzenia regulowanej platformy obrotu OTF. Obecnie nie jest to jednak możliwe z powodu braku implementacji MiFID 2 do prawa polskiego. Pojawił się co prawda projekt ustawy o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw, ale jest on na etapie konsultacji.

Dalszy przebieg prac legislacyjnych będzie miał kluczowe znaczenie dla wszystkich uczestników rynku energii. Bez pełnych przepisów krajowych przenoszących regulacje MiFID 2, przyszłość funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych nie jest jasna i może przynieść negatywne skutki dla rozwoju rynku energii.

WNIOSKI

MIFID 2 wprowadza zmiany w regulacji dla towarowych instrumentów pochodnych, rozszerzając ich zakres. Ogranicza ponadto liczbę dostępnych dla firm obracających instrumentami towarowymi wyłączeń ze stosowania MIFID 2, a także wprowadza limity pozycji, zarządzania pozycjami dla towarowych instrumentów pochodnych oraz dopuszcza możliwość wprowadzania obowiązkowego obrotu w systemach obrotu.

Szeroki wachlarz działań, jakie uznane zostały za usługi inwestycyjne wymienione w załącznikach do dyrektywy, powoduje, że przedsiębiorstwa energetyczne będą uważane za firmy inwestycyjne podlegające regulacjom pakietu MiFID 2. Jediną drogą dla uniknięcia tych regulacji jest znalezienie odpowiedniego wyłączenia, które spowoduje zwolnienie przedsiębiorstwa z ustalonego reżimu.

6. Wpływ wdrożenia REMIT na rynek energii

Po wdrożeniu w 2015 roku raportowania danych transakcyjnych dla kontraktów dotyczących produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym na zorganizowanych platformach obrotu, przyszedł czas na dalsze wprowadzenie w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT). Ramami prawnymi do tego były: rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia REMIT, które weszło w życie w dniu 7 stycznia 2015 roku, oraz instrukcja techniczna ACER z dnia 9 grudnia 2014 roku, obowiązująca od 29 grudnia 2014 roku.

Dla przedsiębiorstw energetycznych rok 2016 był nie lada wyzwaniem, gdyż musiały się one zmierzyć z wprowadzeniem raportowania kontraktów zawartych na rynku bilateralnym. Początkiem była data 7 kwietnia od kiedy zaczął obowiązywać reżim raportowy dla nowo zawieranych transakcji oraz dla kontraktów zawartych wcześniej, ale jeszcze przed tą datą lub w trakcie realizacji. W porównaniu z raportowaniem transakcji zawieranych na zorganizowanych platformach obrotu, gdzie największy obowiązek leżał po stronie ich organizatorów, raportowanie kontraktów OTC wiązało się z zaangażowaniem zasobów ludzkich i nakładów finansowych. Koniecznością było opracowanie procedur operacyjnych i wdrożenie niezbędnych narzędzi informatycznych wspierających te procesy. Wymagały tego rygorystyczne terminy raportowania oraz często nakładające się na siebie inne obowiązki informacyjne wynikające z REMIT i EMIR, a także pozostałe wymagania stawiane spółkom publicznym. Warto dodać, że obowiązek raportowy dotknął w tym przypadku wszystkich uczestników rynku

tak w segmencie handlu hurtowego, jak również wytwórców i spółki sprzedaży detalicznej.

Najwięcej kłopotu spowodowała interpretacja przepisów i właściwa kwalifikacja zawieranych kontraktów na kontrakty standardowe i niestandardowe, różniących się w definicji od obowiązujących w obrocie rynkowym. Pojawiła się również konieczność wielokrotnego raportowania tych samych kontraktów, z powodu ich niestandardowego charakteru, czyli zapisów umownych w obszarze ustalania wolumenu lub ceny, np. na skutek przyjętych w nich formuł cenowych.

WNIOSKI

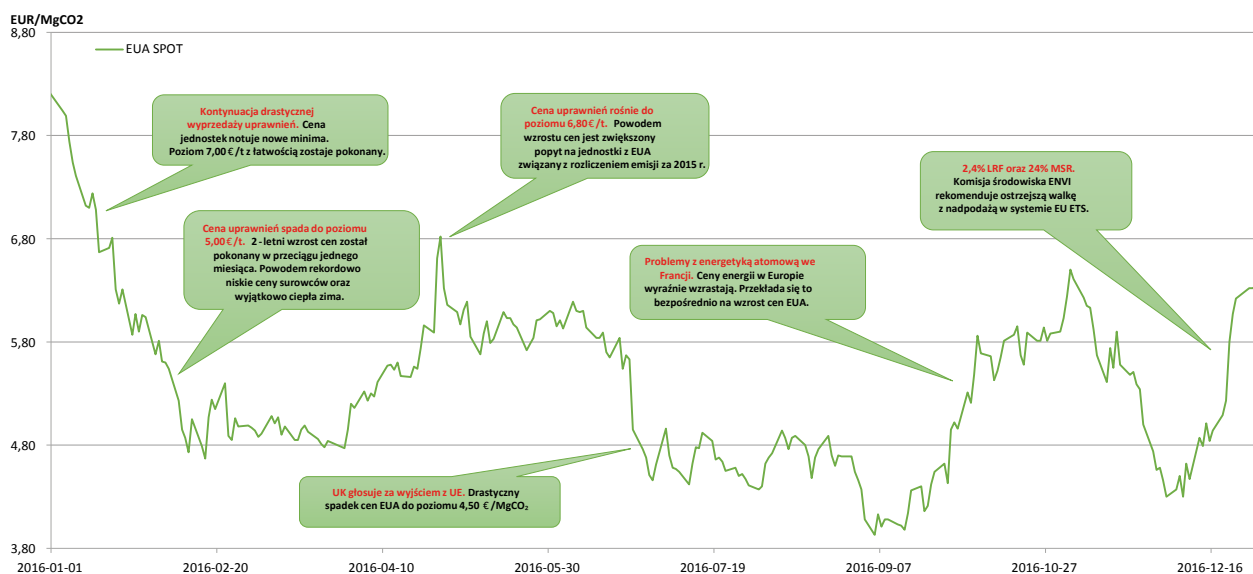
Etap wdrożenia przez przedsiębiorstwa energetyczne rozwiązań umożliwiających pełne wypełnienie obowiązków raportowych został zakończony, ale wymagał on zaangażowania przez wszystkich, wiele pracy oraz nakładów finansowych. Wiązał się również z koniecznością opracowania nowych procesów operacyjnych, odpowiednich regulacji wewnętrznych, a w zależności od skali działania, stworzenia dodatkowych jednostek organizacyjnych.

7. Rynek uprawnień do emisji CO₂ a rynek energii elektrycznej

Kolejny, czwarty rok funkcjonowania III Fazy Rozliczeniowej Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji CO₂ (EU ETS) charakteryzował się dużą zmiennością cen jednostek EUA, będącą konsekwencją wydarzeń politycznych bezpośrednio dotyczących IV fazy systemu EU ETS, warunków meteorologicznych, problemów francuskich elektrowni jądrowych, jak również czasowych korelacji z cenami energii elektrycznej, węgla energetycznego, ropy i gazu.

Średnia cena EUA dla produktu Dec-16 w 2016 r. oscylowała wokół 5,35 €/MgCO₂, przy czym najniższa cena zamknięcia osiągnięta w analizowanym przedziale czasowym wyniosła 3,93 €/MgCO₂, natomiast największa wartość zanotowana na początku roku wyniosła 8,11 €/MgCO₂. Warto zaznaczyć, że zgodnie z projekcją długoterminową, wykonaną przez wiodące instytucje europejskie zajmujące się analizą rynku EU ETS, ceny EUA w 2020 r. będą wahać się w przedziale 10–12 €/MgCO₂, co w zamyśle ma być czynnikiem stymulującym inwestycje w technologie niskoemisyjne. Aktualnie pierwsze kilkadziesiąt dni 2017 r. w związku z pracami legislacyjnymi w Parlamencie Europejskim oraz Komisji Europejskiej, które dotyczą struktury IV fazy systemu EU ETS charakteryzują się stosunkowo dużą zmiennością. Odchylenie od średniej ceny EUA w 2016 r. było efektem poniższych wydarzeń:

- Obywatele Wielkiej Brytanii w referendum zorganizowanym 23 czerwca opowiedzieli się za opuszczeniem Unii Europejskiej. To wydarzenie ma znaczenie dla całego systemu EU ETS. Jako że system EU ETS jest głównym mechanizmem rynkowym wspierającym państwa członkowskie w realizacji celów redukcji emisji, hipotetyczne opuszczenie mechanizmu przez Wielką Brytanię oznaczałoby dystrybucję zakumulowanych uprawnień do emisji brytyjskich firm z szeroko pojętego sektora energetycznego i w konsekwencji do osłabienia / spadku cen EUA. Wynik referendum wywołał wstrząs na rynku, w wyniku którego ceny spadły z poziomu 5,65 €/MgCO₂ do ok. 5,00 €/MgCO₂.
- We wrześniu Urząd Bezpieczeństwa Jądrowego we Francji zalecił dodatkowe kontrole bezpieczeństwa w należących do EDF elektrowniach atomowych. Problemy francuskiej energetyki jądrowej zaczęły się, gdy w stali generatora pary, budowanego reaktora EPR najnowszej III generacji w elektrowni Flamanville 3, odkryto zbyt dużą zawartość węgla, przez co mogło dojść do zmęczenia materiału i w rezultacie trudnych do przewidzenia konsekwencji. Początkowo reaktory, w których stwierdzono odstępstwa od norm bezpieczeństwa, miały zostać odstawione, niemniej jednak perspektywa zbliżającego się okresu grzewczego oraz prognozy pogody informujące o mroźnej zimie niejako wymusiły warunkowe dopuszczenie do pracy wszystkich reaktorów.
- W grudniu Komisja ds. Środowiska w Parlamencie Europejskim przyjęła, po długotrwałych pracach, postulaty reformy systemu EU ETS po 2020 r., do których zalicza się między innymi:
 - bardziej restrykcyjny współczynnik liniowy redukcji na poziomie 2,4%;
 - podniesienie do 24% ogólnej liczby uprawnień, jakie zostaną przeniesione do Mechanizmu Rezerwy Stabilizacyjnej (MSR) w pierwszych czterech latach funkcjonowania mechanizmu;
 - kasacja 800 mln uprawnień z rezerwy w 2021 r.;
 - ustalenie benchmarku dla lat 2021–2025 w latach 2016–2017.
- Z końcem 2016 r. przestał funkcjonować *backloading*, narzędzie, które w latach 2014–2016 ograniczało podaż EUA, odpowiednio przenosząc do rezerwy 400, 300 i 200 mln uprawnień do emisji. W początkowym zamyśle ściągane uprawnienia w późniejszym terminie miały wrócić na rynek, niemniej jednak brak oznak bilansowania popytu i podaży doprowadził do decyzji o kasacji niniejszych uprawnień.



Rys. 2. Wpływ wydarzeń politycznych i gospodarczych na notowania produktu EUA SPOT

Warto odnotować, że zweryfikowane emisje instalacji objętych systemem EU ETS spadły w 2015 r. o 0,4% w stosunku do roku poprzedzającego, zgodnie z wstępnymi danymi

ukazującymi się w informacjach rynkowych wynik 2016 r. może być zbliżony do roku 2015.



Rys. 3. Notowania uprawnień do emisji CO₂ w latach 2005–2016 w podziale na fazę I (2005–2007), II (2008–2012) i III (2013–2020)

Podstawowym nośnikiem energii w Polsce, ze względu na dużą zasobność geologiczną jest węgiel, który mimo zwiększającego się udziału odnawialnych źródeł energii, nadal pokrywa znaczną część zapotrzebowania energetycznego kraju, w wyniku czego na ceny energii elektrycznej wywierana jest dodatkowa presja będąca następstwem sytuacji na rynku EUA, jak również regulacji unijnych w zakresie szeroko rozumianej ochrony klimatu.

WNIOSKI

W Unii Europejskiej panuje przekonanie o konieczności zintensyfikowania działań mających doprowadzić do zadanych celów redukcji emisji, czego jednoznacznym dowodem są prace legislacyjne związane z formułą IV fazy systemu EU ETS. Postulaty, jakie przegłosował Parlament Europejski w lutym 2017 r., uwzględniając zmniejszony współczynnik liniowej redukcji z proponowanego 2,4% do poziomu 2,2%, stawiają polski sektor energetyczny w trudnej sytuacji, przez co można domniemywać, że w perspektywie najbliższych lat ceny uprawnień do emisji CO₂ będą coraz silniej skorelowane z cenami energii elektrycznej również na rynku polskim. Warto zaznaczyć, że projekcje długoterminowe cen EUA jednoznacznie wskazują na trend wzrostowy, przy czym należy podkreślić, że ostatecznie cenę ustala rynek, na którym aktualnie podaż przewyższa popyt, w związku z czym mimo starań Komisji Europejskiej ceny nadal pozostają na średnim poziomie ok. 5,00-5,50 €/MgCO₂. Realizacja prognoz mówiących o cenach w przedziale 10–12 €/MgCO₂ w perspektywie 2020 r. zależy przede wszystkim od tego, jaka będzie efektywność narzędzi mających na celu likwidację nadpodaży, nad którymi pracuje Komisja i Parlament Europejski.

8. Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty

Najistotniejszymi wydarzeniami z perspektywy wymiany transgranicznej energii elektrycznej w 2016 roku były: (1) działania OSP zmierzające do ograniczenia tzw. przepływów kołowych, (2) uruchomienie i całoroczne funkcjonowanie połączenia Polska – Litwa oraz (3) zwiększenie eksportu energii elektrycznej w IV kwartale 2016 r. i I kwartale 2017 r.

Zgodnie z zapowiedziami OSP w czerwcu 2016 r. uruchomiono pierwszy fizyczny przesuwnik fazowy (za uruchomienie drugiego przesuwnika odpowiada strona niemiecka) i wyłączono północną linię na granicy Polska – Niemcy. Doprowadziło to do istotnego ograniczenia tzw. *redispatchingu* (polegającego najczęściej na zakupie energii na polskim rynku bilansującym w celu ograniczenia nieplanowanych przepły-

wów na połączeniach synchronicznych, który w poprzednich latach często powodował gwałtowny wzrost cen na rynku bilansującym, a przez to też na polskim rynku spot). Działania OSP przyniosły oczekiwany skutek – polski system elektroenergetyczny stał się bezpieczniejszy, mniej zagrożony przez niekontrolowane przepływy kołowe z północnych Niemiec na południe Europy. Rozwiązanie to miało też prowadzić do zwiększenia mocy importowych do Polski – tego efektu nie osiągnięto i poziom oferowanych mocy importowych nadal należy oceniać jako dalece niezadowalający.

Przełomowym sukcesem OSP (we współpracy z polskim Regulatorem) na forum regionalnym było podjęcie i pozyskanie wsparcia decydujących instytucji dla starań dotyczących konieczności rozdzielenia jednolitej strefy cenowej Austrii i Niemiec. To początkowo bardzo kontrowersyjne przedsięwzięcie nie budzi już w zasadzie zastrzeżeń wśród większości interesariuszy rynku w naszej części Europy. Decyzje zostały podjęte i sprawa wydaje się być przesądzona. Rozdzielenie strefy cenowej planowane jest na rok 2018 i powinno impulsami czysto cenowymi doprowadzić to wyeliminowania przyczyn przepływów kołowych.

W grudniu 2015 roku nastąpiło uruchomienie połączenia między Polską i Litwą (500 MW), na którym moce transgraniczne udostępniane są na takich samych zasadach, jak w przypadku kabla szwedzkiego (aukcja *implicit* w modelu *market-coupling*). Dodatkowo w lutym 2016 roku uruchomiono połączenie Litwa – Szwecja (moc 600 MW), które często ma decydujący wpływ na kierunek przepływów między Polską a Litwą – najczęściej import do Polski. System działał poprawnie, zastosowanie metody *market-coupling* nie budzi kontrowersji dla rynku dnia następnego, jednak należy także rozważyć możliwość udostępniania mocy w okresach miesięcznych, kwartalnych i rocznych na zasadach *limited PTR* (*physical transmission rights*) analogicznie do modelu obowiązującego na granicy Estonia/Łotwa bądź *FTR* (*financial transmission rights*).

Wzrosty cen na rynkach europejskich w IV kwartale 2016 roku (wywołane w dużej mierze problemami elektrowni atomowych we Francji) doprowadziły do od wielu lat niespotykanej skali eksportu energii elektrycznej z Polski do Niemiec, Czech i Słowacji. Procesy aukcyjne mocy transgranicznych były przeprowadzane sprawnie, a stosowana metoda aukcji *explicit* działała efektywnie i nie budzi zastrzeżeń uczestników rynku.

W 2016 roku obserwowano stabilne przepływy importowe z Ukrainy z wykorzystaniem linii Dobrotwór – Zamość. Należy rozważyć korektę zasad aukcyjnych na tym połączeniu, zbliżającą je do rozwiązań stosowanych w aukcjach *explicit* na innych granicach. Rozwiązaniem najpilniejszym jest wprowadzenie aukcji dziennych po stronie polskiej, co zmaksymalizuje wykorzystanie dostępnych mocy i będzie adekwatne do planowanych aukcji dziennych po stronie ukraińskiej.

WNIOSKI

Zgodnie z zeszłorocznymi przewidywaniami uruchomienie przesuwnika fazowego miało istotny wpływ na sytuację w polskim systemie elektroenergetycznym. *Redispatching* został ograniczony, jednak nadal ze szczególną uwagą należy obserwować oferowanie przez OSP importowych zdolności transgranicznych. Pewnym paradoksem pozytywnych działań OSP w ograniczaniu *redispatchingu*, szczególnie w świetle europejskich ambicji budowy „jednolitego rynku energii”, jest to, że bezpieczeństwo polskiego systemu elektroenergetycznego osiąga się poprzez wyłączanie linii transgranicznych, a nie, jak można by się spodziewać, przez ich budowanie.

Biorąc pod uwagę perspektywy rozwoju zarówno ukraińskiego rynku energii elektrycznej, jak i rozwoju polsko-ukraińskiej współpracy energetycznej, należy dążyć do udoskonalenia zasad aukcyjnych obowiązujących na tej granicy i ścisłej współpracy z odpowiedzianymi podmiotami po stronie ukraińskiej. Zasady te, stosowane na dziś relatywnie małym połączeniu, mogą być kierunkiem dla zasad ustalanych w przyszłości dla większych projektów transgranicznych.

9. Zmiana rozliczeń VAT w transakcjach giełdowych

W dniu 25 stycznia 2017 r. Zarząd Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (GPW), jako właściciel TGE, przekazał informację o decyzji podjętej przez Zarząd TGE o zmianie stosowanych dotychczas przez TGE zasad opodatkowania niektórych usług i jednoczesnym skorygowaniu rozliczeń podatku od towarów i usług (VAT) z tego tytułu.

Na przestrzeni lat 2011–2016 TGE traktowała pobierane opłaty giełdowe dotyczące transakcji zawieranych na Rynku Praw Majątkowych, Rynku Terminowym Towarowym energii elektrycznej i gazu oraz opłaty z tytułu prowadzenia Rejestru Świadectw Pochodzenia (razem Opłaty), jako opłaty zwolnione z podatku VAT. W ramach przeglądu podatkowego rozliczeń VAT przez TGE zlecone zostało przygotowanie kilku zewnętrznych, niezależnych interpretacji przepisów podatkowych, odnoszących się do kwestii naliczania VAT od opłat giełdowych pobieranych przez TGE. Zgodnie z informacją GPW, pomimo braku jednoznaczności otrzymanych opinii podatkowych, Zarząd TGE podjął decyzję o zmianie stosowanych dotychczas zasad opodatkowania i skorygowaniu rozliczeń podatku VAT dotyczących Opłat, przyjmując opinię, że w świetle regulacji ustawy o VAT obowiązujących od 1 stycznia 2011 r., TGE nie była uprawniona do stosowania zwolnienia z VAT dla pobieranych Opłat.

Zarząd TGE podjął także decyzję o zmianie stosowanych dotychczas zasad opodatkowania od 1 stycznia 2017 r. i skorygowaniu nieprzedawnionych rozliczeń podatku VAT. Skutkiem tej decyzji jest konieczność wystawienia faktur korygujących dla kontrahentów – Członków TGE z żądaniem dopłaty niepobranego podatku VAT dotyczącej nieobjętych przedawnieniem zobowiązań podatkowych wynikających z Opłat (w okresie od grudnia 2011 r. do grudnia 2016 r. włącznie) o łącznej wartości 69,8 mln zł. Równocześnie TGE jest zobowiązana do zapłaty na rachunek urzędu skarbowego kwoty powstałej zaległości podatkowej wynikającej z faktur korygujących, które zostaną wystawione kontrahentom TGE oraz odsetek od zaległości podatkowej w wysokości 10,2 mln zł.

Zgodnie z podejściem TGE kontrahenci, co do zasady, powinni mieć prawo do odliczenia kwot podatku VAT z ww. faktur korygujących w bieżącym lub przyszłych okresach rozliczeniowych.

Z punktu widzenia spółek obrotu, jeśli chodzi o transakcje zawierane od początku 2017 roku część kontrahentów TGE zdecydowało się płacić VAT od opłat giełdowych. Część jednak zajmuje stanowisko, że z decyzjami „zaczeka” do czasu uzyskania w przedmiotowej sprawie interpretacji od organów podatkowych, o którą planują wystąpić z TGE. Większy kłopot jest z transakcjami historycznymi z lat 2011–2016. TGE w połowie marca 2017 roku zaczęła wysyłać bowiem faktury korygujące VAT opierające się na posiadanej ww. opinii prawnej. Podstawą korekt VAT jest decyzja zarządu TGE, a z kolei podstawą tej decyzji jest wspomniana opinia. Kontrahenci TGE zostali w praktyce postawieni przed dylematem, czy zgodzić się z interpretacją prawa przyjętą przez TGE i płacić VAT, czy też nie.

WNIOSKI

Problem korekty faktur VAT od opłat giełdowych ponoszonych na rzecz TGE w okresie 2011–2016 dotyczy zarówno licznych członków TOE, jak i innych członków Giełdy i Rejestru Świadectw Pochodzenia. Skala podmiotowa problemu jest bardzo duża. Towarzystwo włączyło się w wyjaśnienie powstałej sytuacji, ale także podejmuje kroki zmierzające do obniżenia ryzyka podatkowego związanego ze zmianą, dążąc do złożenia przez TGE wraz z Członkami TGE/TOE wniosku o tzw. interpretację podatkową.

