

# Sytuacja na rynku energii elektrycznej

## Produkcja energii elektrycznej

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Energetyczne krajowa produkcja energii elektrycznej w okresie 2017 r. wyniosła 165.852 tys. GWh.

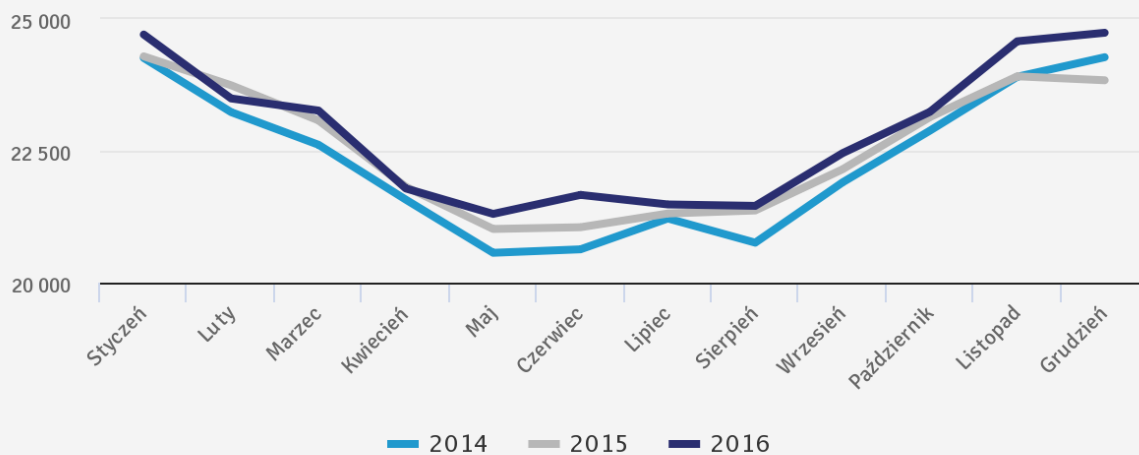


Struktura produkcji energii elektrycznej [GWh]

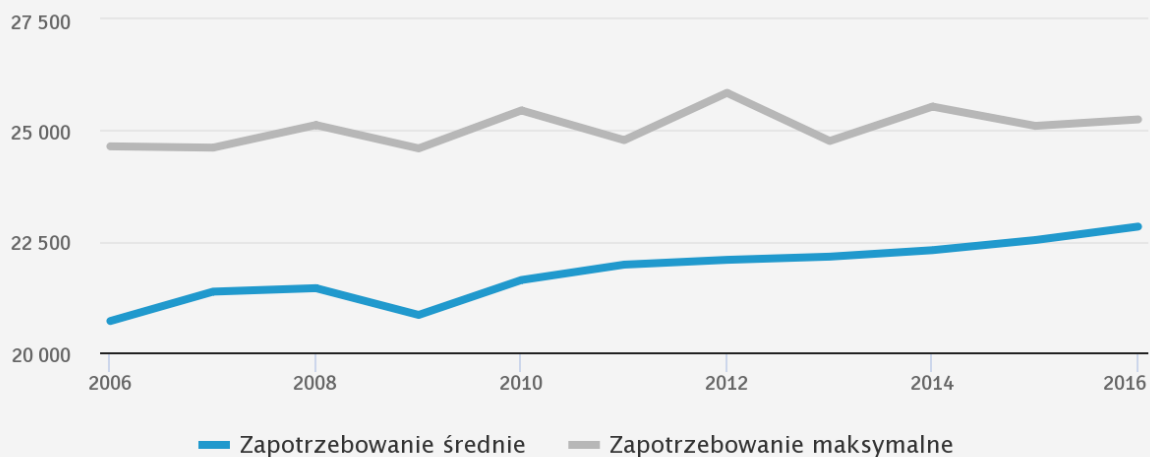
Rodzaje elektrowni	2014	2015	2016	2016
Zawodowe na węglu kamiennym	80 284	81 883	81 348	79 868
Zawodowe na węglu brunatnym	54 212	53 564	51 204	51 983
Przemysłowe	9 020	9 757	10 130	10 057
Zawodowe gazowe	3 274	4 193	5 776	7 172
Zawodowe wodne	2 520	2 261	2 399	2 767
Wiatrowe i inne odnawialne	7 256	10 114	11 769	14 005