P1. Możliwy wpływ pakietu zimowego na polski sektor energetyczny

W dniu 30 listopada 2016 r. Komisja Europejska (KE) opublikowała tzw. „Pakiet Zimowy” (COM/2016/0860), czyli największy od 2009 r. zestaw propozycji regulacyjnych, które

w swoim zamierzeniu mają wzmocnić konkurencyjność gospodarki UE w dobie gwałtownej transformacji światowych rynków energii. Całość opublikowanego pakietu dokumentów zatytułowano „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Oddaje on wprost intencje ustawodawców, którymi są:

- dalsza integracja i rozwój źródeł OZE;
- wzmocnienie konkurencyjności i centralizacja roli klienta (prosumenta), w tym ochrona odbiorcy wrażliwego;
- zwiększenie znaczenia informacji na rynku energii (szczególnie detalicznym);
- zwiększenie harmonizacji i integracji hurtowych rynków energii w UE;
- wzrost efektywności energetycznej;
- wzmocnienie uprawnień ACER i krajowych organów regulacyjnych;
- promowanie nowych technologii w elektroenergetyce, takich jak inteligentne sieci czy elektromobilność.

Intencje te wynikają wprost z głównych celów europejskiej polityki w zakresie energetyki, którymi są bezpieczeństwo dostaw, dostępność cenowa energii oraz dekarbonizacja.

W skład pakietu weszły projekty czterech dyrektyw: (1) Rynkowa (zmieniająca 2009/72/WE), (2) O odnawialnych źródłach energii (zmieniająca 2009/28/WE), (3) O efektywności energetycznej (zmieniająca 2012/27/WE) i (4) Charakterystyk energetycznych budynków. Opublikowano też projekty czterech rozporządzeń: (1) Rynkowego (zmieniające 714/2009/WE), (2) O roli ACER, (3) O Systemie Zarządzania Unią Energetyczną i (4) O Gotowości na Ryzyka. Dodatkowo KE ogłosiła siedem komunikatów, w tym szczególnie interesujący z punktu widzenia Polski – Ostateczny Raport nt. mechanizmów mocowych w UE. Zapisy legislacyjne Pakietu Zimowego wg autorów powinny w większości przypadków obowiązywać już w 2020 r., a więc staną się podstawą unijnego rynku energii elektrycznej w następnej dekadzie.

Kluczowymi dla polskiego sektora elektroenergetycznego wydają się być dyrektywa i rozporządzenie rynkowe. Nowe wytyczne zawarte w tych dokumentach mają na celu wzmocnienie pozycji konsumenta na rynku energii, poprzez stopniowe znoszenie cen regulowanych, tak aby były one pozbawione jakiegokolwiek ingerencji publicznej z wyjątkiem uzasadnionych przypadków, uprawnienie do korzystania z elastycznych kontraktów cenowych (taryfy i ceny dynamiczne) czy aktywnego (również poprzez agregatorów) udziału w programach zarządzania popytem oraz potwierdzenie i wzmocnienie prawa do zmiany sprzedawcy. Ponadto prawo do inteligentnego opomiarowania czy wpro-

wadzenie jasnych i przejrzystych rachunków za energię elektryczną będą pozytywnymi bodźcami do poprawy pozycji konkurencyjnej konsumentów. Odbiorców wspierać ma też nowa struktura wewnętrznego rynku energii zrównująca zasady uczestnictwa w nim dla wszystkich wytwórców energii, łącznie z dostawcami usług DSR, agregatorami i magazynami energii. Przy uznaniu konsumentów za centralny element rynku energii zadbano jednocześnie o zapewnienie ochrony najbardziej wrażliwym odbiorcom zagrożonym ubóstwem energetycznym poprzez nałożenie odpowiednich obowiązków na państwa członkowskie. Podkreśla się również rosnącą rolę tzw. społeczności energetycznych.

Likwidacja pierwszeństwa w dostępie do sieci i ponoszenie pełnej odpowiedzialności za bilansowanie systemu oraz zniesienie limitów cenowych na rynku hurtowym i bilansującym, a także zwiększenie dostępności połączeń transgranicznych czy harmonizacja zasad oceny zdolności systemu do pokrycia zapotrzebowania sugerują silne przekonanie twórców regulacji o efektywności rynku jednotowarowego. Dodatkowo, obostrzenia dla wprowadzanych rynków mocy w postaci licznych analiz i konsultacji z sąsiednimi krajami, otwarcia ich na moce niedysponowane przez lokalnego OSP oraz wprowadzenia limitu emisyjnego źródeł uczestniczących na poziomie 0,550 MgCO₂/MWh powoduje, że mechanizm taki zostanie zepchnięty do rozwiązania niszowego i w ostateczności w zapewnianiu bezpieczeństwa dostaw dla odbiorców. Przy czym ponad bezpieczeństwo dostaw stawiana jest idea dekarbonizacji sektora, która notabene jest przedmiotem dyrektywy EU ETS. Dodatkowo zapis ten godzi w neutralność technologiczną państw członkowskich. Dla Polski wysokie standardy emisyjne w mechanizmie rynku mocy stanowią kluczowe zagrożenie z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, gdyż mogą skutkować wykluczeniem z rynku energii ponad 20 GW mocy i zahamowaniem nowych inwestycji. Innym zagrożeniem dla rynku energii jest idea stworzenia Regionalnych Centrów Operacyjnych (ROC), które będą miały na celu uzupełnianie, zadań i funkcji wykonywanych przez krajowych OSP. W praktyce może to oznaczać przeniesienie na poziom regionalny decyzji w zakresie zapewnienia krótkoterminowego działania KSE, a taka centralizacja mechanizmów zarządzania operacyjnego sieciami rodzi obawy o adekwatne określenie priorytetów lokalnego poziomu bezpieczeństwa dostaw.

Z pozostałych projektów uwagę zwrócić należy na zapisy zmian w dyrektywie OZE i Rozporządzeniu o Systemie Zarządzania Unią Energetyczną, w którym zapewniona ma być min. koordynacja starań poszczególnych państw członkowskich w realizacji wspólnotowego celu udziału OZE w miksie energetycznym, w perspektywie 2030 r. na poziomie 27%.

Dalsza integracja rynkowa źródeł OZE oraz znaczący wzrost dojrzałości tych technologii spowodował, że stopniowo mają być eliminowane systemy wsparcia oraz priorytet

w dostępie do sieci, które pozostaną tylko dla systemów wysokosprawnej kogeneracji, najmniejszych źródeł OZE (poniżej 500 kW do roku 2025, a później poniżej 250 kW) oraz innowacyjnych projektów demonstracyjnych. Mechanizmy pomocowe OZE dodatkowo będą musiały co cztery lata przejść ocenę zasadności ich stosowania oraz stopniowo otwierać się na udział mocy z innych krajów, co w przypadku nierozwiniętych rynków może osłabić rozwój rodzimych źródeł OZE. Niestety nowe legislacje nie rozwiązują problemu wsparcia dla już istniejących instalacji OZE, które jeszcze przez długi czas będą zaburzać mechanizmy rynkowe. Dyrektywa wzmacnia też rolę prosumentów, którzy mają być wynagradzani za wprowadzoną do sieci energię na zasadach rynkowych i harmonizuje zasady organizacji społeczności energetycznych (*renewable energy communities*), takich jak klastry energii czy spółdzielnie energetyczne – co będzie wymagało zmian w krajowych przepisach regulujących OZE. Dodatkowo dla Polski istotnym czynnikiem będzie wprowadzenie kryteriów wykluczających wykorzystanie biomasy w blokach powyżej 20 MW do realizacji celów OZE, poza wysoko sprawną generacją. W praktyce oznaczać to będzie brak inwestycji w nowe instalacje biomasowe po 2020 r. i problemy z realizacją obowiązku OZE, którego niewypełnienie wiązać ma się z dokonaniem przez państwo członkowskie wpłaty na rzecz planowanej platformy finansowej zarządzanej przez KE, której celem ma być wspieranie projektów OZE. Oprócz platformy finansowej instrumentami, poprzez które ma być realizowany system zarządzania unią energetyczną, będą Zintegrowane Krajowe Plany na rzecz Energii i Klimatu i długoterminowe strategie rozwoju niskoemisyjnego. Widać więc wyraźnie, że pojęcie Unii Energetycznej powoli sprowadzone zostaje do nadzoru nad realizacją celów polityki klimatycznej z co najmniej pobieżnym potraktowaniem kwestii długofalowego bezpieczeństwa energetycznego.

Również inne zapisy propozycji legislacyjnych przenoszą wiele narodowych kompetencji z poziomu państw członkowskich na szczebel regionalny i unijny. Do najważniejszych należy zaliczyć wzmocnienie roli ACER i powołanie wspólnego ciała dla Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD), stopniową harmonizację OSD poprzez wspólne kodeksy sieciowe (jak w przypadku kodeksów dla systemów przesyłowych) czy ograniczenie roli państw członkowskich przy ocenie bezpieczeństwa zasilania. Jednocześnie wspiera się krajowe organy regulacyjne, które powinny posiadać uprawnienia do wydawania wiążących decyzji oraz do nakładania skutecznych, proporcjonalnych i odstraszających sankcji na przedsiębiorstwa energetyczne, które nie wiążą się ze swoich obowiązków.

Wydaje się, że przedstawione przez KE propozycje legislacyjne wymagają szeregu działań doprecyzowujących i poprawek w toku dalszych prac, które doprowadzą do skutecznej eliminacji mechanizmów zakłócających funkcjonowanie rynku energii przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw dla odbiorców.

WNIOSKI

Miniony rok był dowodem na to, że wyraźnie przyspieszają prace nad budową paneuropejskiego rynku energii elektrycznej. Pakiet Zimowy zapowiada wdrożenie szeregu pozytywnych i potrzebnych zmian, chociażby wyrównując szanse uczestnictwa w rynku hurtowym dla źródeł konwencjonalnych i odnawialnych, czy wzmacniając pozycję odbiorcy. Niestety niektóre z propozycji Pakietu stawiają w bardzo trudnej sytuacji właścicieli jednostek wytwórczych węglowych i biomasowych oraz operatorów systemów elektroenergetycznych. Zmiany wymuszane są odgórnie i bez uwzględnienia lokalnych uwarunkowań poszczególnych państw członkowskich, a z punktu widzenia Polski – poważnie ingerują w zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, sugerując odbiorcom złudne wrażenie rozwiązania problemu przez intensyfikację połączeń europejskich rynków jednotowarowych i uwolnienie cen hurtowych, ale już bez konkretnych mechanizmów przeciwdziałających wpływom dużej zmienności na detaliczną cenę energii. Szczególnie proponowany standard emisyjny dla rynków mocy i wzrost wpływu instytucji ponadnarodowych na lokalne uwarunkowania rynkowe, w tym te dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, budzą szereg poważnych zastrzeżeń.

P2. Projekt ustawy o rynku mocy

Mając na uwadze utrzymujące się w ostatnich latach niskie ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym i ich wpływ na brak wiążących decyzji inwestycyjnych, jest wysoce prawdopodobne, że sytuacja taka w przyszłości generować może problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii w KSE. Aby przeciwdziałać takiemu scenariuszowi, w 2016 r. zintensyfikowano prace nad mechanizmem gwarantującym w perspektywie średnio i długoterminowej utrzymanie mocy wytwórczych na poziomie gwarantującym zabezpieczenie dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Konieczność zmian w architekturze rynku wynika również z efektów polityki regulacyjnej, która promowała niesterowalne OZE kosztem systemowych jednostek konwencjonalnych stanowiących w obecnym stadium rozwoju rynku oraz technologii, główne źródło bezpieczeństwa pracy KSE.

Planuje się, iż podstawowym mechanizmem pozyskiwania nowych czy też rewitalizacji istniejących bloków będzie wprowadzenie rynku dwutowarowego, który oprócz energii będzie składał się z centralnego mechanizmu zabezpieczenia dostaw mocy. Formą pozyskania mocy będzie mechanizm aukcyjny. Oznacza to, że certyfikowane jednostki startować będą w aukcjach, których parametry zostaną

określone w regulaminie aukcji, na podstawie zapotrzebowania określonego przez OSP. Koszty rynku nie zostały na obecnym etapie prac szczegółowo sprecyzowane, jednak najbardziej prawdopodobny wariant może skutkować koniecznością przeniesienia na odbiorców końcowych kwoty ok. 4 mld zł rocznie.

Na początku lipca ubiegłego roku Ministerstwo Energii wraz z PSE przedstawiło projekt rozwiązań funkcjonalnych rynku dwutowarowego wprowadzającego płatności za gotowość do świadczenia usługi dostawy lub redukcji mocy. Po konsultacjach branżowych 30 listopada 2016 r. opublikowany został projekt Ustawy o rynku mocy, który zakłada stworzenie scentralizowanego w ramach KSE rynku mocy z aukcjami na dostawy lub redukcje mocy w okresach rocznych oraz kwartalnych. Obecnie ciągle trwają prace nad ostateczną formą ustawy, a już pod koniec bieżącego roku (2017) planowana jest pierwsza aukcja kontraktująca moc. Zgodnie z projektem operacyjne uruchomienie rynku mocy ma nastąpić w 2021 r.

Celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio- i długoterminowym. Mechanizm ma stanowić efekt zachęty do budowy nowych oraz modernizowania i niewycofywania istniejących mocy wytwórczych, jednocześnie stwarzając warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR). Koszty rynku mocy ponoszone mają być przez odbiorców w składniku taryfy przesyłowej w ramach tzw. opłaty mocowej.

Dnia 3 lutego 2017 r. Ministerstwo Energii opublikowało zaktualizowany projektu ustawy o rynku mocy. Towarzystwa branżowe intensywnie pracowały nad uwagami do projektu, których termin składania był niezwykle krótki i upłynął 10 dni po ogłoszeniu projektu. Projekt, aby mógł być wdrożony, wymaga dodatkowo notyfikacji przez Komisję Europejską, co przy obecnym kształcie proponowanych regulacji dotyczących europejskiego rynku energii wydaje się zadaniem trudnym, głównie z uwagi na politykę dekarbonizacji i głoszone coraz powszechniej hasło „żadnych nowych inwestycji po roku 2020 w wysokoemisyjne źródła pracujące w podstawie”. Kolejne miesiące pokażą, w którym kierunku podążą zapisy kluczowej ustawy mającej wspomóc rentowność sektora wytwórczego w obliczu niskich cen energii i silnej konkurencji ze strony pozarynkowo dotowanego OZE.

Analiza kolejnej wersji ustawy o rynku mocy z dnia 3 lutego 2017 r. uwypukla kilka kwestii wymagających doszczegółowienia lub też preredagowania celem usunięcia ewentualnych niejasności. Dobrym kierunkiem jest wprowadzenie podziału jednostek wytwórczych na istniejące, dla których przewidziane są umowy roczne lub do 5 lat, i planowane, w przypadku których dodatkowo przewiduje się wprowadzenie umów do 15 lat. Istnieje również potrzeba jednoznacznego zdefiniowania jednostek nowych oraz moderni-

zowanych, czego w projekcie ustawy brakuje. Podobnie jak potrzeba doszczegółowienia koncepcji różnych maksymalnych cen ofertowych dla cenobiorców w zależności od wykorzystywanej technologii, która nie do końca jest czytelna. Dlatego też kluczowym jest jak najszybsze opracowanie Regulaminu Rynku Mocy, doprecyzowującego większość obszarów, w formie szerokich konsultacji społecznych, które pozwolą na wypracowanie rozwiązania docelowego precyzyjnie dostosowanego do uwarunkowań rynkowych.

Należy jednak zwrócić uwagę, że proponowane w projekcie ustawy o rynku mocy sposoby rozliczenia opłaty mocowej z odbiorcami, w szczególności w zakresie grup taryfowych G, mogą wymagać po stronie spółek obrotu świadczących usługę kompleksową zmian w systemach billingowych i poniesienia dodatkowych nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych w ramach realizacji ww. rozliczenia.

WNIOSKI

Wprowadzenie rynku mocy wiąże się z koniecznością uzyskania zgody na takie rozwiązanie wydanej przez Komisję Europejską, która co do zasady stoi na stanowisku, że stosowanie mechanizmów mocowych w poszczególnych krajach jest rozwiązaniem droższym i mniej elastycznym, niż promowanie idei bezpieczeństwa energetycznego w ujęciu regionalnym, prowadzącym do powstania wspólnotowego rynku energii. A to związane jest bezpośrednio z koniecznością zacieśnienia współpracy międzyoperatorskiej, rozwojem połączeń transgranicznych oraz utratą kontroli krajowych Operatorów nad krajowymi systemami elektroenergetycznymi. Właśnie to ostatnie powoduje, że konieczne jest wprowadzenie rynku mocy w miarę możliwości szybko, w celu możliwości oparcia obrony autonomii operatorów narodowych na zasadzie praw nabytych.

Dla uniknięcia ewentualnych wątpliwości wynikających z przepisów o udzielaniu pomocy publicznej Ustawa powinna jednoznacznie precyzować, że wygrana aukcja nie będzie rodziła roszczenia o przyznanie pomocy publicznej, w przypadku braku zgody Komisji Europejskiej na wprowadzenie w Polsce rynku mocy za pomocą niniejszej Ustawy. Celem zapewnienia do tego czasu bezpieczeństwa zasilania konieczne jest utrzymanie mechanizmów przejściowych w postaci Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM) oraz Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ) lub też innych form rezerw strategicznych. Dla zapewnienia należytego pokrycia kosztów wytwórców należy również zastanowić się nad rozszerzeniem katalogu regulacyjnych usług systemowych (RUS) oraz przededefiniować płatności za świadczenie tych usług.

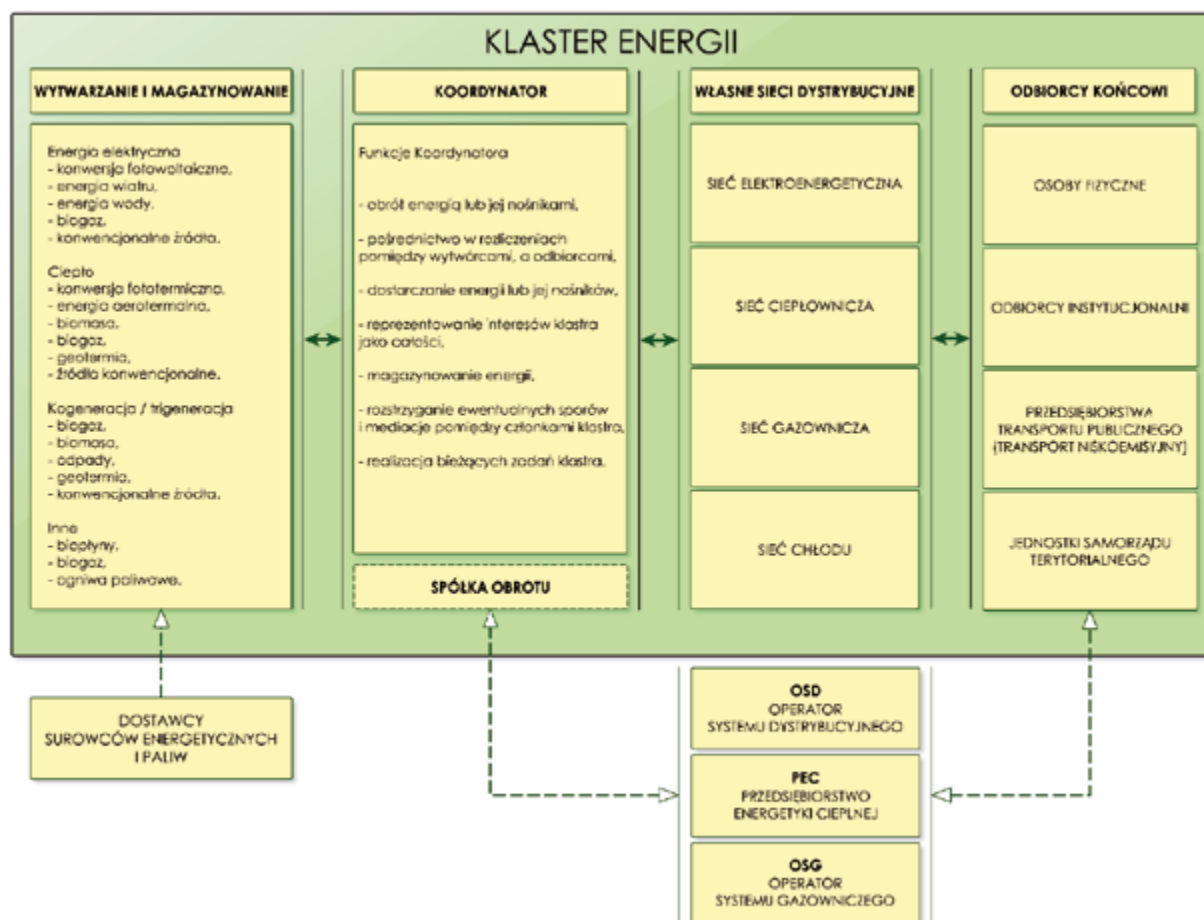
P3. Nowe trendy w energetyce – klastry, spółdzielnie, elektromobilność, magazynowanie

Klastry, spółdzielnie

Nowe uregulowania prawne, wprowadzone ustawą o odnawialnych źródłach energii (ustawą o OZE), dotyczą przede wszystkim detalicznych rynków lokalnych. Na tych rynkach funkcjonują odbiorcy końcowi i sprzedawcy, w tym w szczególności sprzedawcy zobowiązani, działalność rozpoczynają coraz bardziej liczne klastry energii oraz spółdzielnie energetyczne.

Zgodnie z ustawą o OZE **klaster energii** to cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyj-

nej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2016 r. poz. 814) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2016 r. poz. 446). Klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany „koordynatorem klastra energii” – koordynatorem może więc być spółka obrotu. Wykonywanie działalności gospodarczej w ramach klastra energii jest realizowane w ramach koncesji wydanej dla koordynatora klastra energii lub w ramach wpisu koordynatora klastra energii do rejestru, o którym mowa w art. 7 lub art. 23 lub art. 34 ustawy – Prawo energetyczne. Co ważne OSD, z którym zamierza współpracować klaster energii, jest obowiązany do zawarcia z koordynatorem klastra energii umowy o świadczenie usług dystrybucji, o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Obszar działania klastra energii ustala się na podstawie miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców energii będących członkami tego klastra.



Źródło: Koncepcja funkcjonowania klastrów energii w Polsce. Opracowanie, na zlecenie Skarbu Państwa – Ministra Energii, Warszawa, marzec 2017.

Rys. 4. Klaster energii – powiązania koncepcyjne

Należy podkreślić, że w opracowaniu na zlecenie Skarbu Państwa – Ministra Energii „Koncepcja funkcjonowania klastrów energii w Polsce” [21] (Koncepcja) wskazuje się na szczególną rolę przedsiębiorstw obrotu energią, które będą mogły pełnić rolę zarówno inicjatorów, liderów, jak i koordynatorów klastrów energii. W Koncepcji dostrzega się także możliwe zaangażowanie TOE w zakresie oceny koncepcji funkcjonowania klastrów energii i propozycji wprowadzenia zmian oraz wspierania inicjatyw mających na celu powstanie klastrów energii, w tym w szczególności klastrów energii elektrycznej.

Z kolei **spółdzielnia energetyczna** oznacza spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2016 r. poz. 21), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie:

- a) energii elektrycznej w instalacjach OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 MW, lub
- b) biogazu w instalacjach odnawialnego źródła energii o rocznej wydajności nie większej niż 40 mln m³, lub
- c) ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy osiągalnej w skojarzeniu nie większej niż 30 MWt,

– i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energii elektrycznej, biogazu lub ciepła na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu niższym niż 110 kV lub dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej, na obszarze gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej.

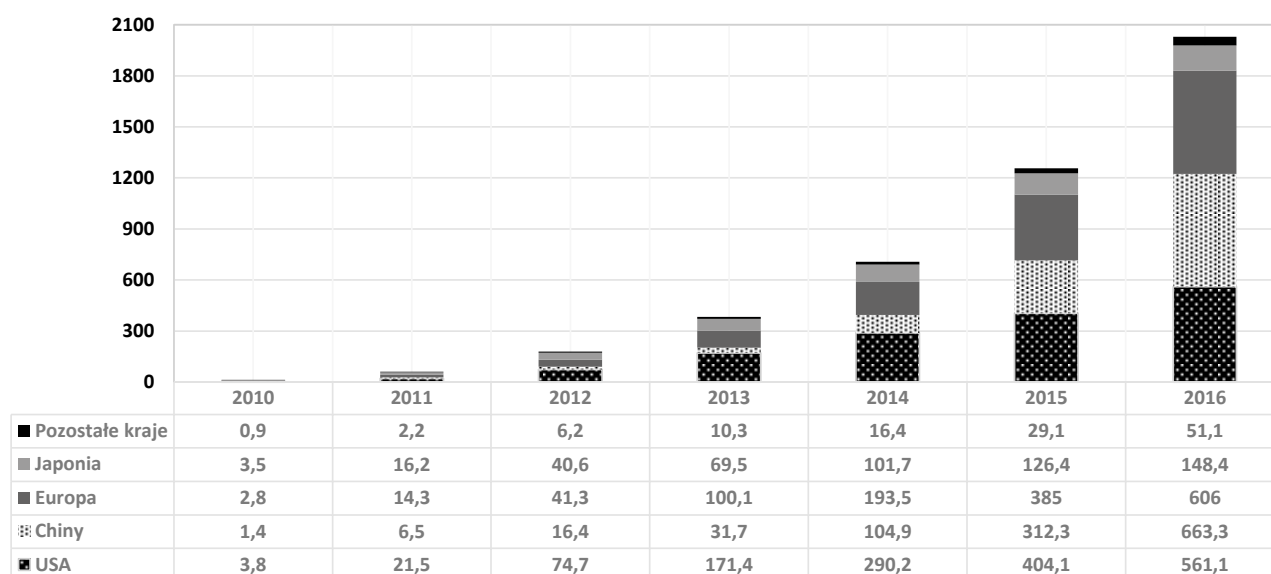
Zgodnie z ustawą o OZE spółdzielnia energetyczna albo podmiot wykonujący na rzecz spółdzielni energetycznej zadania operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego są zwolnieni z obowiązku:

- 1) przedkładania taryfy do zatwierdzenia, o ile nie zawiera ona opłat wyższych niż suma cen i stawek opłat wynikających z taryf właściwych dla danego typu odbiorcy, zatwierdzonej przez Prezesa URE operatorowi systemu dystrybucyjnego lub sprzedawcy zobowiązanego, na obszarze działania tego podmiotu, w poprzednim roku kalendarzowym;
- 2) opracowywania i przedkładania do zatwierdzenia planów rozwoju;
- 3) przyłączania nowych odbiorców, z wyłączeniem odbiorców końcowych wnioskujących o przyłączenie do sieci operatora systemu dystrybucyjnego za pośrednictwem sieci spółdzielni energetycznej albo podmiotu wykonującego na rzecz spółdzielni energetycznej zadania operatora zamkniętego systemu dystrybucyjnego;
- 4) opracowywania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne;
- 5) opracowywania, aktualizacji i udostępniania odbiorcom oraz ich sprzedawcom standardowych profili zużycia.

Elektromobilność

Elektromobilność (ang. e-mobility), rozumiana jako wykorzystanie energii elektrycznej na potrzeby napędu pojazdów w transporcie drogowym, jest stosunkowo nowym światowym trendem, który wywrze istotny wpływ na gospodarkę, w tym również elektroenergetykę.

Szybki rozwój e-mobility w skali świata (rys. 5) daje nadzieję na analogiczny rozwój zjawiska w Polsce, jednocześnie rodząc pytania związane m.in. ze skalą wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, zapewnieniem podaży mocy oraz zarządzaniem siecią elektroenergetyczną.



Źródło: IEA, opracowanie własne.

Rys. 5. Liczba samochodów elektrycznych na świecie w podziale na regiony świata [tys. szt.]

Liczba samochodów elektrycznych w Polsce na koniec roku 2016 wyniosła ok. 900 sztuk. Zgodnie z Planem Rozwoju Elektromobilności w Polsce, opracowanym przez Ministerstwo Energii we wrześniu 2016 r., docelowa liczba samochodów elektrycznych w roku 2025 wynieść ma ok. 1 mln sztuk, co wiązać się będzie z wygenerowaniem dodatkowego popytu na energię na poziomie 4,3 TWh rocznie. Dodatkowo rządowe programy e-Bus oraz Bezemisyjny Transport Publiczny zakładają rozwój w obszarze autobusów elektrycznych.

Zarys koncepcji rozwoju elektromobilności w Polsce prezentuje poniższy harmonogram (rys. 6), będący częścią Programu Rozwoju Elektromobilności.

Obserwacja krajów o najwyższej liczbie samochodów elektrycznych (Chiny, USA, Norwegia, Holandia) pozwala stwierdzić, iż rozwój elektromobilności wynika z kombinacji czynników:

- społecznych, środowiskowych i ekonomicznych (nowe tendencje w korzystaniu z transportu w metropoliach, dążenie do redukcji emisji zanieczyszczeń oraz chęć zmniejszenia zależności od paliw ropopochodnych),
- technologicznych (wzrost innowacyjności, rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej) oraz
- legislacyjnych (systemy wsparcia zakupu samochodów elektrycznych oraz rozwoju infrastruktury ładowania).



Źródło: Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce.

Rys. 6. Obszary interwencji publicznej i główne efekty osiągnięte na poszczególnych etapach

Biorąc pod uwagę powyższe, kluczowym czynnikiem warunkującym rozwój transportu elektrycznego w Polsce jest stworzenie tzw. ekosystemu elektromobilności, w ramach którego niezbędne jest zwłaszcza:

- wypracowanie klimatu sprzyjającego współpracy pomiędzy administracją, przemysłem, nauką, instytucjami finansowymi oraz organizacjami pozarządowymi, jak również jasne zdefiniowanie ról, zadań i odpowiedzialności poszczególnych uczestników ekosystemu;
- opracowanie odpowiedniego systemu wsparcia zakupu pojazdów elektrycznych, stymulującego popyt społeczeństwa (samochody osobowe) oraz samorządów (autobusy);

- wypracowanie rozwiązań w zakresie finansowania rozwoju infrastruktury towarzyszącej (stacje ładowania, rozbudowa sieci elektroenergetycznej w kierunku smart grid);
- wykreowanie innowacyjnych rozwiązań technologicznych i biznesowych, poprzedzone analizami wpływu elektromobilności na gospodarkę.

Rozwój elektromobilności w Polsce wymaga zatem aktywnego zaangażowania wielu podmiotów, a także sprawnej koordynacji prac ukierunkowanych na osiągnięcie wspólnych korzyści, wśród których wymienić można zwłaszcza korzyści środowiskowe (redukcję emisji typu tail-pipe), korzyści w obszarze komfortu (redukcję poziomu hałasu), a także korzyści gospodarcze (spadek uzależnienia od im-

portu ropy naftowej, rozwój krajowego przemysłu automotive w obszarze produkcji komponentów lub całych pojazdów elektrycznych).

Magazynowanie energii

W ustawie o OZE ([12], po nowelizacji [9]) magazynom energii elektrycznej przypisano rolę wsparcia instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE. Nie pełnią one samodzielnej roli, lecz są częścią instalacji OZE i muszą być z nią połączone. Zmagazynowana energia jest przechowywana do chwili jej wprowadzenia do sieci elektroenergetycznej. Decyzją wytwórcy może ona być magazynowana w okresie niskich cen i oddawana do sieci, gdy jej ceny rynkowe będą wyższe. Jest to sytuacja szczególnie korzystna dla instalacji OZE o mocach powyżej 500 kW, które swoją energię będą sprzedawać bezpośrednio na rynku, bez pośrednictwa sprzedawców zobowiązanych, a także dla samego KSE. Energia może także być magazynowana przy ograniczeniach w jej odbiorze, wynikających z potrzeby zachowania bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego określonej przez operatora systemu elektroenergetycznego. Ustawa o OZE oraz Prawo energetyczne nie przewidują dla magazynów innej roli niż magazynowanie energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE [12]. Rola magazynów energii połączonych z mikroinstalacjami i instalacjami do 500 kW łącznie, z których energię ma obowiązek kupować sprzedawca zobowiązany jest mniejsza niż dla instalacji większej mocy. Cena zakupu energii elektrycznej wynosi 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE. Ponadto warunkiem jej zakupu przez sprzedawcę zobowiązanego jest zaoferowanie sprzedaży całej wytworzonej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej z instalacji OZE, w okresie co najmniej 90 następujących po sobie dni kalendarzowych. W przypadku mikroinstalacji prosumentów rolę magazynu energii pełni „sieć dystrybucyjna” wraz z rejestrem energii odebranej przez sprzedawcę od prosumenta. Prosument może jednak w pewnym zakresie wykorzystywać własny magazyn energii, ograniczając zakup od sprzedawcy w okresie droższych cen taryfowych (w szczycie) i korzystać z własnej produkcji i dodatkowo ze zmagazynowanej energii. Natomiast w okresie niższych cen (poza szczytem i w nocy), po zaspokojeniu swojego zapotrzebowania, może oddawać nadwyżki energii bądź do sieci, bądź do magazynu energii. Zarówno zmagazynowanie w „sieci dystrybucyjnej”, jak i we własnym magazynie pociąga za sobą stratę części energii. Wynika to z jednej strony ze sprawności magazynów energii, a z drugiej z odzyskiwania od sprzedawcy zobowiązanego jedynie 70 lub 80% przekazanej mu energii. W przypadku mikroinstalacji przedsiębiorców (a więc nie prosumentów) może być wybrany przez nich netmetering, czyli półroczne saldoowanie zakupu i sprzedaży energii. Jest to bardzo efektywny sposób „wykorzystania” sieci dystrybucyjnej jako magazynu. Umożliwia na przykład zgromadzenie nadwyżek energii wyprodukowanej z fotowoltaiki w okresach wiosny i lata

oraz wykorzystanie jej jesienią i zimą. Magazyn taki nie ma ograniczonej pojemności, a ilość zmagazynowanej energii zależy tylko od mocy mikroinstalacji, czasu wykorzystywania jej zainstalowanej mocy oraz własnego zapotrzebowania właściciela mikroinstalacji. Chociaż magazyny energii można wykorzystać na wiele sposobów, w tym do spłaszczenia szczytów zapotrzebowania na moc, do równoważenia zmiennej produkcji energii w OZE, wspierania energetyki rozproszonej czy poprawy niezawodności zasilania, to największym wygranym będą odnawialne źródła energii. Systemy magazynowania umożliwią zwiększenie ich udziału w całkowitej krajowej produkcji energii.

WNIOSKI

Ustawa o odnawialnych źródłach energii wprowadziła definicje i podstawowe (kierunkowe) zapisy dotyczące funkcjonowania klastrów energii oraz spółdzielni energetycznych w Polsce, zakładając możliwość rozwoju tego typu inicjatyw na tzw. lokalnych rynkach energii. Opracowana na zlecenie Ministra Energii „Koncepcja funkcjonowania klastrów energii w Polsce” wskazuje na szczególną rolę spółek obrotu, które mogą być inicjatorami, liderami, jak i koordynatorami klastrów. Dokument wskazuje także na możliwe zaangażowanie TOE w zakresie oceny koncepcji, ale i propozycji jej zmian oraz wspierania inicjatyw mających na celu powstanie klastrów energii.

Na chwilę obecną w Polsce brak jest kompleksowych analiz wpływu elektromobilności na sektor elektroenergetyczny, jak również na szeroko pojętą gospodarkę. Z punktu widzenia elektroenergetyki, istotną szansą jest wspomniany wcześniej wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, a także możliwość rozwoju usług typu DSM/DSR wykorzystujących dostępne w samochodach elektrycznych akumulatory. Wśród wyzwań wymienić można wspomnianą konieczność zapewnienia podaży mocy, określenie potrzeb rozwojowych infrastruktury sieciowej w kierunku zwiększenia elastyczności pracy i reakcji na większą zmienność obciążeń, jak również ocenę realnej możliwości wykorzystania samochodów elektrycznych do świadczenia usług typu DSM/DSR. Wskazane powyżej aspekty powinny w najbliższym czasie stać się przedmiotem analiz, mających na celu określenie potencjału elektromobilności dla Polski oraz działań pozwalających na jego optymalne wykorzystanie.

Szczególną rolę w rozwoju rynków lokalnych, ze szczególnym uwzględnieniem rozwoju mikro i małych instalacji OZE, klastrów energii, spółdzielni energetycznych, a także elektromobilności, może stanowić magazynowanie energii. Rosnące zainteresowanie technologią, ale także jej praktyczne wdrożenia może stać się szansą na przyspieszenie tempa rozwoju licznych lokalnych inicjatyw energetycznych.

III. RYNEK GAZU

1. Rynek detaliczny

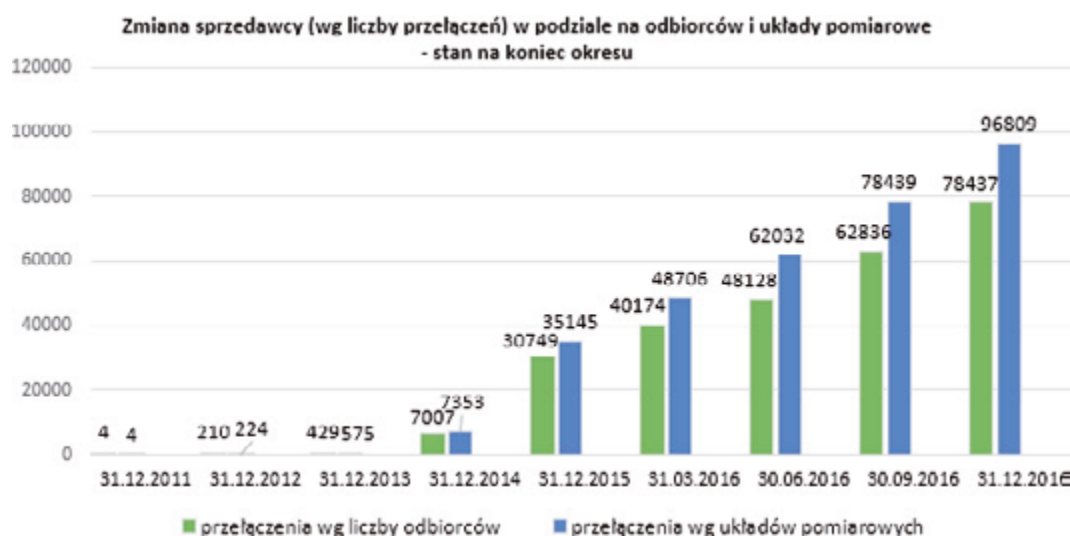
W 2016 roku w porównaniu do lat poprzednich znacznie wzrosła liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę gazu. Dynamika liczby zmian sprzedawcy stanowi wiarygodny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. Zgodnie z danymi podawanymi przez URE [40], w 2011 roku odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy,

w 2012 roku liczba ta zwiększyła się do 210, w 2013 do 429, w 2014 do 7 007 i do 30 749 w 2015 roku. Natomiast od początku prowadzenia monitoringu do końca 2016 r. odnotowano 72 964 zmian sprzedawcy gazu, co przedstawiono na rysunku poniżej. W poniższej tabeli przedstawiono za URE liczbę zmian sprzedawcy (liczba „przełączeń”) od początku monitorowania rynku przez URE do końca 2016 roku, w podziale na grupy taryfowe według liczby odbiorców, jak i układów pomiarowych.

Tabela 5. Struktura zmian sprzedawcy na rynku gazu w podziale na grupy taryfowe, według liczby odbiorców, jak i układów pomiarowych

Zmiana sprzedawcy (liczba przełączeń) wg:	W 1–4	W 5	W 6	W 7	W 8	W 9	W 10	Taryfy OSP	Razem
liczby odbiorców	72 964	4 062	1 127	179	52	18	8	27	72 964
liczby układów pomiarowych	89 243	5 909	1 348	193	53	20	8	35	89 243

Źródło: URE.



Źródło: URE.

Rys. 7. Liczba zmian sprzedawcy na rynku gazu

Na rynku gazu zmniejszyło się zainteresowanie prowadzeniem działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym i aktywność przedsiębiorstw energetycznych dotychczas działających w sektorze elektroenergetycznym. Na koniec 2016 roku 199 podmioty posiadały koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 70 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Wszystko to świadczy o postępującej, mimo istniejących barier i niedoskonałości funkcjonowania, liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce oraz o oczekiwaniach i nadziejach na jego dalszy wzrost w latach kolejnych.

Potwierdzeniem powyższego jest istotny wzrost w 2016 roku liczby podpisanych przez OSD ze sprzedawcami umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego – tzw. umów ramowych, które pozwalają na prowadzenie przez sprzedawcę gazu działalności na terenie danego OSD. Na koniec 2016 roku 134 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP, w tym 80 posiadało również umowy z OSD.

Wprowadzone oblige giełdowe zapewnia wszystkim uczestnikom dostępu do gazu na rynku hurtowym – w efekcie pojawiła się konkurencja na rynku detalicznym. Stosowanie modelu cen maksymalnych dla gazu umożliwiło oferowa-

nie niższych cen, które mogą być stosowane pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych (§ 29 ust. 4 rozporządzenia taryfowego [18]). Zwiększyło to konkurencyjność ofert z pozytywnym wpływem na rynek. Dodatkowo wprowadzenie harmonogramu zniesienia obowiązku zatwierdzania i stosowania taryf na sprzedaż gazu daje możliwość stosowania w pełni rynkowego podejścia do obrotu (sprzedaż) gazu – opis harmonogramu przedstawiamy w punkcie III.3. poniżej.

2. Uwarunkowania infrastrukturalne

Połączenia międzysystemowe

Połączenie polskiego systemu gazowniczego z systemami krajów ościennych ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Istniejące połączenia międzysystemowe umożliwiają import gazu z Niemiec, Czech, Ukrainy oraz Białorusi. Zdolności techniczne importu gazu do Polski z kierunku zachodniego wynoszą 10,5 mld m³/rok: GCP (połączenie z Niemcami – 1,5 mld m³/rok), punkt Mallnow (rewers na gazociąg jamalskim z Niemcami z czego 5,5 mld m³/rok na zasadach ciągłych i 2,7 mld m³ na zasadach przerywanych (tj. import możliwy jest tylko w przypadku utrzymania przepływu gazu gazociągiem jamalskim w kierunku Niemiec) oraz Cieszyn (połączenie z Czechami – 0,5 mld m³/rok) oraz terminal LNG w Świnoujściu (zdolność techniczna do regazyfikacji 5,0 mld m³/rok, z możliwością zwiększenia zdolności do 7,5 mld m³/rok po odpowiedniej jego rozbudowie). Z kierunku wschodniego możliwy jest import gazu przez punkt Drozdowice (połączenie z Ukrainą – 5,7 mld m³/rok), Wysockoje (połączenie z Białorusią – 5,5 mld m³/rok) i Konradki (połączenie z Białorusią – 32,3 mld m³/rok). Eksport gazu

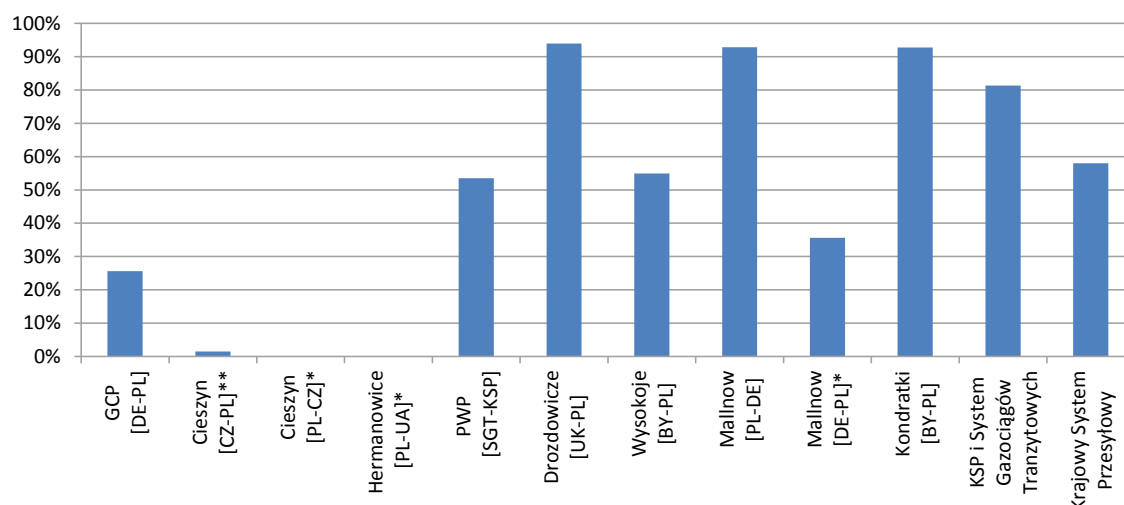
z Polski do krajów ościennych możliwy jest jedynie przez punkty w Cieszynie i Lasowie oraz Hermanowice (ok. 1,5 mld m³/rok na zasadach przerywanych warunkowych ciągłych). W 2016 r. rozbudowano część infrastruktury, co zwiększyło możliwość transportu gazu przez Lasów do ok. 0,5 mld m³/rok w kierunku Niemiec.