Źródło: <https://www.pse.pl/mapa-raportow>

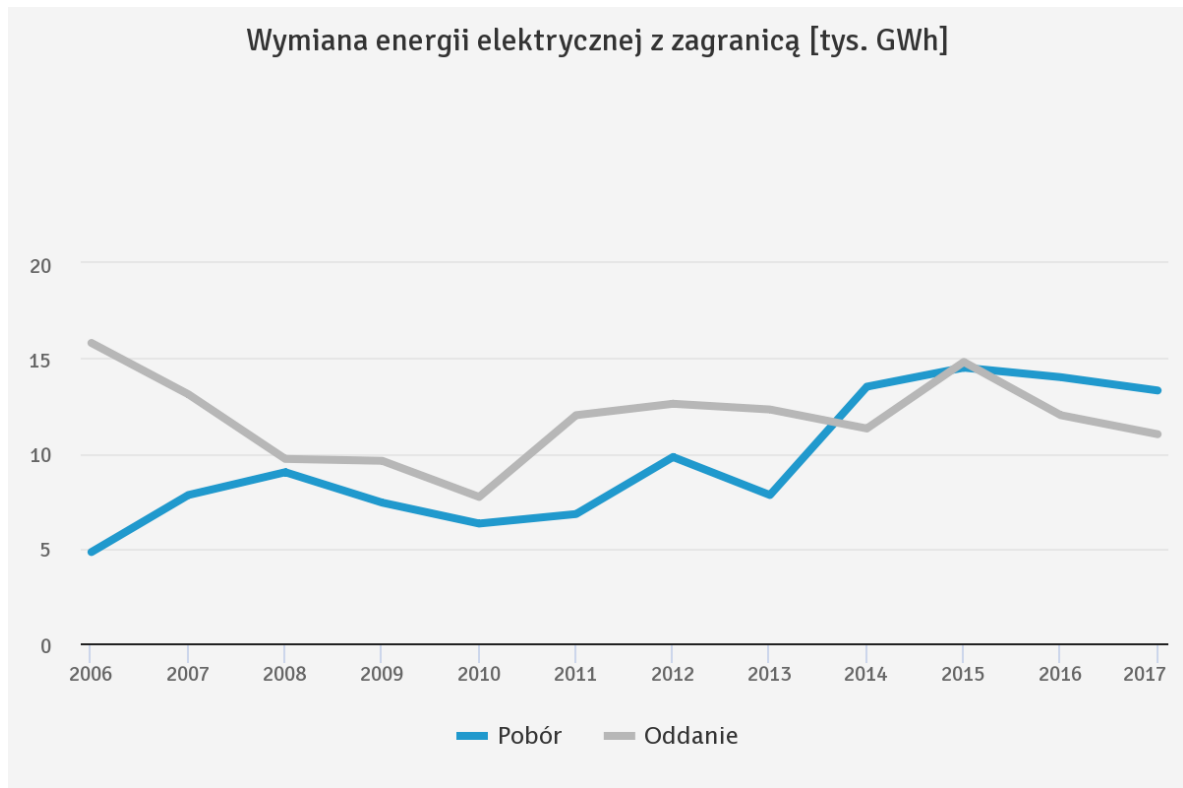
### Miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach obciążenia [MW]



### Średnie/maksymalne roczne zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach obciążenia [MW]



## Wymiana międzysystemowa



## Ceny rynkowe węgla w roku 2017

Światowe ceny węgla w roku 2017 utrzymywały się w trendzie wzrostowym kontynuując notowania na wysokich poziomach średnio rzędu 80-100 USD/t. Wyraźne wyhamowanie rynku w kwietniu czy listopadzie wynikało ze zdarzeń jednorazowych jak huragan Debbie w Australii czy typowych mechanizmów rynkowych, jakim było nasycenie rynku.

Czynnikami kształtującymi globalną dynamikę notowań cen węgla spot była niska podaż przy wzmożonym popycie krajów z obszaru Azja-Pacyfik, które to z uwagi na potrzebę taniej energii elektrycznej w rejonie Azji Południowo-Wschodniej pozostaną główną siłą napędową globalnego popytu na węgiel do 2040 roku, podaje IEA. Popyt na węgiel pozostanie wysoki przynajmniej do czasu wzrostu konkurencyjności produkcji energii z OZE lub zdolności jej magazynowania.