Natomiast prowadzone są prace nad dalszym zwiększeniem transgranicznych przepustowości przesyłowych gazu, aby obecnych ponad 50 mld m³/rok zwiększyć do 70 mld m³/rok przez plany budowy połączenia ze Słowacją (4,3 – 5,7 mld m³/rok), Litwą (1,7 – 2,4 mld m³/rok), Czechami (5 – 5,7 mld m³/rok) i Ukrainą (5,7 – 5,8 mld m³/rok). Są to plany związane z budową regionalnego rynku gazu.

Relatywnie wysokie koszty przejścia pomiędzy systemami przesyłowymi danych krajów ograniczały arbitraż pomiędzy giełdami. Natomiast zmiana regulacji o zapasach obowiązkowych dodatkowo ograniczyła tę możliwość, tworząc dodatkową barierę regulacyjną i kosztową związaną z koniecznością utrzymania zapasów obowiązkowych gazu przy przywozie go na terytorium Polski. W 2016 rok pojawiło się niewiele okazji do obrotu gazu na giełdach zagranicznych taniej niż na giełdzie polskiej (z uwagi na konieczność poniesienia opłat za transport gazu).

W stosunku do 2015 r. w 2016 r. zwiększyło się wykorzystanie połączeń międzysystemowych Krajowej Sieci Przesyłowej (KSP), osiągając poziom 58% i wraz z Systemem Gazociągów Tranzytowych (SGT), osiągając poziom 81%. Połączeniami międzysystemowymi KSP przesłano 25 TWh więcej gazu niż w poprzednim roku. Poniżej przedstawiamy wykres wykorzystania technicznych zdolności przesyłowych.

Wykorzystanie technicznej zdolności przesyłowej w 2016 r. [%]



* część zdolność dostępna jest na zasadach przerywanych

** zdolność na punkcie Cieszyn jest zakontraktowana do 2026 r.

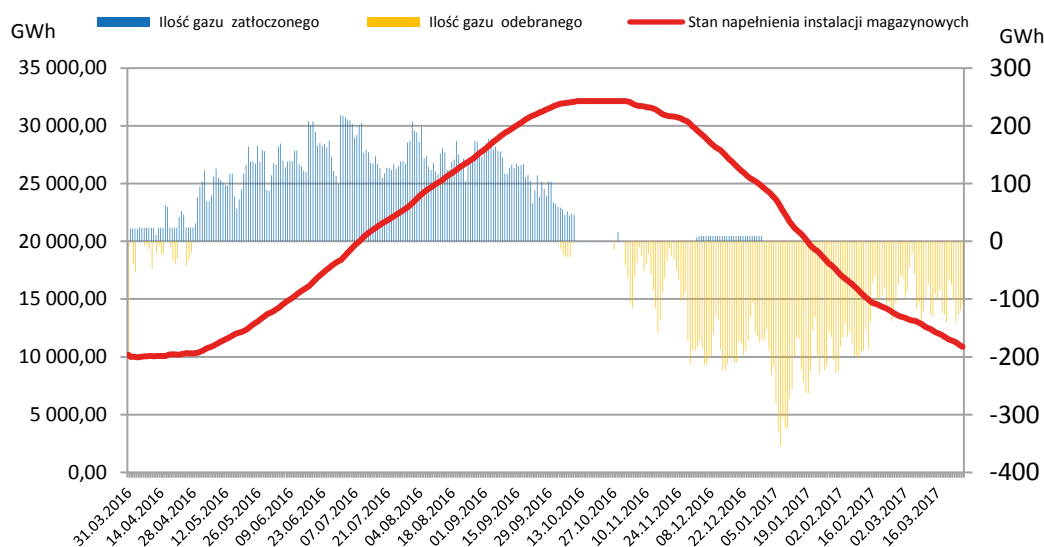
Źródło: Opracowanie Monitor Gazowy na podstawie danych OSP.

Rys. 8. Wykorzystanie technicznej zdolności przesyłowej gazu w Polsce w 2016 r. [%]

Magazyny

Polska posiada 7 magazynów gazu wysokometanowego o łącznej pojemności ok. 33 TWh. Wszystkie są własnością Gas Storage Poland spółki należącej do największej polskiej spółki gazowej – PGNiG SA. Od dnia 1 czerwca 2016 r. obowiązują nowe warunki świadczenia usług magazynowania i nowa Taryfa Nr 1/2016 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego. Usługa magazynowania jest udostępniana w ramach wirtualnej Grupy Instalacji Magazynowych Kawerna (w skład której wchodzi PMG Mogilno oraz PMG Kosakowo) i Sanok (PMG Swarzędz, PMG Brzeźnica, PMG Strachocina oraz PMG Husów), a także Instalacji Magazynowej PMG Wierchowice.

Na koniec gazowego sezonu zimowego, tj. 31 marca 2016 r., w magazynach w Polsce znajdowało się ok. 10,2 TWh gazu, co stanowiło 32% ówczesnej pojemności. Na koniec gazowego sezonu zimowego w 2017 r., tj. 31 marca, były one wypełnione w 33% (10,7 TWh). W 2016 roku regularne załaczanie surowca rozpoczęło na początku maja, natomiast pobór zapoczątkowano w październiku. Z początkiem 2016 roku w magazynach znajdowało się 24,4 TWh gazu (75% całkowitej pojemności). Druga z kolei ciepła zima spowodowała, że na koniec gazowego sezonu zimowego (31 marca 2016 r.), w magazynach znajdowały się rezerwy gazu w wielkości 0,9 mld m³ (33% całkowitej pojemności).



Źródło: Opracowanie Monitor Gazowy na podstawie danych OSP.

Rys. 9. Wykorzystanie technicznej zdolności magazynowej gazu w Polsce w 2016 r. [%]

LNG

Terminal regazyfikacji skroplonego gazu w Świnoujściu został oddany z końcem 2015 r. i rozpoczął działalność komercyjną w połowie 2016 r. Stanowi jedną z największych i najważniejszych inwestycji w ostatnich latach mającej na celu poprawienie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Gazoport pozwala na odbieranie skroplonego gazu drogą morską z dowolnego kierunku na świecie. Jako pierwszy tego typu projekt w Europie Środkowo-Wschodniej otwiera możliwości wykorzystania go na obszarze regionalnym. Port regazyfikacyjny jest w stanie przyjąć rocznie 5 mld m³ gazu, z możliwością zwiększenia zdolności do 7,5 mld m³ (rozważana jest opcja rozbudowy przepustowości nawet do 10 mld m³/rocznie).

W marcu 2017 r. do dotychczasowej umowy na dostawy LNG między PGNiG i Qatargas została podpisana dodatkowa umowa zwiększająca zakup LNG do 2 mln t/rocznie (ok. 2,7 mld m³ gazu rocznie) w okresie 2018 – 2034. Zwiększy to wykorzystanie zdolności terminalnej do 55% i pozostała zdolność może być udostępniona innym uczestnikom rynku.

Gazoport w Świnoujściu umożliwia odbiór dużych statków Q-Flex, które po regazyfikacji umożliwiają dostarczenie do sieci gazowej około 120 – 130 mln m³ gazu. Gazoport może mieć kluczowe znaczenie dla Polski przy dywersyfikacji źródeł importu błękitnego paliwa. Przy dynamicznej, zmieniającej się sytuacji rynkowej może również umożliwić uzyskanie konkurencyjnej ceny gazu.

Globalny rynek LNG rozwija się w bardzo szybkim tempie. W 2015 roku LNG pokrywał ponad 10% światowego zapotrzebowania na gaz ziemny. W najbliższych latach prognozuje się jednak dalszy wzrost znaczenia błękitnego paliwa w płynnej postaci. Do największych eksporterów LNG należą Katar, Algieria, Nigeria, Malezja, Indonezja, Trinidad & Tobago, a także Australia i Rosja.

W 2016 r. produkcja LNG zwiększyła się prawie o 20 mln ton. Australia odpowiada za ponad 90% wzrostu, w 2017 r. planuje zwiększyć produkcję LNG o 22,15 mln ton, a 2018 r. o kolejne 4,45 mln ton. W ciągu kilku lat do grona wpływowych graczy na tym rynku będzie można zaliczyć również

USA, które dzięki posiadanym zasobom i realizowanym inwestycjom będzie mogło przejąć prym w ilości eksportowanego surowca. Do gry wchodzi również Rosja, która zapowiada kolejne projekty arktyczne, które jeżeli zostaną zrealizowane, będą stanowić poważny udział w rynku LNG. Amerykański gaz może mieć w przyszłości kluczowe znaczenie na kształtowanie się ceny gazu na kontynencie europejskim. Chociaż Europa jest nadal dla rynku LNG rynkiem ostatniej szansy (*last resort*), który będzie wywierał presję cenową na ceny eksportu gazu przez Rosję oraz pozostałych eksporterów gazu do Europy.

WNIOSKI

Wraz rozwojem infrastruktury gazowej (połączenia transgraniczne, budowa terminalu LNG w Świnoujściu zwiększyły techniczne możliwości importowe) rynek gazu w Polsce przestał być rynkiem wyizolowanym. Gaz rosyjski nie jest już jedynym możliwym wyborem, chociaż w dalszym ciągu stanowi kluczowy wolumen importowanego surowca. Coraz większy wpływ na ceny zarówno dla odbiorców hurtowych, detalicznych, jak i na TGE mają ceny kształtujące się na zachodnich hubach gazowych. Jest to powód, dla którego na rynek gazu powinno się patrzeć w ujęciu globalnym.

3. Zmiany uwarunkowań prawnych na rynku gazu

Harmonogram zwolnienia z obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE taryf

Największą barierą w rozwoju rynku gazu w Polsce było utrzymywanie przez Prezesa URE pełnej regulacji w stosunku do cen gazu dla odbiorców końcowych. Wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z dnia 10 września 2015 r. (sprawa nr C-36/14) wskazywał na naruszenie unijnych przepisów dotyczących nieuzasadnionego stosowania regulowanych cen gazu dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [7] wprowadziła harmonogram zniesienia obowiązku zatwierdzania i stosowania taryf na obrót (sprzedaż) gazu:

- z dniem 1 stycznia 2017 r. dla obrotu (sprzedaży) gazu w punkcie wirtualnym, sprzedaży LNG i CNG oraz sprzedaży w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych;
- od 1 października 2017 r. dla odbiorców końcowych (bez odbiorców w gospodarstwach domowych);
- od 1 stycznia 2024 r. dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

Do czasu zniesienia obowiązku stosowania taryfy obowiązuje mechanizm maksymalnej ceny taryfowej. Jeżeli umowy nie zawierają sposobu ustalenia ceny za gaz w umowach po ustaniu obowiązku stosowania taryf, przepis wprowadził obowiązek przesłania stosownego projektu dostosowującego umowę z prawem wypowiedzenia umowy.

Wprowadzenie harmonogramu zniesienia obowiązku zatwierdzania i stosowania taryf stanowi krok w kierunku liberalizacji i rozwoju rynku gazu.

Zmiana ustawy o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego

Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [8] wprowadziła zasadnicze zmiany do ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego [16] (niżej ustawa o zapasach). Rozszerzony został obowiązek utrzymania zapasów obowiązkowych gazu na sprzedawców i odbiorców (również końcowych), tj. podmiotami zobowiązanymi do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego są zarówno przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, jak i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego. Uchylona została możliwość zwolnienia z utrzymania zapasów obowiązkowych dla podmiotów (sprzedawców), których liczba odbiorców nie była większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekraczał w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³. Ustawa [8] weszła w życie 2 września 2016 r., ale wprowadziła okres przejściowy dla posiadanych dotychczas zwolnień z utrzymania zapasów obowiązkowych do 30 września 2017 r. Niestety pojawił się szereg wątpliwości interpretacyjnych dotyczących przedmiotu obowiązku, terminów i sposobu wyliczenia zapasów obowiązkowych.

Zapisy te zniechęcają spółki obrotu do importu gazu z zagranicy, ponieważ tworzą barierę importu w postaci dodatkowego kosztu utrzymania zapasów obowiązkowych. Ustawa wprowadza możliwość zawarcia tzw. umów biletowych, na podstawie których podmiot zobowiązany może zlecić innemu podmiotowi utrzymanie zapasów obowiązkowych (rynek oczekuje na rozwój nowej usługi). Chociaż nadal obserwujemy na rynku znikome zainteresowanie dostępem do pojemności magazynowych.

Nowela z lipca 2016 r. [8] wprowadziła również zmiany do Prawa energetycznego [17], poprzez rozszerzenie wymagań uzyskania koncesji na obrót paliwami gazowymi w kraju (OGP) i obrót gazem zmiennym z zagranicą (OGZ). Dodatkowo pojawiała się nowa koncesja na obrót LNG dostarczany z zagranicy dokonany w punkcie dostawy do terminalu (np. terminalu LNG w Świnoujściu). Zdaniem TOE potrzebna jest jak najszybsza zmiana tej ustawy, polegająca na:

- ograniczeniu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego tylko do odbiorców chronionych (gospodarstwa domowe, szpitale, żłobki) – co było zawarte w poprzednich projektach zmian ustawy, lub
- zmianę tzw. „modelu biletowego” i oparcie go na państwowym systemie rezerw gazu ziemnego, w którym państwo poprzez Agencję Rezerw Materiałowych (lub inny wskazany podmiot) będzie fizycznie utrzymywać w całości lub części zapasy gazu w zamian za opłatę celową wnoszoną przez spółki obrotu objęte obowiązkiem utrzymywania rezerw (analogiczne rozwiązanie funkcjonuje w sektorze paliw płynnych).

Obecny kształt rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw ropy i gazu

Rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw ropy i gazu [19] poprzez narzucenie sztywnych udziałów importu gazu z państw ościennych nie pozwala na ustalanie kierunków importu na podstawie rachunku ekonomicznego spółek obrotu. Regulacja zawiera niejasną definicję importu, który w zależności od źródła, zawiera bądź wyklucza dostawę z państw członkowskich Unii Europejskiej. Zgodnie z ww. ustawą z dnia 22 lipca 2016 r. [8] z dniem 2 lutego 2017 r. rozporządzenie przestało obowiązywać, co rodzi ryzyko do stabilności i ciągłości obowiązywania przepisów. Trwają prace nad zmianą omawianego rozporządzenia, co TOE odbiera jako pozytywny kierunek. Nowe propozycje zmian rozporządzenia proponują uszczegółowienie definicji importu i źródła pochodzenia oraz zmniejszenia wymaganych poziomów dywersyfikacji. Natomiast zdaniem TOE wystarczające jest istnienie możliwości importu gazu z różnych kierunków, poprzez istniejące interkonektory, bez nakazu fizycznej dywersyfikacji dostaw dla każdego podmiotu przy nabyciu wewnątrzwspólnotowym.

Nadmierny zakres obowiązków sprawozdawczych w zakresie obrotu gazem ziemnym

Podmioty posiadające koncesje w zakresie obrotu gazem ziemnym i obrotu gazem ziemnym z zagranicą są zobowiązane do składania wielu sprawozdań/raportów/informacji cyklicznie oraz na żądanie organów administracji publicznej, ARE, GUS, często powielając te same dane. Obowiązkami sprawozdawczymi objęte są wszystkie podmioty bez względu na faktyczny zakres prowadzonej działalności lub prowadzenie jej w bardzo ograniczonej skali. Rodzi to konieczność stworzenia i utrzymania rozbudowanych struktur organizacyjnych, co w szczególności dla podmiotów rozpoczynających działalność stanowi znaczny koszt wejścia na rynek.

TOE postuluje uproszczenie procedur sprawozdawczych, tak aby dane nie były powielane, składane w tych samych jednostkach do jednego organu, aby ograniczyć liczbę raportów i sprawozdań do niezbędnego minimum.

Inne bariery funkcjonowania na rynku gazu w Polsce

- Brak przejrzystości oraz jasnych zasad dotyczących zawierania Umów Dystrybucyjnych z małymi OSD (tzw. Operator Systemu Dystrybucyjnego Współpracujący – OSDW).
- Niekorzystne i odbiegające od tych stosowanych w krajach ościennych warunki taryfowe (a przez to ekonomiczne) dla krótkoterminowych umów sprzedaży gazu, wynikające z kosztów przesyłu i dystrybucji dla takich okresów. Powinno nastąpić zmniejszenie współczynników korygujących stawkę opłaty przesyłowej/dystrybucyjnej dla umów krótkoterminowych.
- Brak możliwości świadczenia usług przesyłania zwrotnego w punkcie Drozdowicze, co ogranicza możliwość handlu transgranicznego z Ukrainą.
- Umowa kompleksowa jako podstawowa i jedyna opłacalna forma sprzedaży gazu do odbiorcy (sprzedaż wg umów rozdzielonych to konieczność wychodzenia odbiorcy bezpośrednio na rynek bilansujący).
- IRIESP i IRIESD są dokumentami bardzo rozbudowanymi i mało przejrzystymi. Skomplikowane są zasady rozliczeń na rynku bilansującym oraz zasady dotyczące dotrzymania nominacji. Należałoby w przyszłości dążyć do ich uproszczenia, tak jak to ma miejsce na rynku energii elektrycznej.
- Utrudniony dostęp do informacji rynkowej głównie dotyczącej działalności detalicznej.

WNIOSKI

W 2016 roku, w stosunku do lat poprzednich, nastąpiło cofnięcie procesu liberalizacji rynku gazu w Polsce z uwagi na zmianę ustawy o zapasach, co zmniejszyło konkurencyjność kształtowania cen i ograniczyło aktywność podmiotów działających na tym rynku. Rynek pozytywnie odbiera wprowadzenie harmonogramu zniesienia taryf i oczekuje na zmianę rozporządzenia w sprawie dywersyfikacji kierunków dostaw gazu oraz zmianę modelu utrzymania zapasów obowiązkowych (ograniczenie do odbiorców chronionych lub oparcie go na systemie centralnie zarządzanej usługi biletowej).

IV. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ, GAZU I ŚWIADECTW POCHODZENIA ORAZ NOŚNIKÓW ENERGII (WĘGLA, ROPY)

1. Rynek Dnia Następnego Energii Elektrycznej

W roku 2016 wzrost ceny energii elektrycznej wyniósł 1,5% rok do roku w porównaniu do spadku 13% w roku 2015. Średnia cena godzinowa energii na Rynku Dnia Następnego TGE wyniosła w tym okresie 159,21 PLN/MWh (156,95 PLN/MWh w 2015 roku).

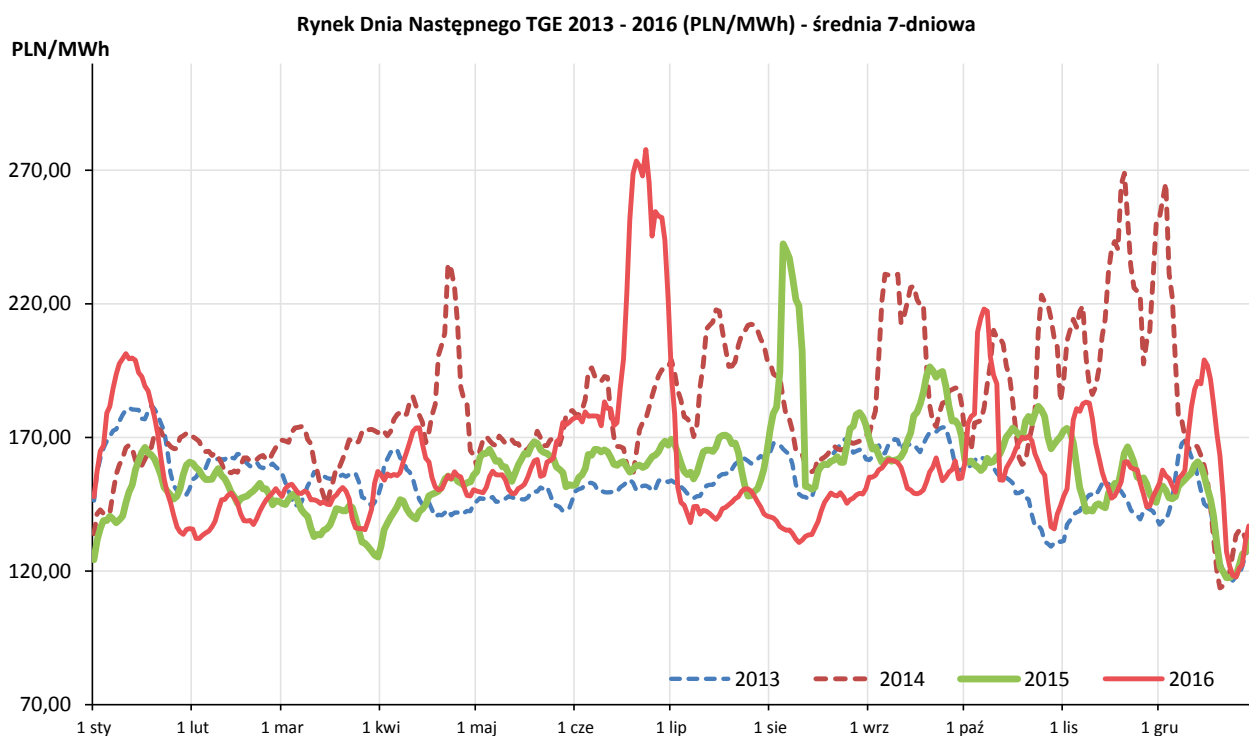
Dla godzin szczytowych (w dni robocze od 8 do 22 włącznie) ceny cechowały się większą dynamiką zmian. Średnia dla 2016 roku wyniosła 197,52 PLN/MWh, czyli wzrosła o 6% w porównaniu do roku poprzedniego (w 2015 ceny dla godzin szczytowych spadły o 20% w ujęciu rocznym).

Tempo zmian cen energii w ciągu roku było zdecydowanie bardziej zróżnicowane niż w poszczególnych kwartałach 2015 roku. Najwyższy, wynoszący 13% w stosunku do analogicznego kwartału roku poprzedniego, spadek cen zaobserwowano w trzecim kwartale 2016 roku. W drugim kwartale zanotowano największy wzrost cen, który wyniósł 13%. Natomiast w pierwszym oraz czwartym kwartale ceny wzrosły o 4% w porównaniu do analogicznych kwartałów w 2015 roku. Ceny energii elektrycznej w poszczególnych kwartałach wyniosły odpowiednio 151,96 PLN/MWh, 174,15 PLN/MWh, 149,09 PLN/MWh, 161,64 PLN/MWh. W godzinach peakowych ceny w poszczególnych kwartałach 2016 roku kształtowały się następująco: 188,47 PLN/MWh (8% wzrost r/r), 221,35 PLN/MWh (24% wzrost r/r), 178,81 PLN/MWh (14% spadek r/r), 201,46 PLN/MWh (8% wzrost r/r).

W 2016 roku Polska zaimportowała 2 TWh, gdy w 2015 roku zostało wyeksportowane 0,3 TWh. Głównym powodem braku znaczącego eksportu było utrzymanie się sytuacji braku opłacalności eksportu do Niemiec, Czech i Słowacji w pierwszych trzech kwartałach 2016 roku, ponieważ ceny na giełdzie niemieckiej EPEX SPOT wciąż pozostawały w trendzie malejącym. Spadek w 2016 roku wyniósł 8%, a średnia 29,34 EUR/MWh. W związku z niskimi cenami w krajach ościennych Polska zaimportowała 2,6 TWh na połączeniu stałoprądowym ze Szwecją (3,5 TWh w 2015), 0,9 TWh z Ukrainy (wzrost o 0,84 TWh w porównaniu r/r), oraz wyeksportowała tylko 2 TWh na połączeniu równoległym (Niemcy, Czechy, Słowacja), w porównaniu do 4 TWh w 2015. Dodatkowo po początkowych problemach na połączeniu NordBalt, rozpoczął się eksport energii elektrycznej ze Szwecji na Litwę, co wpłynęło na spadek cen na Litwie i pozwoliło na import energii do Polski z tego kierunku.

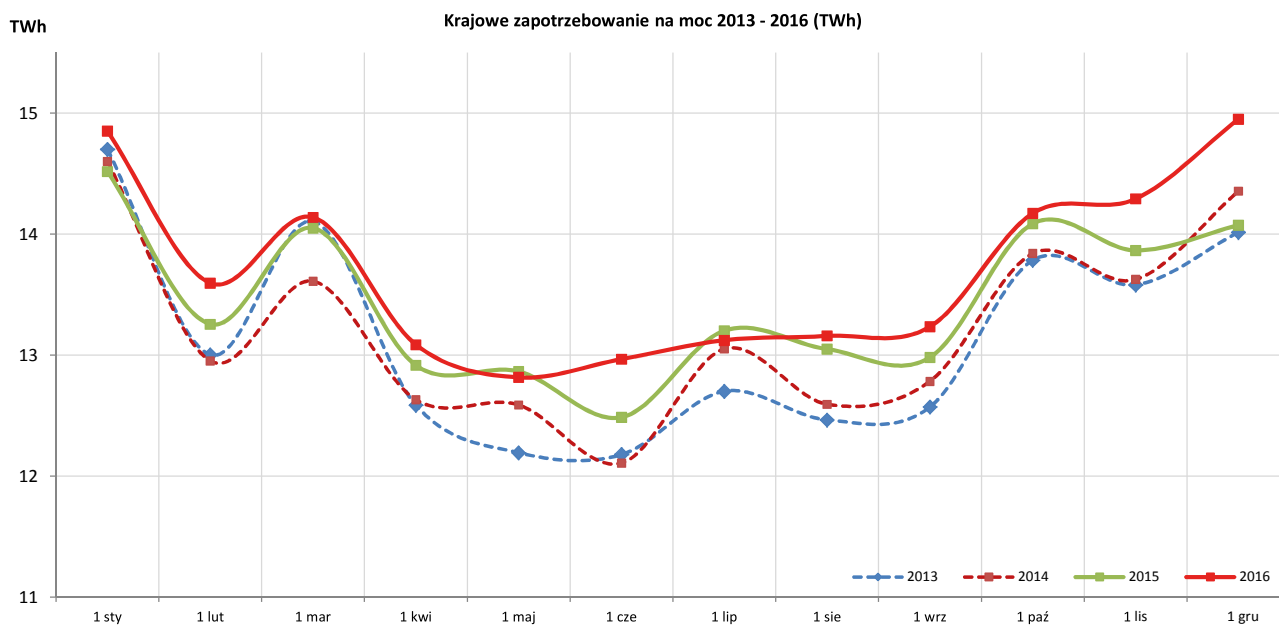
Saldo wymiany na połączeniu LitPol w roku 2015 wyniosło 0,6 TWh. Należy również dodać, że po uruchomieniu przesuwników fazowych oraz rozłączeniu linii przesyłowej, na północnej granicy polsko-niemieckiej zostały zaoferowane moce importowe w wysokości 200 MW na rynku dnia następnego. Spadek eksportu byłby jeszcze większy, gdyby nie problemy z elektrowniami atomowymi we Francji, gdzie konieczne było wyłączenie paru jednostek wytwórczych, co zbiegło się z niskimi temperaturami i spowodowało znaczący wzrost cen. Ceny na rynku niemieckim wzrosły w czwartym kwartale o 17% w porównaniu r/r do poziomu 38,91 EUR/MWh. Wzrost cen na rynkach sąsiadujących nie wpłynął w znaczący sposób na hurtowe ceny energii elektrycznej na polskim rynku z uwagi na brak udostępniania mocy eksportowych w godzinach szczytowych przez PSE na rynku dnia następnego. W 2016 nastąpił wzrost zapotrzebowania 1,97% do poziomu 164,6 TWh. W 2016 roku generacja w krajowych elektrowniach spadła o blisko 0,8%, największy wzrost produkcji odnotowały elektrownie wiatrowe o blisko 16% do poziomu 12 TWh, natomiast spadek produkcji w elektrowniach opalanych węglem kamiennym wyniósł 0,6%, przy spadku produkcji w elektrowniach na węgiel brunatny -4%.

Zmiany cen w ciągu 2016 roku były zgodne ze zmianami fundamentalnymi, czyli wzrostem zapotrzebowania oraz zmianami w bilansie wymiany transgranicznej. Na wzrost cen w drugim kwartale miał wpływ czerwcowy upał, który spowodował wzrost zapotrzebowania o 4% w stosunku do roku poprzedniego oraz jednocześnie remonty jednostek wytwórczych zaplanowane na ten miesiąc. Średnia cena w czerwcu wyniosła 209,43 PLN/MWh, a dla godzin szczytowych 286,85 PLN/MWh. Cena energii na dzień 2016-06-23 została wyceniona na pierwszym fixingu na 406,55, a dla godzin szczytowych 568,25 PLN/MWh. Jednocześnie ustanawiając maksimum dla roku 2016. Również problemy na TGE ze złożeniem zleceń na giełdę NordPool w dniu 2016-06-14, co skutkowało brakiem importu (max import w godzinie 1088 MW) ze Szwecji oraz Litwy wpłynęło na wzrost cen spotowych w czerwcu. Natomiast w czwartym kwartale na wzrost cen wpłynęło kilka czynników: wystąpienia osuwiska w kopalni Turów, co spowodowało znaczący spadek produkcji w elektrowni Turów, zmiana kierunku przepływów, wzrost eksportu w godzinach pozaszczytowych do Niemiec, Czech, Słowacji, przy jednoczesnym ograniczeniu importu w godzinach szczytowych, oraz wzrost cen na giełdzie Skandynawskiej (o 57% w porównaniu r/r) co wpłynęło na opłacalność import. Dodatkowo ze względu na warunki atmosferyczne nastąpił wzrost zapotrzebowania, głównie w grudniu o 6%.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rys. 10. Ceny dobowe na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii



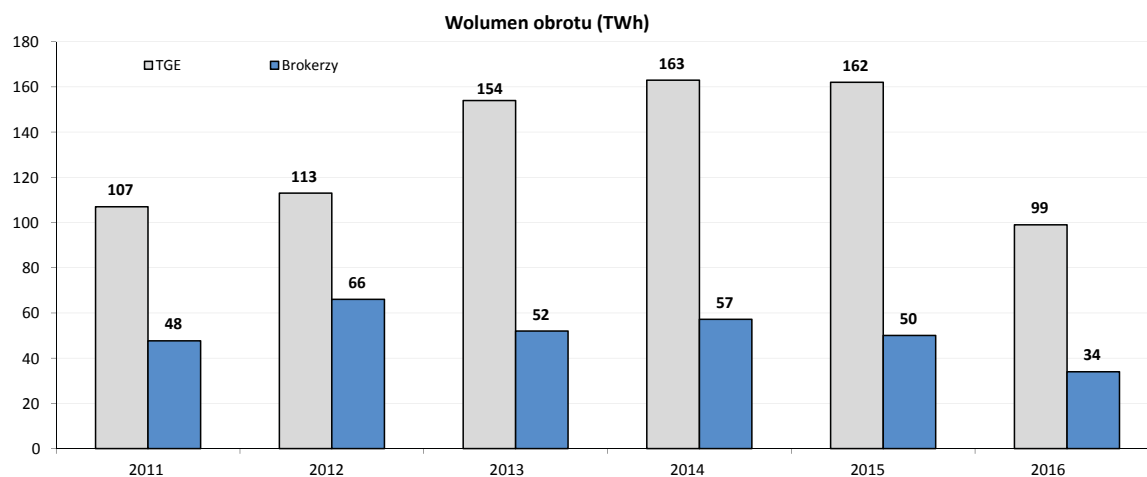
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE-Operator S.A.

Rys. 11. Całkowite miesięczne krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (TWh)

2. Rynek Towarowy Terminowy Energii Elektrycznej

W 2016 roku nastąpił znaczący spadek obrotów na rynku terminowym. Na TGE obrót energią elektryczną był niż-

szy niż rok wcześniej i wyniósł 99 TWh (w porównaniu do 162 TWh w 2015 oraz 163 TWh w 2014). Natomiast wolumen obrotu na platformach brokerskich wyniósł 34 TWh.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, TFS.

Rys. 12. Wolumen obrotu na polskim rynku energii elektrycznej

Kwotowania kontraktu BASE_Y_17 odzwierciedlały sytuację na rynku spotowym w 2016 roku. Na początku z uwagi na niskie temperatury i problem w elektrowni Kozienice wystąpiły problemy ze zbilansowaniem KSE, wtedy też cena energii elektrycznej na rok 2017 osiągnęła swoje maksimum 169,73. Po czym gwałtownie spadła, osiągając roczne minimum 150,99 w lutym. Od tego momentu systematycznie rosła, osiągając cenę 165,47 20 czerwca, aby znów zmienić trend do 21 września, gdy kurs ustalił się na poziomie 155,91 PLN/MWh. W kolejnych notowaniach wycena energii na rok 2017 wzrastała, z uwagi na wzrost cen uprawnień CO₂ oraz wzrost cen na sąsiadujących rynkach. Ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrosły z poziomu 4 EUR w połowie września do poziomu 6,5 EUR na początku listopada.

W 2016 roku nastąpiło zmniejszenie siły korelacji, w porównaniu do roku poprzedniego, pomiędzy polskim a rynkami sąsiednimi, mianowicie polski rynek energii elektrycznej był dodatnio skorelowany z rynkiem czeskim oraz niemieckim. Korelacja była umiarkowanie silna i wyniosła 0,51 z rynkiem czeskim (0,63 w 2015 roku) oraz 0,51 z rynkiem niemieckim (0,59 w 2015 roku). Polski rynek był najsilniej skorelowany z rynkiem węgierskim 0,76. Przy uwzględnieniu kursu EUR/PLN korelacja wyniosła 0,44 z rynkiem

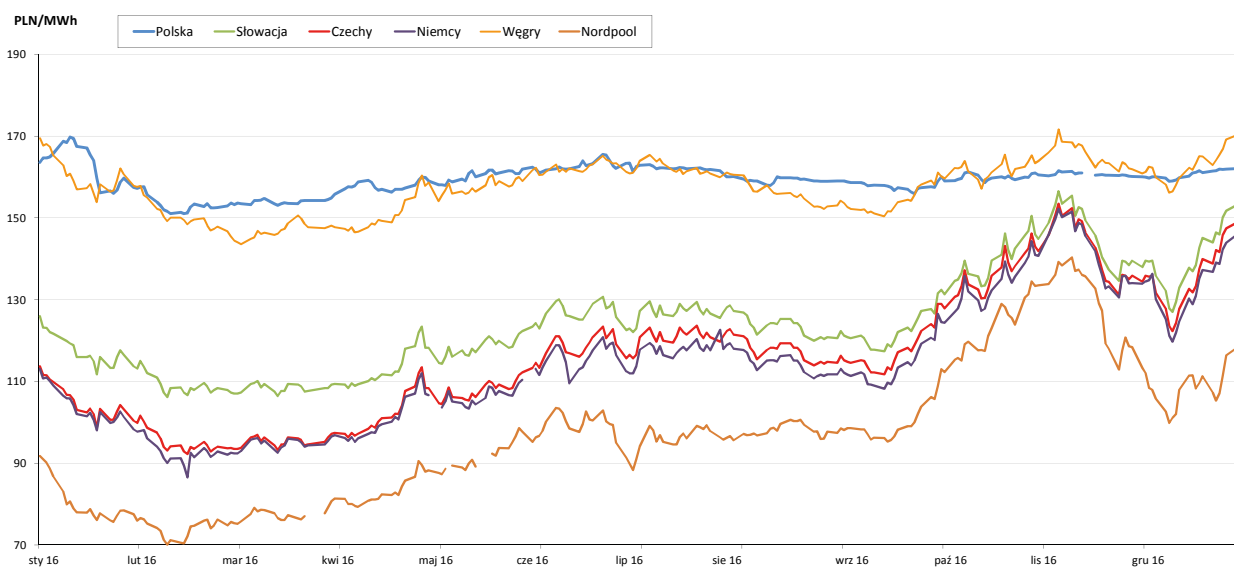
czeskim oraz niemieckim, 0,52 z rynkiem węgierskim. Na zmniejszenie siły korelacji miało wpływ ograniczenie mocy przesyłowych w czwartym kwartale 2016 w kierunku eksportowym, co ograniczało wpływ wzrostu ceny na rynkach w Europie Zachodniej na wycenę kontraktu BASE_Y_17.

Tabela 6. Macierz korelacji pomiędzy rynkami terminowymi energii elektrycznej

	PL	CZ	SK	GE	HU	NP.
PL	1	0,51	0,53	0,51	0,76	0,42
CZ	0,51	1	0,99	1,00	0,81	0,96
SK	0,53	0,99	1	0,99	0,84	0,94
GE	0,51	1,00	0,99	1	0,81	0,96
HU	0,76	0,81	0,84	0,81	1	0,71
NP.	0,42	0,96	0,94	0,96	0,71	1

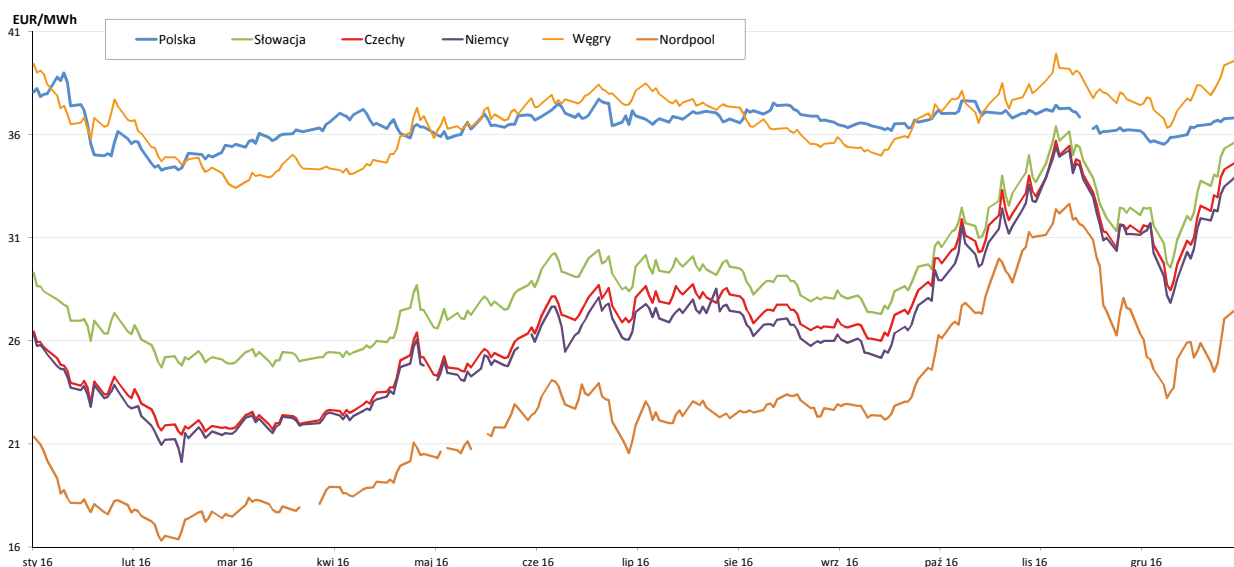
Źródło: Polenergia Obrót.

Oslabienie się kursu EUR/PLN, który pod koniec roku był na poziomie 4,40 (na początku roku 4,26), miało również wpływ na kształtowanie się zależności pomiędzy rynkami oraz na wycenę kontraktów terminowych.



Rys. 13. Kwotowania kontraktu BASE Y-17 (PLN/MWh)

Źródło: Polenergia Obrót.



Rys. 14. Kwotowania kontraktu BASE Y-17 (EUR/MWh)

Źródło: Polenergia Obrót.

Kontrakt BASE_Y-17 handlowany był na TGE w mniejszym przedziale w porównaniu do roku poprzedniego. Minimum roczne wyniosło 150,99 PLN/MWh (w lutym), natomiast maksimum wystąpiło również na początek roku, kiedy kontrakt roczny wyceniony został na 169,73 PLN/MWh

(13 stycznia). Średnia roczna kontraktu BASE_Y-17 wyniosła 159,28 PLN/MWh w porównaniu do 164,22 PLN/MWh za kontrakt BASE_Y-16. Dla ostatnich 40 kwotowań średnia wyniosła 160,63 i była wyższa niż realizacja SPOT w 2016.

3. Rynek Praw Majątkowych

Rynek Praw Majątkowych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach, w jednostkach kogeneracyjnych oraz świadectw efektywności energetycznej funkcjonuje w oparciu o regulacje prawne nakładające obowiązek uzyskania i umarzania praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub wnoszenia opłaty zastępczej w odpowiedniej proporcji do wolumenu energii zużywanej przez odbiorców końcowych. Zasadniczo obowiązek ten realizuje przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca przemysłowy oraz w określonych przypadkach odbiorca końcowy, towarowy dom maklerski i dom maklerski. Odbiorcy przemysłowi, z uwagi na szczególne uwarunkowania i charakterystykę prowadzonej działalności gospodarczej, mogą korzystać z przywileju realizacji pomniejszonego poziomu obowiązku w zakresie praw majątkowych dla energii z odnawialnych źródeł. Lista odbiorców przemysłowych publikowana jest na stronach internetowych Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Na poziomy i zmienność cen praw majątkowych na rynku wpływa przede wszystkim kształtowanie się relacji podaży i popytu, będącego pochodną poziomu nałożonego obowiązku, a także wysokości jednostkowej opłaty zastępczej ogłaszanej przez Prezesa URE wyznaczającej zasadniczo poziom cen maksymalnych.

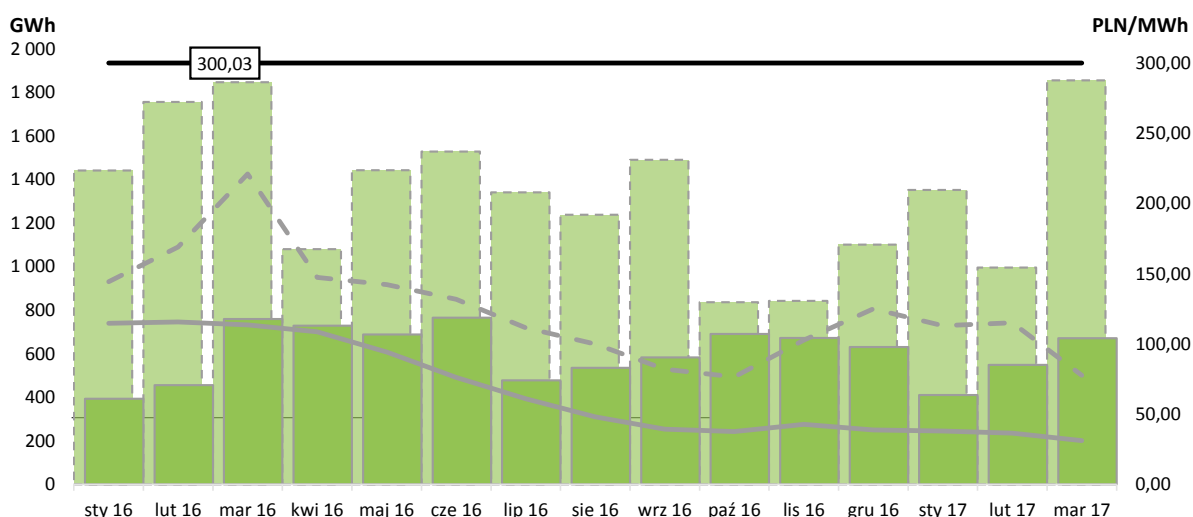
Poziomy obowiązek na rok 2016 oraz poszczególne jednostkowe opłaty zastępcze (jOz) wyniosły:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach – PMOZE_A, tzw. prawa majątkowe „zielone” – obo-

wiązek na poziomie 15,0% sprzedaży odbiorcom końcowym zrealizowanej w I połowie roku oraz 14,35% w II połowie roku; jOz – 300,03 PLN/MWh;

- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, nowe świadectwa ustanowione nowelizacją Ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. – obowiązek na poziomie 0,65% sprzedaży odbiorcom końcowym zrealizowanej w II połowie roku; jOz – 300,03 PLN/MWh;
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW – PMGM-2016, tzw. prawa majątkowe „żółte” – obowiązek: 6,0%; jOz – 125,00 PLN/MWh;
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej meta-
nem – PMMET-2016, tzw. prawa majątkowe „fioletowe” – obowiązek: 1,6%; jOz – 63,00 PLN/MWh;
- dla energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych – PMEC-2016, tzw. prawa majątkowe „czerwone” – obowiązek: 23,2%; jOz – 11,00 PLN/MWh;
- dla świadectw efektywności energetycznej – PMEF, tzw. prawa majątkowe „białe” – obowiązek: 1,5%; jOz – 1000,00 PLN/toe.

Na poniższych rysunkach/wykresach przedstawiono notowania poszczególnych instrumentów na rynku sesyjnym Towarowej Giełdy Energii (TGE) oraz pozasesyjnym (transakcje OTC rejestrowane przez TGE).