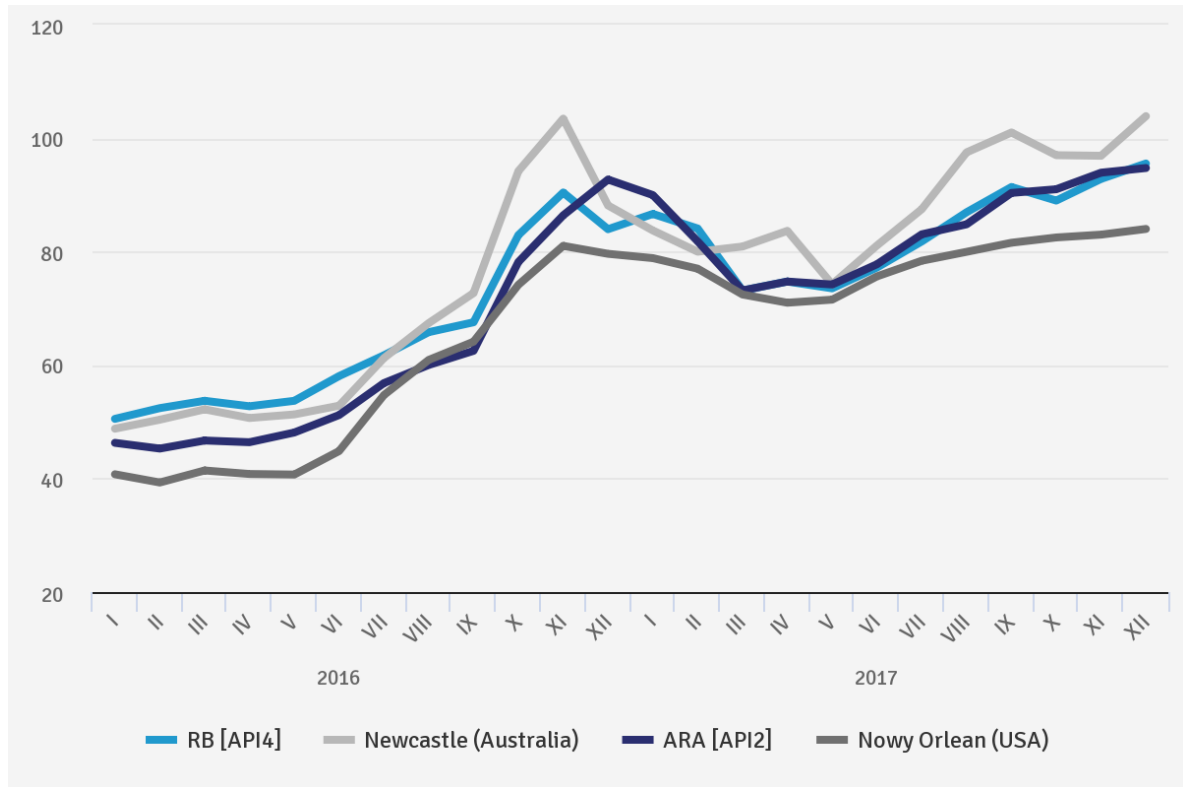
Trend odwrotny i mocno antywęglowy dominuje z kolei w obszarze Atlantyku. W europejskich terminalach węglowych cena węgla spot podążała jednak za wzrostami pochodzącymi z rynku azjatyckiego, aczkolwiek promowanie niskoemisyjnej produkcji energii i źródeł OZE powoduje, iż korelacja globalnych indeksów słabnie.

W 2017 r. średnio cena spot węgla z Newcastle, która jest wyznacznikiem dla cen węgla energetycznego na rynku azjatyckim, wzrosła o 34,5% w ujęciu rocznym i wyniosła 88,95 USD/t. Za 1 tonę węgla południowo - afrykańskiego płacono średnio o 30% więcej tj. 83,95 USD. W terminalach węglowych w obszarze ARA średnioroczna cena spot węgla wzrosła o ok. 40,1% i wyniosła 84,14 USD/t. Pomimo zaawansowanych

starań EU i obostrzeń legislacyjnych dotyczących ograniczenia produkcji z węgla, natychmiastowa rezygnacja z tego nośnika energii dla licznych krajów nie jest możliwa z dnia na dzień.

Wysokie poziomy cen na koniec roku 2017 na światowym rynku węgla, określa się jako nietrwałe.