Rys. 15. Notowania PZOZE_A (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „zielonych”)

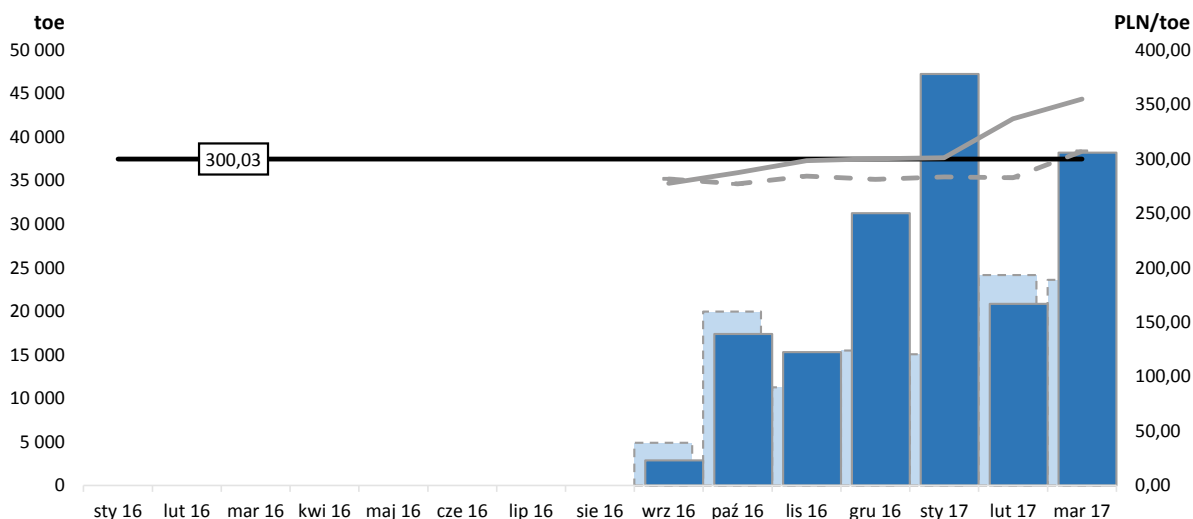
Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

W przypadku praw majątkowych „zielonych” ceny, podobnie jak w 2015 roku, kształtowały się znacznie poniżej poziomu jOz, tracąc na rynku sesyjnym od stycznia 2016 roku do marca 2017 roku 72% wartości. Takie kształtowanie się cen było głównie wynikiem bardzo wysokiej nadwyżki praw dostępnych na rynku w porównaniu do zapotrzebowania na prawa. Niemniej rynek sesyjny był, podobnie jak w poprzednich latach, niewielką częścią całego rynku obrotu tymi prawami. Głównym obszarem obrotu pozostał rynek pozasesyjny (prawie 69% całkowitego wolumenu), na którym poziom cenowy był średnio o 87% wyższy niż na rynku sesyjnym. Różnica cenowa wynikała z uwarunkowań historycznych i charakteru zawieranych umów bilateralnych. Duża część praw majątkowych, będąca przedmiotem obrotu na rynku OTC pochodzi z wieloletnich umów inwestycyjnych, które były niezbędną podstawą do pozyskania przez inwestorów kredytów na finansowanie budowy źródeł OZE, a także transakcji terminowych na rynku OTC. Umowy te zawierane były w okresie permanentnego niedoboru praw na rynku i w związku z tym formuły określające poziom cen dostarczanych praw konstruowane były w oparciu o dyskontowaną jOz lub indeksowaną inflacją cenę bazową. W praktyce oznacza to, że obecnie koszt realizacji obowiązku przez znaczną część podmiotów zobowiązanych jest dużo wyższy, niż wynikałoby to z analizy poziomów cenowych na rynku sesyjnym TGE.

Na ceny praw majątkowych „zielonych” istotnie wpływają zmiany obowiązującego prawa, ale również projektowane zmiany przepisów, nawet te, które ostatecznie nie wchodzą

w życie. Istotne znaczenie mają przepisy regulujące podaż i popyt na prawa, np.:

- 1) ograniczenie wsparcia dla technologii współspalania prostego (współczynnik korygujący ilość przysługujących świadectw pochodzenia na jednostkę energii w wysokości 0,5 obowiązujący od 1.01.2016 r.);
- 2) eliminacja wsparcia dla elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW (obowiązujący od 1.01.2016 r.);
- 3) wprowadzenie nowego mechanizmu wsparcia w postaci systemu aukcyjnego dla nowych i istniejących instalacji, który ma zastąpić dotychczasowy mechanizm świadectw pochodzenia, co spowoduje brak nowych instalacji uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia z OZE (pierwotnie od 1.01.2016 r., przesunięty na 1.07.2016);
- 4) przesunięcie o trzy miesiące, do 30 czerwca, terminu realizacji obowiązku (wydłużenie okresu realizacji obowiązku za rok 2015);
- 5) określenie obowiązku w roku 2017 na poziomie łącznym 16% (obowiązujący od 30.11.2016 r.);
- 6) wejście w życie (16.07.2016 r.) ustawy odległościowej ograniczającej możliwości budowy farm wiatrowych (farmy wiatrowe mogą powstać w mniejszej odległości od budynków mieszkalnych niż 10-krotność ich wysokości wraz z wzniesieniem i łopatami, w praktyce to 1,5–2 km).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 16. Notowania PMOZE-BIO (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „błękitnych”)

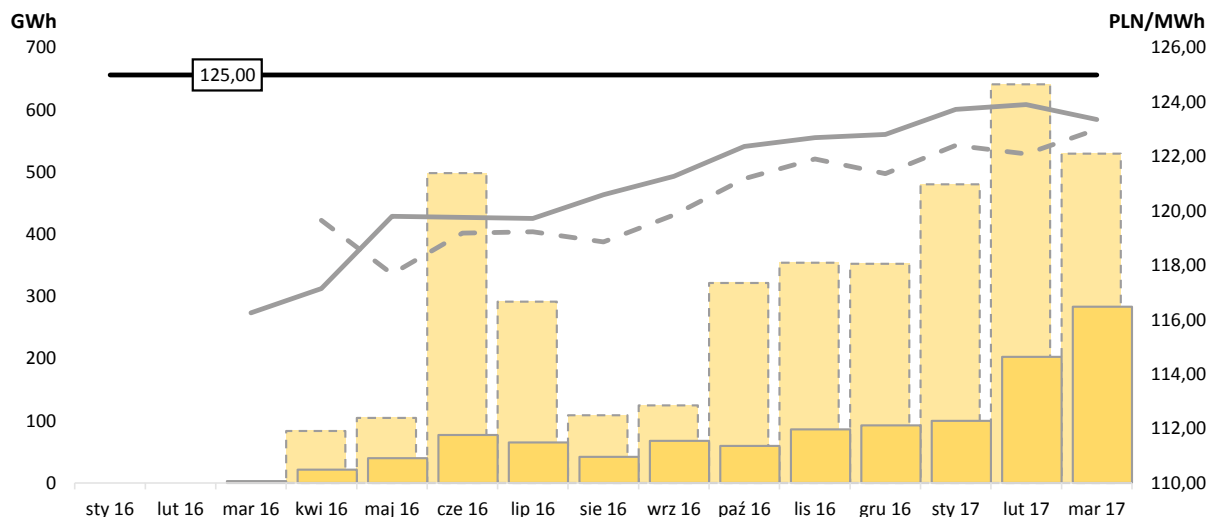
Prawa majątkowe „błękitne” są przyznawane producentom energii w biogazowniach rolniczych, funkcjonują na rynku od ostatniej nowelizacji ustawy o OZE, a w obrocie na Towarowej Giełdzie Energii pojawiły się we wrześniu 2016 roku. Zgodnie z zapisami nowelizacji ustawy o OZE, która weszła w życie 1 lipca 2016 r., w II półroczu 2016 r. został wydzielony obowiązek zakupu świadectw pochodzenia energii z biogazowni rolniczych i wynosi on 0,65%. W zakresie zakupu praw majątkowych „zielonych” obowiązek wynosi w tym czasie 14,35%. W przyszłym roku obowiązek w zakresie energii z biogazu ma wynosić 0,6%, przy obowiązkach na poziomie 15,4%, dla praw majątkowych „zielonych”. Utrzymujące się ceny praw majątkowych „błękitnych” powyżej opłaty zastępczej wynikają w dużej mierze z niskiej podaży praw ze strony instalacji biogazowych.

Jednocześnie, zgodnie z nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii [9], zmieniły się zasady w zakresie możliwości uiszczenia opłaty zastępczej zamiast umorzenia certyfikatów PMOZEa oraz PMOZEa-BIO. Według obecnego stanu prawnego ogranicza się możliwość uiszczenia opłaty zastępczej, w sytuacji gdy:

- średnioważona cena miesięczna (z uwzględnieniem wszystkich transakcji sesyjnych z okresu 3 pełnych miesięcy kalendarzowych) lub

- średnioważona cena roczna (z uwzględnieniem wszystkich transakcji sesyjnych z okresu ubiegłego roku kalendarzowego),

jest większa niż wartość opłaty zastępczej przewidzianej do umorzenia w danym roku kalendarzowym. Jako że za 2016 r. ceny certyfikatów PMOZE-BIO kształtowały się poniżej opłaty zastępczej, wywiązanie się z obowiązku w postaci uiszczenia opłaty zastępczej stało się niemożliwe. Ustawodawca przewidział co prawda dodatkową możliwość uiszczenia opłaty zastępczej, ale należy wtedy wykazać, iż pomimo składania w transakcjach sesyjnych zleceń kupna, nie zawarto żadnych transakcji giełdowych sesyjnych. Okazję tę wykorzystują właściciele praw PMOZE-BIO, którzy mogą w zasadzie żądać dowolnej ceny, pod warunkiem że odbywa się jakiś obrót sesyjny tymi instrumentami. W konsekwencji w pierwszych trzech miesiącach 2017 roku obserwujemy gwałtowny wzrost cen na rynku praw PMOZE-BIO, które 21 lutego osiągnęły na sesji cenę 439,39 PLN/MWh (przy opłacie zastępczej na poziomie 300,03 PLN/MWh).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

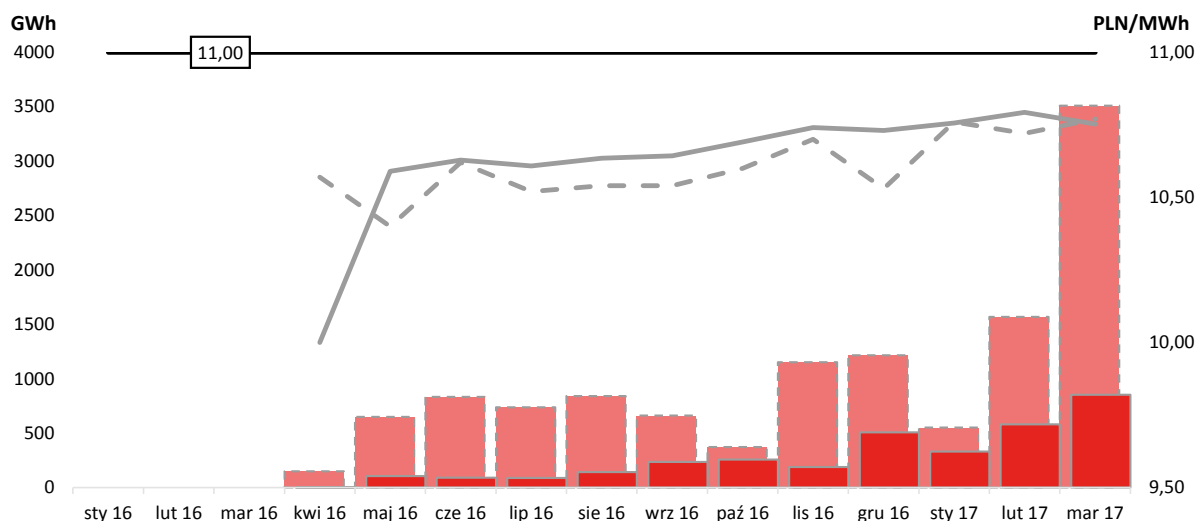
Rys. 17. Notowania PMGM-2016 (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „żółtych”)

Inaczej niż w przypadku praw „zielonych” prezentowała się sytuacja na rynku praw majątkowych „kogeneracyjnych”. W przypadku tych instrumentów mieliśmy do czynienia z niedoborem praw na rynku w stosunku do zapotrzebowania, który znalazł odzwierciedlenie we wzrostowym trendzie cenowym, a zmiany poziomu cen kształtowały się w oparciu o dyskonto do obowiązującej jOz. Podkreślenia

wymaga wprowadzone, wraz z ustawą z dnia 14.03.2014 r. o zmianie Ustawy Prawo Energetyczne, ograniczenie terminu ważności dla tego typu praw. Przykładowo realizacja obowiązku za rok 2016 możliwa jest tylko w oparciu o prawa majątkowe dla energii wyprodukowanej w roku 2016 (dlatego też w analizie przedstawiono instrumenty oznaczone datą „2016”).

Podobnie, jak w przypadku praw „zielonych” dużo większy obrót prawami „żółtymi” miał miejsce na rynku pozasesyjnym (ponad 77% wolumenu), jednakże poziomy cenowe na obu segmentach były do siebie zbliżone.

W przedstawionym okresie średnia cena sesyjna wyniosła 122,41 PLN/MWh, a pozasesyjna 121,18 PLN/MWh, co daje różnicę na poziomie 1,0%.

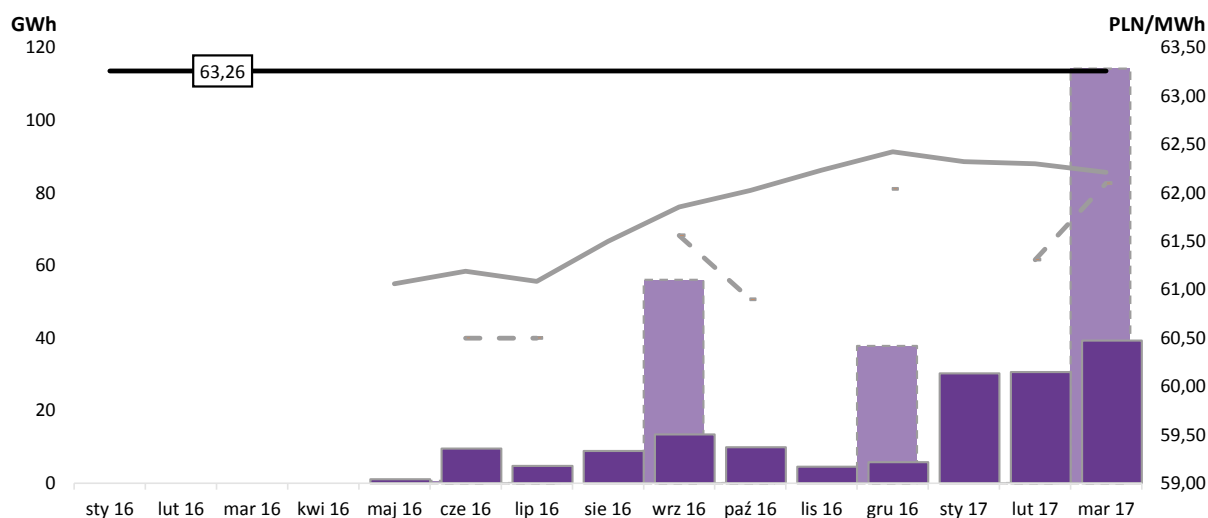


Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 18. Notowania PMEC-2016 (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „czerwonych”)

Analogicznie do praw „żółtych” kształtowały się relacje wolumenowe dla praw „czerwonych” (78% na rynku pozasesyjnym, 22% na rynku sesyjnym w analizowanym okresie). Poziomy cenowe były również do siebie zbliżone (śred-

nia na rynku sesyjnym 10,73 PLN/MWh, średnia na rynku pozasesyjnym 10,65 PLN/MWh), różnica średnich cen w przedstawionym horyzoncie wyniosła 0,7%.



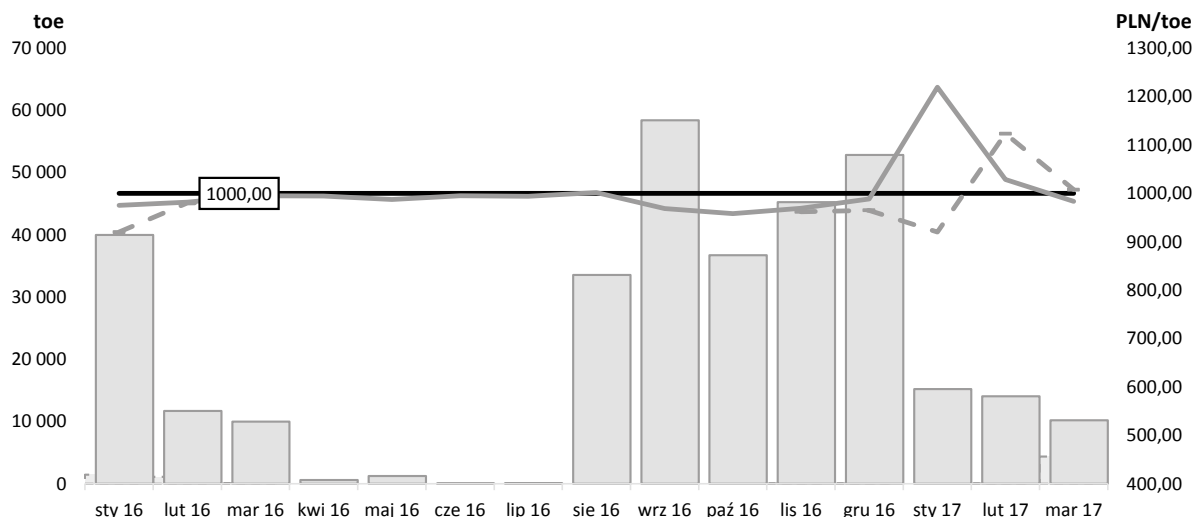
Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 19. Notowania PMMET-2016 (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „fioletowych”)

W przypadku praw „fioletowych” sumaryczny wolumen obrotu na rynku sesyjnym był wyższy niż na rynku pozasesyjnym, co wynikało z bardzo niskiej podaży tych praw. Poziomy cenowe nie odbiegały znacząco od siebie – średnia cena na rynku sesyjnym wyniosła 62,07 PLN/MWh, a na rynku pozasesyjnym 61,94 PLN/MWh.

Prawami majątkowymi, dla których termin realizacji obowiązku przypada obecnie na koniec marca, są prawa ma-

jątkowe „białe” (dla pozostałych typów praw realizacja obowiązku możliwa jest do końca czerwca) w zakresie rozliczenia trzech pierwszych kwartałów 2016 roku. Płynność na tym rynku jest znacznie mniejsza niż dla pozostałych instrumentów, a niewielkie obroty na OTC są wynikiem wprowadzenia kryterium wysokiej minimalnej liczby praw majątkowych w pojedynczym zleceniu, przy jednoczesnej bardzo niskiej podaży.



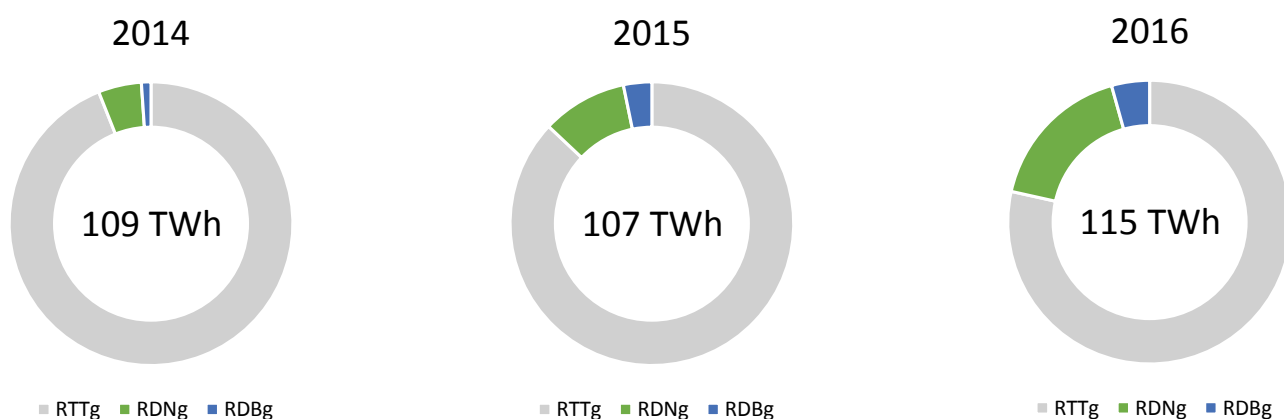
Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 20. Notowania PMEF (indeksy cenowe i wolumeny dla praw majątkowych „białych”)

4. Rynek gazu

Rok 2016 dla rynku gazu na rodzimej Towarowej Giełdzie Energii (TGE) był rokiem wyjątkowym. Z jednej strony na większości dostępnych rynków pobite zostały rekordy wolumenowe, z drugiej zaś osiągane były historycznie niskie ceny. Zwiększona płynność pozwalała na prowadzenie aktywnego handlu przez uczestników rynku i wynikającą z tego rynkową wycenę poszczególnych kontraktów. Miniony rok można zaliczyć do wzrostowych, pomimo okresowo bardzo niskich cen. Wpływ na taką sytuację miało wiele czynników zarówno o charakterze pogodowym, rynkowym, jak i geopolitycznym. Początek roku to przede wszystkim ruchy cenowe będące pokłosiem utrzymującego się trendu spadkowego cen ropy naftowej. Na wspomnianym rynku spadki co prawda zatrzymane zostały już w styczniu, jednak sytuacja na rynku ropy przekłada się na rynek gazu z pewnym opóźnieniem. Drugim z czynników determinujących niskie ceny w pierwszym kwartale była ciepła zima, co z jednej strony ograniczyło popyt na paliwo gazowe, a z drugiej powstrzymało eskalację konfliktu gazowego pomiędzy Ukrainą i Rosją. Brak potrzeby zwiększania importu błękitnego paliwa z kierunku wschodniego uniemożliwi-

ło wywieranie nacisku w kwestiach umów na dostarczanie gazu w kolejnych okresach. Dzięki temu nie powtórzyła się sytuacja z początku roku 2015, kiedy sterowanie przesyłem gazu do Europy było główną przyczyną znacznego wzrostu cen. Do wyróżniających się w 2016 r. należy zaliczyć jeszcze kwartał IV. Tym razem problemy we Francji doprowadziły do niestabilnej sytuacji na europejskich rynkach gazowych, w tym również w Polsce. Wspomniane problemy Francji w elektrowniach jądrowych odbiły się na krajach sąsiednich. Wynikiem tego była potrzeba uruchomienia innych źródeł wytwórczych (w tym gazowych), czego wynikiem było znaczne zwiększenie zużycia gazu w energetyce. Prognozy mroźnej zimy w ostatnich miesiącach 2016 r. tylko wpłynęły na wzrost cen produktów gazowych. Jeszcze przed końcem roku prognozy te zostały jednak zmodyfikowane na zdecydowanie cieplejsze, co w pewnym stopniu ograniczyło dalsze wzrosty. Łączny wolumen obrotu na wszystkich rynkach wyniósł w analizowanym roku 114,5 TWh. Była to największa wartość od początku obrotu gazem na TGE. W porównaniu do roku 2015 wolumen zwiększył się o ponad 7%. Największy udział w obrocie miały oczywiście kontrakty z dłuższym okresem dostawy.



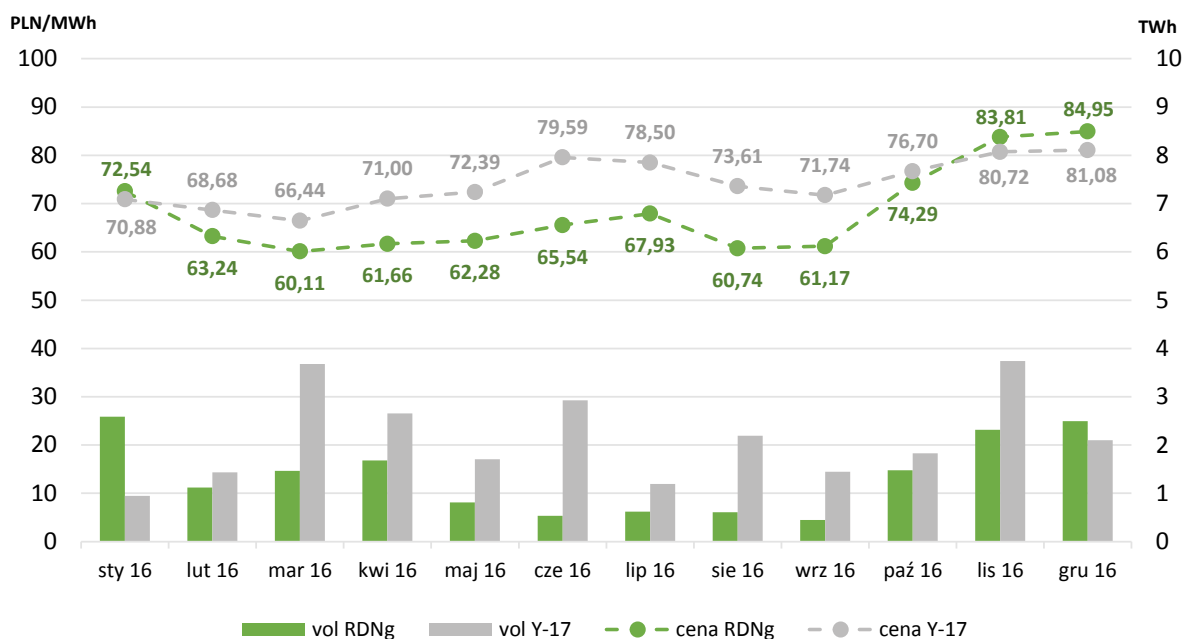
Źródło: Opracowanie własne na podstawie TGE.

Rys. 21. Podział wolumenu obrotu w podziale na poszczególne rynki w kolejnych latach

Rynek terminowy

Sytuacja na rynku terminowym była w minionym roku bardzo dynamiczna. Początek roku to przede wszystkim kontynuacja trendu spadkowego z drugiej połowy 2015 r. Mimo że trend ten dominował aż do początku kwietnia, można było zobaczyć tygodnie korekt z bardzo gwałtownymi wzrostami ceny (w ostatnich dniach stycznia wartość kontraktu rocznego wrosła w ciągu 6 sesji o ponad 7 PLN/MWh – z poziomu 66,50 PLN/MWh do blisko 74,00 PLN/MWh). Patrząc z perspektywy całego roku, minimum na rynku osiągnięte zostało w pierwszym tygodniu kwietnia. Referencyjny kontrakt roczny wyceniony został w tym okresie na nieco ponad 63 PLN/MWh. Cena kontraktów miesięcznych nie przekraczała 55 PLN/MWh, natomiast średnia cena kwartałów i sezonów gazowych zbliżona była do 60 PLN/MWh. Dla porównania w analogicznym okresie w roku poprzednim ceny kontraktów były o 35-40 PLN/MWh wyższe. Po okresie kilkunastodniowej konsolidacji w pobliżu historycznych minimów ceny produktów gazowych znowu bardzo mocno wyskoczyły do góry. Przez okres zaledwie kilku dni ceny wzrosły nawet o 20%, tworząc nowe lokalne szczyty. Dla kontraktu z dostawą w 2017 roku był to poziom blisko 77,00 PLN/MWh (wzrost o 12,5 PLN/MWh). Jak się później okazało, nie była to tylko kolejna chwilowa korekta spadków, trwająca od stycznia. Trend wzrostowy utrzymywał się aż do końca II kwartału, powodując wzrosty ceny kontraktów o kolejne 5-10 PLN/MWh. Wspomniany referencyjny kontrakt roczny osiągnął swoje lokalne maksimum w ostat-

niej dekadzie czerwca, na poziomie 82,50 PLN/MWh. W III kwartale rynek gazu w końcu odreagował, co widoczne było także po wolumenie obrotu znacznie niższym niż w pierwszym półroczu. Po powrocie do poziomów zbliżonych do tych z początku roku, ceny jeszcze we wrześniu ruszyły mocno do góry. Tym razem nie były to gwałtowne wybicia, lecz konsekwentne i stabilne wzrosty pobudzone zwiększonym zapotrzebowaniem, prognozami nadchodzących mrozów, a także obawami o wystarczającą ilość gazu w magazynach przed początkiem gazowego sezonu zimowego. Cena kontraktu rocznego w ciągu roku wzrosła o ponad 15 PLN/MWh, natomiast różnica pomiędzy ceną maksymalną, a minimalną wyniosła prawie 26 PLN/MWh. Ostatni podczas ostatniej sesji przed wygaśnięciem kontrakt GAS_BASE_Y-17 wyceniony został na 89,25 PLN/MWh. Całkowity wolumen obrotu w 2016 roku na Rynku Terminowym Towarowym gazu ziemnego wyniósł blisko 90 TWh. Mimo że rynek terminowy był odpowiedzialny za prawie 80% całkowitego wolumenu, jest on jedynym z grupy gazowej, na którym obrót rok do roku spada. W 2015 roku przehandlowanych zostało znacznie powyżej 92 TWh. Tradycyjnie największą popularnością cieszył się kontrakt roczny z dostawą w roku następnym (w tym przypadku w 2017). Kontrakt ten odpowiadał za blisko 29% (25,9 TWh) wolumenu na rynku terminowym. Wyróżniającą płynnością cechowały się także kontrakty z dostawą w sezonie zimowym 2016 (11,4 TWh) oraz w pierwszym kwartale 2017 (10,9 TWh). Pozostałe produkty nie odpowiadały za więcej niż 7% całkowitego wolumenu.

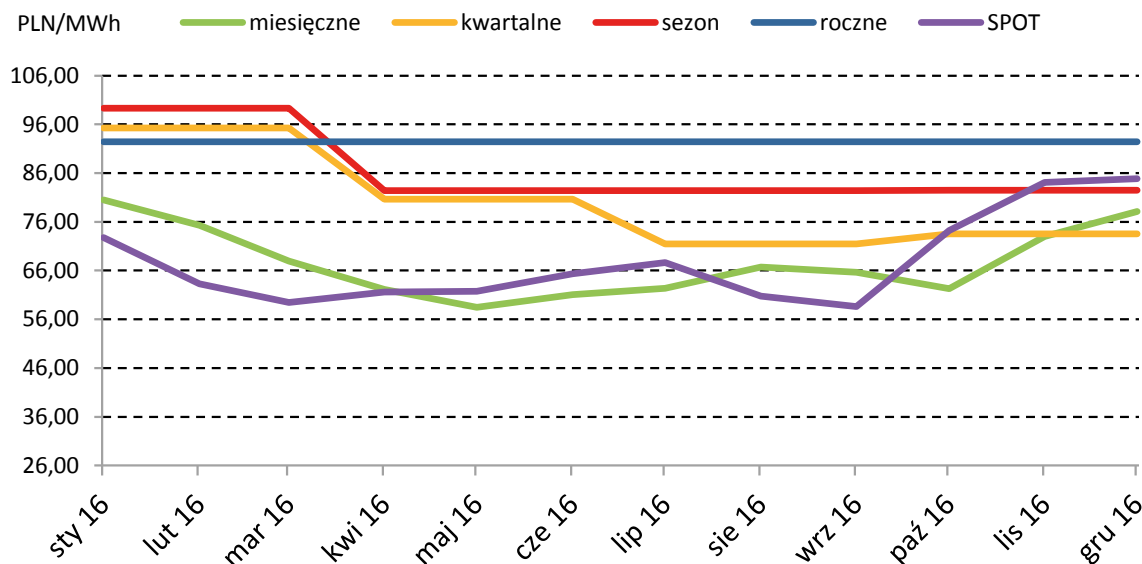


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE.

Rys. 22. Średnie miesięczne ceny kontraktu rocznego (GAS_BASE_Y-17) oraz ceny na Rynku Dnia Następnego gazu wraz z wolumenami w 2016 r. na TGE

Najbardziej płynnym kontraktem w 2016 roku był kontrakt roczny z dostawą w 2017 roku GAS_BASE_Y-16, którego wolumen obrotu wyniósł 35,1 TWh. Wartość ta stanowi ok. 19% łącznego wolumenu na RTTg w roku 2016. Średnioważona wolumenem cena dla tego kontraktu uwzględniająca

wszystkie transakcje (również te przed 2016 rokiem) wyniosła 92,40 PLN/MWh. Średnie ceny ważone wolumenem dla poszczególnych kontraktów terminowych (data dostawy) oraz dla Rynku Dnia Następnego gazu zostały przedstawione na poniższym rysunku.



Źródło: Opracowanie Monitor Gazowy na podstawie danych TGE.

Rys. 23. Średnie ceny kontraktów terminowych oraz spot na Towarowej Giełdzie Energii z dostawą w 2016 roku (bez aukcji)

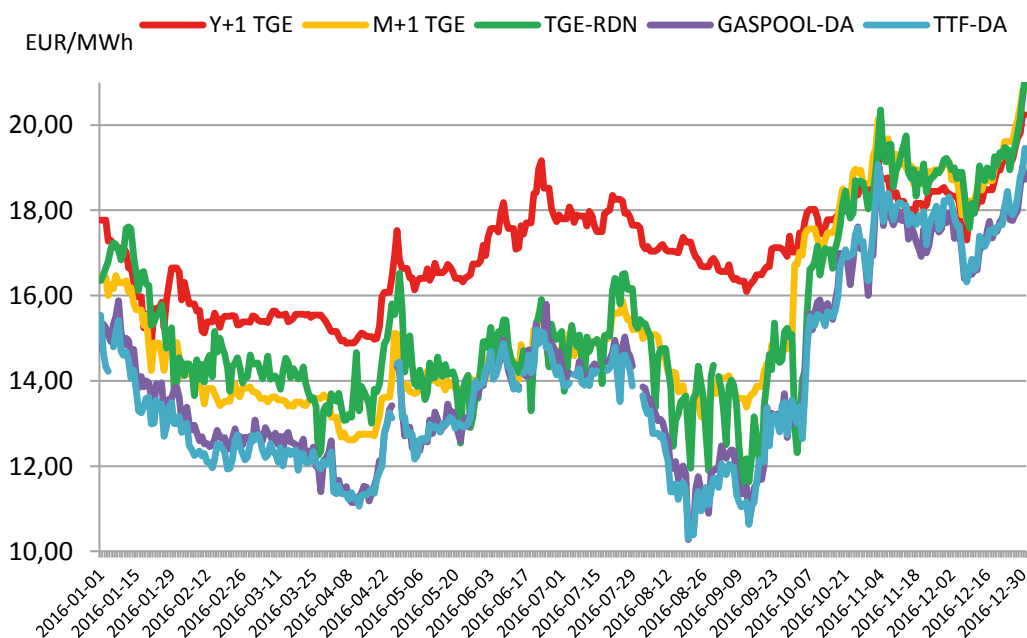
Rynek SPOT

Zarówno na Rynku Dnia Następnego gazu, jak i na Rynku Dnia Bieżącego ubiegły rok był rekordowo tani. Średnia cena tego pierwszego w 2016 r. ukształtowała się na poziomie 71,65 PLN/MWh. W porównaniu do roku poprzedniego nastąpił więc spadek o ponad 16 PLN/MWh. Warto wspomnieć, że średnia cena ośmiu z dwunastu miesięcy nie przekroczyła 70 PLN/MWh, a w marcu oraz wrześniu niewiele zabrakło, aby ceny te spadły poniżej 60 PLN/MWh. Historycznie niskie ceny utrzymywały się przez pierwsze 3 kwartały i dopiero zbieg kilku negatywnych czynników o charakterze fundamentalnym spowodował wybiecie ceny w ostatnich miesiącach 2016 r. Cena minimalna na analizowanym rynku osiągnięta została 11 września i wynosiła ona 49,61 PLN/MWh. Była to historycznie najniższa cena na Rynku Dnia Następnego gazu i jedyny przypadek, kiedy średnia cena dzienna spadła poniżej 50 PLN/MWh. Cena maksymalna (podobnie jak na rynku terminowym) osiągnięta została w ostatnim dniu 2016 r. i wyniosła 93,16 PLN/MWh. Zdecydowanie najbardziej pozytywną kwestią w aspekcie obrotu gazem na TGE jest podwojenie kolejny rok z rzędu wolumenu obrotu na rynkach spotowych. Łączny obrót kontraktami z dostawą w następnym dniu wyniósł ponad 16 TWh, a wliczając w to kontrakty weekendowe – blisko 20 TWh. Dla porównania w poprzed-

nim roku było to niespełna 9 TWh. Utrzymanie takiej dynamiki wzrostów może znacznie przybliżyć TGE do bardziej rozwiniętych rynków zachodnich. O tak dobrych wynikach obrotu w minionym roku zdecydowały głównie miesiące sezonu zimowego. Średni miesięczny wolumen dla tego okresu to blisko 2 TWh. Miesiącem o największej płynności okazał się styczeń (2,6 TWh), natomiast najmniej kontraktów było przedmiotem handlu we wrześniu (niecałe 0,5 TWh). Wzrost wolumenu obrotu miał też miejsce na najmniej popularnym rynku bieżącym. Łączny obrót gazem na tym rynku wyniósł prawie 5 TWh, co do 2015 r. stanowi wzrost o ok. 67%.

Ceny gazu na rynku polskim i europejskim

Rok 2016 to kolejny rok znaczących spadków cen błękitnego paliwa, którego dynamika była największa w pierwszej połowie roku (od IV kwartału ceny zaczęły rosnąć). Ceny na rynku polskim i europejskim były prawie o 30% niższe niż w 2015 roku. Ceny gazu oferowanego na TGE na Rynku Dnia Następnego były wyższe niż na zachodnioeuropejskich platformach NCG (Niemcy), GASPOOL (Niemcy) oraz TTF (Holandia) średnio o niecałe 9%. Warto zauważyć, że największą różnicę pomiędzy Polską a Europą Zachodnią odnotowano w pierwszej połowie stycznia ubiegłego roku i wyniosła ona 3,5 EUR/MWh.



Źródło: Opracowanie Monitor Gazowy na podstawie danych TGE, EEX.

Rys. 24. Notowania na TGE i EEX (GASPOOL i TTF) w poszczególnych miesiącach 2016 roku

Jak widać na powyższym rysunku, na wszystkich rynkach można zauważyć wyraźny trend spadkowy na początku roku, przede wszystkim z uwagi na uwarunkowania pogodowe kiedy kolejny rok z rzędu zima nie była mroźna, co wpłynęło na nadpodaż surowca na rynku i pełne magazyny gazu. W trakcie roku ceny fluktuowały próbując podnosić swoje poziomy. Wpływ na to miało wiele czynników, m.in. spadek i wahania ceny ropy naftowej, napełnione podziemne magazyny, nadpodaż gazu na rynku, sporadyczne zachwiania ciągłości dostaw w przesyle transgranicznym. Pod koniec roku ceny wzrosły wraz z nadejściem sezonu grzewczego.

WNIOSKI

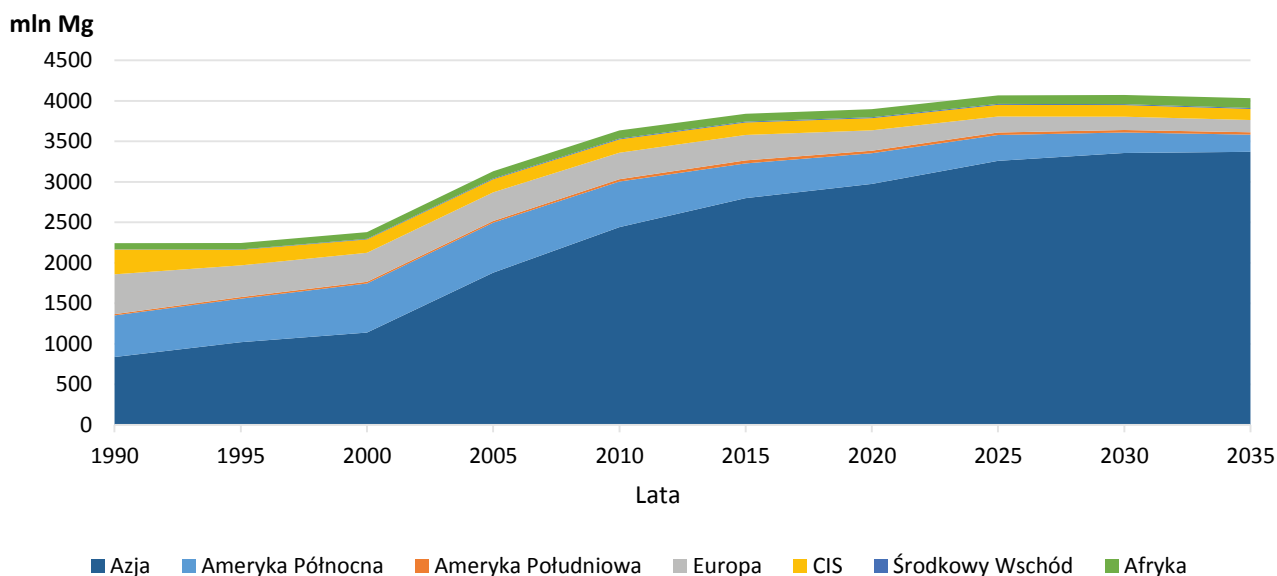
Wzrastający wolumen obrotu kontraktów gazowych dostępnych w ramach TGE, będący przede wszystkim wynikiem realizacji obligacji giełdowych przez GK PGNiG S.A., świadczy o ciągłym rozwoju, cały czas młodego jeszcze, rynku gazu w Polsce. Jest to silny argument dla zwolenników liberalizacji czy też całkowitego uwolnienia rynku gazu w naszym kraju. Wzrost płynności niesie ze sobą szereg korzyści zarówno dla bezpośrednich uczestników handlu, jak i użytkowników końcowych, którzy dzięki temu mogą pozyskać gaz po rynkowo ustalonej cenie. Dalszy rozwój rynku gazu na TGE podniesie jego znaczenie nie tylko w najbliższym otoczeniu, ale w przyszłości być może pozwoli na konkurencję z największymi ośrodkami handlu gazem w Europie.

5. Ceny nośników energii – uwarunkowania globalne rynku węgla kamiennego i ropy

Węgiel kamienny

Węgiel kamienny nadal jest jednym z najważniejszych nośników energii w skali globalnej. Według danych opublikowanych w tegorocznej edycji BP Energy Outlook, udział węgla w globalnej konsumpcji energii pierwotnej w 2015 r. wynosił 29%, co daje mu drugą pozycję za ropą naftową z udziałem 32%.

Projekcje zawarte w BP Energy Outlook wskazują na to, że udział węgla w miksie energetycznym systematycznie będzie maleć, w 2035 r. będzie stanowił 24% zużycia paliw pierwotnych. Jednakże w ujęciu nominalnym, ze względu na wzrost zapotrzebowania na energię ogółem, zarówno zużycie, jak i wydobycie węgla będzie wzrastać. Dynamika tych wzrostów będzie znacznie mniejsza niż dotychczas, do 2035 r. zapotrzebowanie na węgiel wzrośnie o ok. 5%. Dla porównania na przestrzeni ostatnich 20 lat globalne zapotrzebowanie na węgiel wzrosło aż o 70%, co przedstawiono na poniższym wykresie.



Rys. 25. Historyczne i prognozowane zapotrzebowanie na węgiel kamienny na świecie

Źródło: BP Energy Outlook, opracowanie własne.

Spadek dynamiki zapotrzebowania na węgiel jest efektem konsekwentnie realizowanej globalnej polityki klimatycznej. Według ostatniego raportu „Boom ant Bust 2017”, opublikowanego przez Greenpeace, Sierra Club and Coalswarm, inwestycje w węglowe moce wytwórcze w skali globalnej, na różnym poziomie zaawansowania, spadły w 2016 r. aż o 62%.

Do grona krajów deklarujących całkowite odstąpienie od energetyki węglowej dołączyły w 2016 r. Indie. Są to co prawda plany długofalowe, niemniej jednak faktem jest, że do 2050 r. w Indiach powinna zostać zamknięta ostatnia elektrownia węglowa. W Chinach już trzeci rok z rzędu spada konsumpcja węgla – wg danych wstępnych, w roku 2016 spadła o 4,7%. W tym samym czasie zainstalowana moc w instalacjach solarnych wzrosła o ponad 80%. W 2016 r. Chiny ogłosiły plan zastępowania elektrowni węglowych energetyką jądrową. Pomimo tych informacji należy pamiętać, że udział węgla w miksie energetycznym Chin przekracza cały czas 70%.

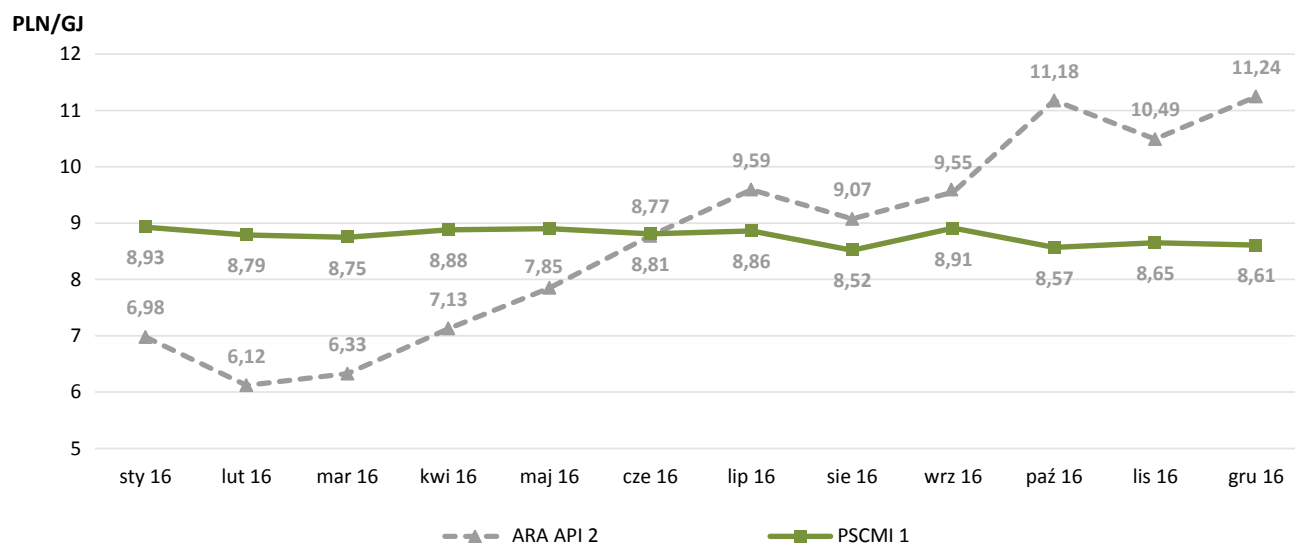
W Europie rokowania dla węgla są na tyle słabe, że w ostatnich dniach jeden z największych portów przeładunkowych węgla – Amsterdam – ogłosił, że ostatni ładunek tego surowca przyjmie w 2030 r. Niemcy, największy konsument węgla w Europie, konsekwentnie realizują założenia swojej polityki klimatycznej, zmierzającej do całkowitego zakończenia produkcji energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem do końca 2025 r. Odwrotna tendencja ma miejsce w Japonii – tam po wydarzeniach związanych z awarią w elektrowni jądrowej Fukushima następuje całkowity odwrót od energetyki jądrowej na rzecz energetyki węglowej. Również w USA, w związku z prezydenturą Donalda Trumpa, paliwa kopalne powracają do łask.

W minionym 2016 r. sytuacja na światowym rynku węgla była bardzo dynamiczna. W pierwszym kwartale 2016 r.

cena węgla osiągnęła najniższy poziom od ponad dekad. W lutym węgiel w portach ARA kosztował jedynie 36 USD/Mg. Na spadek cen miały wpływ takie czynniki, jak widmo kryzysu gospodarczego w Chinach, rewolucja łupkowa w USA oraz ograniczenie wykorzystania węgla w Europie. Począwszy od drugiego kwartału 2016 r. sytuacja na rynku węgla zaczęła się poprawiać, głównie za sprawą zdarzeń o charakterze nadzwyczajnym. Doszło do spektakularnych bankructw gigantów węglowych, np. jednego z największych producentów węgla na świecie, amerykańskiej firmy Peabody Energy czy czeskiego producenta, firmy OKD. W Kolumbii, która jest piątym na świecie producentem węgla, odbywał się strajk pracowników branży wydobywczej. W Australii, w skutek bezprecedensowych powodzi, unieruchomiono większość działających tam kopalń. Chiny wprowadziły regulacje zmierzające do ograniczenia własnego wydobycia węgla (zamykanie nierentownych kopalń, następnie zmniejszenie ilości dni pracujących dla kopalni z 330 do 276).

Jesienią w Europie, wskutek odstawienia znacznych ilości mocy wytwórczych energetyki atomowej we Francji, wzrosło zapotrzebowanie na węgiel. Ceny węgla na rynku spot z dostawą w miesiącach zimowych wzrosły do poziomu ponad 85 USD/Mg. Cena kontraktu z dostawą na rok 2017 zamknęła się na poziomie 70 USD/bbl, co oznacza wzrost o prawie 100% w porównaniu do minimów notowanych w lutym 2016 r. Warto zauważyć, że na światowym rynku węgla występuje tzw. zjawisko backardation, co oznacza, że węgiel z dostawą na okresy bliższe jest tańszy niż węgiel z dostawą w przyszłości.

Na krajowym rynku węgla ceny węgla energetycznego dla energetyki zawodowej w 2016 r. wynosiły średnio 8,79 PLN/GJ (195,42 PLN/Mg) w przypadku PSCMI1. Cena węgla sprzedawanego do ciepłowni przemysłowych i komunalnych wyniosła średniorocznie 8,35 PLN/GJ (196,94 PLN/Mg).



Źródło: Reuters, GPI TGE, opracowanie własne.

Rys. 26. Notowania węgla ARA oraz indeks PSCMI_1 w 2016 r.

W Polsce w 2016 r. wydobyto 70,3 mln Mg węgla, tj. o blisko 3% mniej niż rok wcześniej. Zapasy węgla wykazane przez kopalnie na koniec roku (stan na 31 XII) były na poziomie 2,5 mln Mg, tj. o 60% mniej niż w grudniu roku 2015.

Istotną kwestią w ubiegłym roku była tocząca się restrukturyzacja branży wydobywczej i przekazywanie nierentownych kopalń do Spółki Restrukturyzacji Kopalń w celu ich wygaszania. Dodatkowo, kluczową sprawą z punktu widzenia działalności sektora w przyszłości była sprawa połączenia dwóch gigantów węglowych w Polsce, tj. KHW i PGG, jednak ostateczna formuła tej fuzji nie została jeszcze wypracowana.

Ropa naftowa

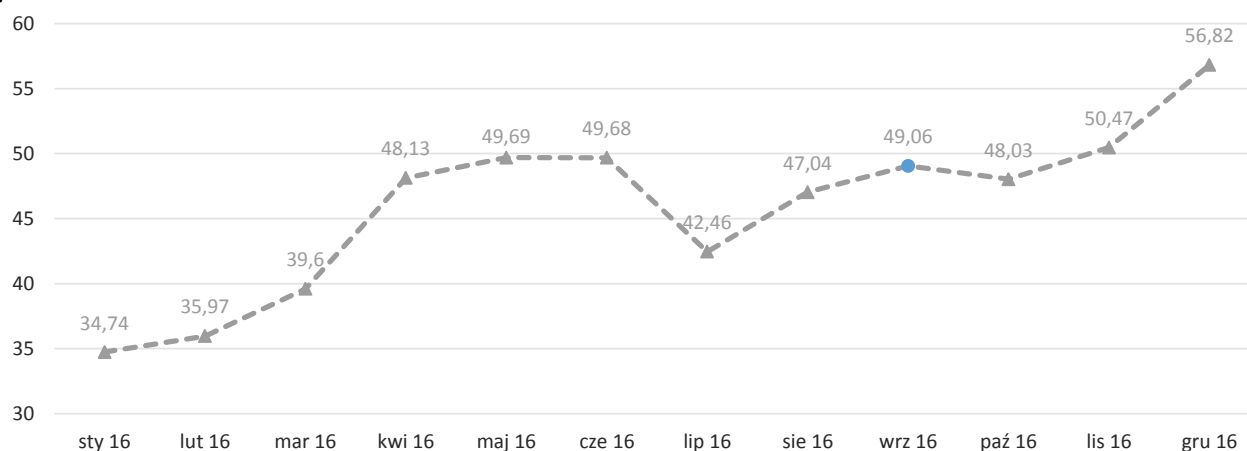
W niniejszej edycji raportu po raz pierwszy przedstawiamy komentarz dotyczący rynku ropy naftowej. Produkt ten nie ma bezpośredniego wpływu na polski rynek energii elektrycznej, gazu i innych produktów okołoenerygetycznych. Jest to jednak produkt szczególny, który jest benchmarkiem dla światowych rynków commodities oraz miernikiem sentymentu inwestorów. Ropa, jako jedno z paliw kopalnych, jest silnie skorelowana z cenami gazu i węgla na rynku globalnym. Rynki te wzajemnie oddziałują na siebie, a ropa jest jednym z najważniejszych rynków paliwowych o bardzo dużej płynności, w który chętnie inwestują fundusze inwestycyjne i traderzy commodities, zajmujący się prop-tradingiem na świecie.

Rok 2016 był również znaczącym rokiem dla ropy naftowej. Cały rok na rynku występowała znacząca nadwyżka surowca, co było przyczyną wyprzedaży na rynku ropy i spadku cen do poziomu z lat 2000–2003. Sytuacja ta była efektem polityki producentów ropy polegającej na obronie udziału w rynku i wynikającej z tej polityki wojny cenowej. Istot-

nym czynnikiem, który miał wpływ na sytuację na rynku ropy, była również tzw. rewolucja łupkowa w USA, która przyczyniła się do wzrostu produkcji ropy w USA o 65% w ciągu 5 lat. Dzięki zniesieniu międzynarodowych sankcji na rynku pojawiła się również znacząca ilość ropy z Iranu, który sukcesywnie zwiększał wolumen eksportu w trakcie całego roku 2016.

W lutym ubiegłego roku cena ropy Brent kosztowała nawet 27 USD/bbl. Niska cena surowca spowodowała zatrzymanie wielu inwestycji w nową infrastrukturę, problemy miały również banki, które kredytowały tego typu inwestycje. Pojawiły się obawy, że taka sytuacja doprowadzi do bardzo wysokich cen ropy w przyszłości. W drugim i trzecim kwartale ceny zaczęły się odbudowywać, m.in. dzięki lepszej niż oczekiwano kondycji chińskiej gospodarki oraz zwiększonemu zapotrzebowaniu na ropę, związanemu z tzw. wysokim sezonem wakacyjnym. Na korzyść cen ropy wpływały również sytuacje nadzwyczajne, np. potężny pożar w Kanadzie w pobliżu największych pól naftowych czy działania wojenne i niszczenie infrastruktury sektora naftowego na Bliskim Wschodzie i w Nigerii. Jednocześnie OPEC, w szczególności Arabia Saudyjska, rozpoczął starania zmierzające do kontrolowania podaży ropy w celu ustabilizowania cen. Kompromis był niezwykle trudny do osiągnięcia ze względu na rozbieżne interesy krajów członkowskich. Udało się to dopiero pod koniec 2016 r. na spotkaniu producentów OPEC w Wiedniu, gdzie uzgodniono solidarne ograniczenie produkcji ropy o 1,2 mln bpd. Do porozumienia dołączyli także Rosja i inni, pomniejsi producenci niezrzeszeni w OPEC, co łącznie pozwoliło ograniczyć produkcję o ok. 1,8 mln bpd. W wyniku tych działań ceny ropy wzrosły do poziomu ok. 55-57 USD/bbl, tj. o 100% w stosunku do najniższych cen obserwowanych w lutym 2016 r. Analitycy oczekują, że ropa Brent w 2017 r. będzie kosztowała średnio 57-58 USD/bbl.

USD/bbl



Rys. 27. Notowania ropy Brent w 2016 r.

Źródło: Reuters, opracowanie własne.

WNIOSKI

Generalnie rok 2016 przyniósł poprawę koniunktury na rynkach paliw kopalnych. Dzięki temu wzrasta ilość inwestycji, szczególnie związanych z wydobywaniem ropy w złożach niekonwencjonalnych. Obecnie sytuacja na rynkach węgla i ropy jest relatywnie stabilna, jednakże inwestorzy bacznie obserwują relacje popytowo-podażowe. Szczególnie na rynku ropy występuje ryzyko ponownego spadku cen. Wynika to z faktu, że do tej pory cięcia produkcji nie przyniosły oczekiwanych rezultatów, tj. spadku zapasów ropy, a dodatkowo w chwili obecnej inwestorzy typu hedge funds w swoich portfelach posiadają bardzo znaczącą pozycję długą. Istotnym jest również planowany na 2018 r. debiut giełdowy największego producenta ropy na świecie – Saudi Aramco. Oznacza to, że Arabia Saudyjska będzie walczyła o utrzymanie stabilnej ceny ropy, przynajmniej do czasu IPO.

Poprawa koniunktury na rynku światowym węgla z pewnością korzystnie wpłynie na sytuację w polskim sektorze górniczym. Wzrost cen węgla na polskim rynku zmaterializuje się jednakże dopiero w roku 2017 i latach następnych.

V. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ KRÓTKO- I DŁUGOTERMINOWYCH

DZIAŁANIA KRÓTKOTERMINOWE (DK). ENERGIA ELEKTRYCZNA

- 1.DK. Podjęcie działań mających na celu dostosowanie regulacji i systemu opłat giełdowych TGE do oczekiwania podsektora obrotu w zakresie zapewnienia wysokiej płynności rynków terminowych, która jest niezbędna z punktu widzenia dalszego rozwoju rynku hurtowego, w tym generowania transparentnych indeksów cenowych.
- 2.DK. Intensyfikacja prac legislacyjnych nad wprowadzeniem rynku mocy, szczególnie poprzez dopracowanie zapisów ustawowych i stworzenie projektu regulaminu przeprowadzania aukcji, uwzględniających stworzenie warunków do uczestnictwa przedsiębiorstw obrotu w rynku wtórnego handlu zobowiązaniami mocowymi.
- 3.DK. Zakończenie pracy dotyczących aktualizacji i ujednolicenia generalnych umów dystrybucji dla usługi kompleksowej na terenach OSD.
- 4.DK. Implementacja regulacji wynikających z pakietu MiFID 2 do prawa polskiego i dostosowanie obecnego rynku regulowanego (TGE) do nowych warunków.
- 5.DK. Wypracowanie wzoru umowy zawieranej pomiędzy sprzedawcami zobowiązanymi a wytwórcami OZE z instalacjami 500 kW, który uregulowałby współpracę stron umowy w zakresie rozliczania wsparcia w systemie aukcyjnym.

DZIAŁANIA KRÓTKOTERMINOWE (DK). GAZ

- 6.DK. Nowelizacja ustawy o zapasach obowiązkowych gazu ziemnego wysokometanowego w kierunku ograniczenia obowiązku utrzymania zapasów do spółek obrotu sprzedających gaz do odbiorców chronionych zgodnie z wymogami regulacji UE (gospodarstwa domowe, szpitale, żłobki, przedszkola itp.) lub zmianę obowiązującego tzw. „modelu biletowego” poprzez oparcie go na państwowym systemie rezerw gazu ziemnego za opłatą celową.

- 7.DK. Wprowadzenie nowego rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy zbieżnego z aktualną sytuacją rynkową w Polsce i legislacyjną Unii Europejskiej.
- 8.DK. Ograniczenie liczby raportów i sprawozdań na rynku gazu do niezbędnego minimum za wskazaniem jednego podmiotu gromadzącego wszystkie sprawozdania (np. URE).
- 9.DK. Zmiany w IRIESP GAZ-SYSTEM S.A. i IRIESD Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w kierunku uproszczenia procedury zmiany sprzedawcy (w szczególności częściowej zmiany sprzedawcy), wprowadzenie jednolitych standardów wymiany danych pomiarowych i rozliczenia umów dystrybucji oraz uproszczenie rozliczeń na rynku bilansującym.
- 10.DK. Wsparcie mechanizmów zapewniających płynność obrotu gazem na tym rynku giełdowym i OTC.

DZIAŁANIA DŁUGOTERMINOWE (DD). ENERGIA ELEKTRYCZNA

- 1.DD. Intensyfikacja prac nad budową nowej Polityki energetycznej Polski do 2050 r., uwzględniającej kierunki polityki energetycznej UE oraz rolę sektora węglowego i jądrowego w Polsce.

DZIAŁANIA DŁUGOTERMINOWE (DD). GAZ

- 2.DD. Racjonalna rozbudowa istniejących lub budowa nowych mocy transgranicznych na wybranych kierunkach (z UE i EOG) z zapewnieniem rewersu fizycznego na tych połączeniach oraz zwiększeniem możliwości transgranicznego obrotu gazem i dostępu do przepustowości międzysystemowych.
- 3.DD. Odstąpienie od wymogu obowiązku utrzymywania dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy dla alternatywnych spółek obrotu.
- 4.DD. Wypracowanie modelu współpracy z operatorem Terminala LNG w zakresie dostępu do usług regazyfikacji oraz stworzenia możliwości obrotu LNG i gazem po regazyfikacji LNG.

VI. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA

ACER	– Agency for the Cooperation of Energy Regulators	OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego
bbl	– baryłka ropy naftowej	OSP	– Operator System Przesyłowego – PSE S.A.
DSR	– Demand-Side Response	OZE	– odnawialne źródła energii
ESMA	– European Securities and Markets Authority	PM	– prawa majątkowe
EU ETS	– wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych	PMOZEA-BIO	– świadectwa potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego
IRIESD	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	PSCMI 1	– Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej
IRIESP	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej	REMIT	– rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii
IRZ	– Interwencyjna Rezerwa Zimna, także RIZ	RB	– Rynek Bilansujący
KE	– Komisja Europejska	RDB	– Rynek Dnia Bieżącego
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny	RDN	– Rynek Dnia Następnego
ME	– Ministerstwo Energii	RDNg	– Rynek Dnia Następnego Gazu
MiFID	– Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/39/WE z 21 stycznia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych	RTTg	– Rynek Terminowy Towarowy Gazu
MG	– Ministerstwo Gospodarki	Taryfa G	– zbiór cen i taryf dla energii elektrycznej dla grupy gospodarstw domowych
OPEC	– Organization of the Petroleum Exporting Countries – Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową z siedzibą w Wiedniu	TGE	– Towarowa Giełda Energii S.A.
ORM	– Operacyjna Rezerwa Mocy	TOE	– Towarzystwo Obrotu Energią
		toe	– tona oleju ekwiwalentnego
		URE	– Urząd Regulacji Energetyki

VII. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

Ustawodawstwo unijne

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.
- [2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.
- [3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie nr 1228/2003.
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE.
- [6] Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- [11] Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. poz. 2365).
- [12] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 478).
- [13] Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. nr 122, poz. 695 z późn. zm.).
- [14] Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. nr 94, poz. 551 z późn. zm.).
- [15] Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. nr 130, poz. 1070 z późn. zm.).
- [16] Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2012 r. poz. 1190 z późn. zm.).
- [17] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.).
- [18] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. poz. 820).
- [19] Rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw ropy i gazu z dnia 24 października 2000 r. (Dz. U. nr 95, poz. 1042).

Ustawodawstwo polskie

- [7] Ustawa z dnia 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1986).
- [8] Ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1165).
- [9] Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925).
- [10] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. poz. 831).

Materiały źródłowe (pozostałe)

- [20] Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce „Energia do przyszłości”. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 16 marca 2017 roku.
- [21] Koncepcja funkcjonowania klastrów energii w Polsce. Opracowanie na zlecenie Skarbu Państwa – Ministra Energii, Warszawa, marzec 2017.
- [22] Informacje o awaryjności bloków w elektrowniach KSE, Raport Agencji Rynku Energii – stan na grudzień 2016 r.

- [23] Karta Aktualizacji nr CB/16/2016 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi z 28 października 2016 r. zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 25 listopada 2016 r.
- [24] Projekt Karty Aktualizacji nr CB/16/2016 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi z dnia 28 września 2016 r.
- [25] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE – stan na 31 marca 2016 r. Raport TOE. Warszawa, 20 kwietnia 2016 r.
- [26] Statystyka elektroenergetyki polskiej. ARE SA, 2016.
- [27] Dane dostarczone przez spółki obrotu – członków wspierających TOE, 2016/2017.
- [28] Karta Aktualizacji IRIESP nr CB/14/15 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi przyjęta przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 15 grudnia 2015 r.

Strony internetowe

- [29] www.bp.com
- [30] www.cire.pl
- [31] www.eia.gov
- [32] www.me.gov.pl
- [33] www.montel.com
- [34] www.opec.org
- [35] www.polskirynekwegla.pl
- [36] www.pse.pl
- [37] www.reuters.com
- [38] www.theice.com
- [39] www.toe.pl
- [40] www.ure.gov.pl

VIII. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XIV KADENCJI

Skład Rady Zarządzającej TOE XIV kadencji (na dzień 31 marca 2017 r.):

- kol. Piotr Adamczak – Prezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Krzysztof Bonk – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Bolesław Jankowski – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Marek Krzysteczko – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Tomasz Lender – Wiceprezes Rady Zarządzającej TOE
- kol. Krzysztof Borowiec
- kol. Piotr Hawliczek
- kol. Dawid Klimczak
- kol. Jacek Komolka
- kol. Błażej Krawczyszyn
- kol. Grzegorz Lot
- kol. Janusz Moroz
- kol. Robert Rutowicz
- kol. Krzysztof Salamon
- kol. Iwona Ustach

Pracownicy biura TOE:

- kol. Monika Gasiuk
- kol. Daniel Borkowski
- kol. Marek Kulesa

IX. ZESPÓŁ DS. OPRACOWANIA RAPORTU

Skład osobowy Zespołu TOE ds. opracowania Raportu TOE:

- kol. Rafał Barchanowski, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Sławomir Białczak, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Daniel Borkowski, TOE, Legal Partner
- kol. Andrzej Brożek, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Waldemar Gochnio, TOE
- kol. Sebastian Gola, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Wojciech Graczyk, innogy Polska S.A.
- kol. Paweł Hawranek, członek TOE
- kol. Krzysztof Kępa, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Marek Kulesa, TOE – koordynujący Raport
- kol. Janusz Kurzak, Enteneo Energy Trading Sp. z o.o.
- kol. Kamil Krasowski, ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Krystian Krupa, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Marek Krzysteczko, Polenergia Obrót S.A.
- kol. Michał Kukurba, Polenergia Obrót S.A.
- kol. Witold Lebek, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Marcin Ludwicki, członek TOE
- kol. Andrzej Malec, innogy Polska S.A.
- kol. Daniel Naczyński, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Andrzej Pająk, ENEA Trading Sp. z o.o.
- kol. Witold Obniski, innogy Polska S.A.
- kol. Renata Rożek, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Damian Sus, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Grzegorz Wiliński, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Michał Zalewski, ENERGA – Obrót S.A.



Towarzystwo Obrotu Energią
ul. Czackiego 7/9/11, 00-043 Warszawa
tel. (22) 827 57 93, fax (22) 826 61 55, e-mail: toe@toe.pl, www.toe.pl