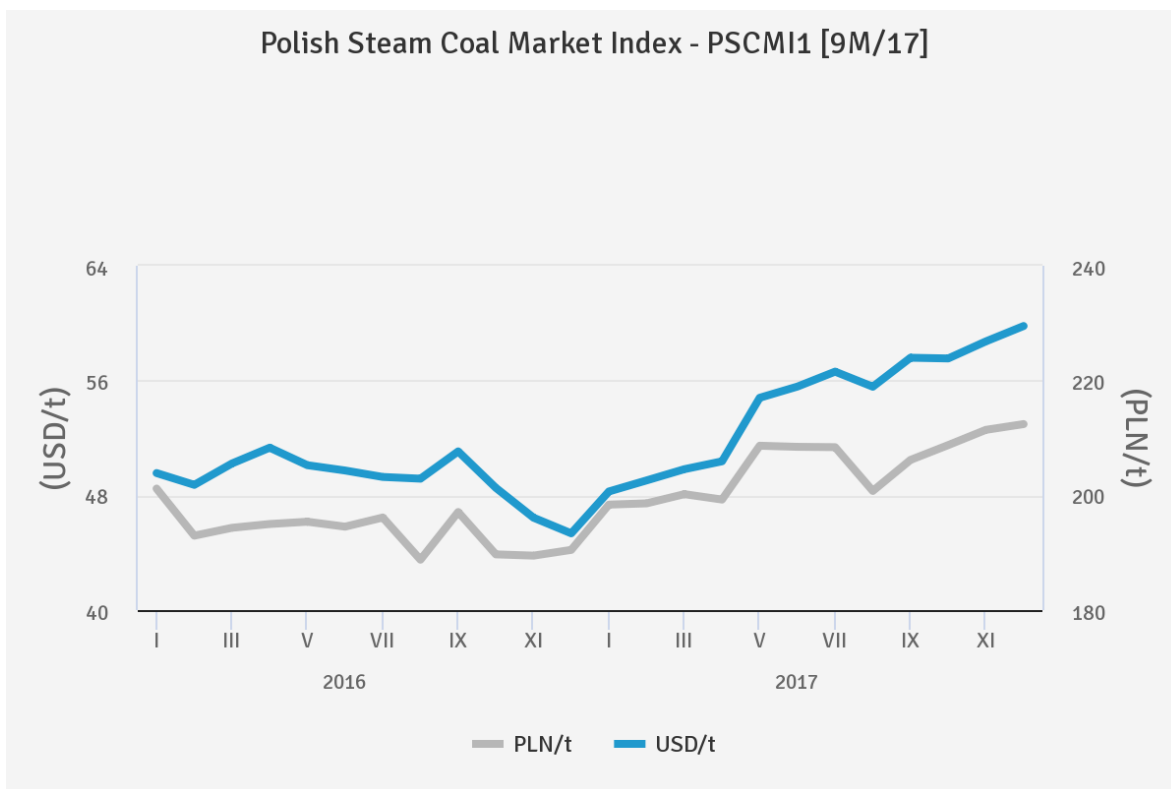
W 2018 roku spodziewany przedział korekty w dół to rząd 86-75 USD, podają źródła.



Źródło: Zestawienie własne na bazie danych globalCoal & IGSMiE PAN

Strukturalne problemy polskiego rynku węgla w roku 2017 skutkowały min. wystąpieniem luki podażowej wymuszającej konieczność zwiększenia importu węgla energetycznego o 59,8% r/r do poziomu 9,729 mln ton. Dominującymi kierunkami importu surowca pozostały Rosja 82% i Kolumbia 11%. Niższe wydobycie węgla energetycznego o 7,3% r/r na poziomie 53 mln ton, przełożyło się na systematyczny wzrost jego cen widoczny już od początku roku 2017. Dodatkowo problemy występujące na rynku transportu kolejowego w postaci nieterminowej obsługi dostaw i licznych remontów infrastruktury kolejowej, skutkowały znaczącym wzrostem ryzyka niedotrzymania minimalnych poziomów zapasu węgla przez jednostki wytwórcze w całym kraju.

W 2017 roku ceny węgla na polskim rynku znajdowały się w trendzie wzrostowym. Średnioroczny indeks PSCMI1 wzrósł o 5,4% r/r i wyniósł 9,22 zł/GJ, co przeliczeniu na USD przy średniorocznym kursie 3,78 USD/PLN wynosi ok. 54,3 USD za 1 tonę węgla. W 2017 roku wzrosła także cena miałow dla energetyki zawodowej, która płaciła średnio o 3% więcej za 1 tonę surowca tj. 9,12 zł/GJ.



## Ceny hurtowe energii elektrycznej

Średnia cena na rynku SPOT w 2017 r. była niższa o 1,0% w porównaniu do analogicznego okresu 2016 r. W szczególności ceny spadły w okresie od kwietnia do czerwca. Na ceny wpływ miały następujące czynniki:

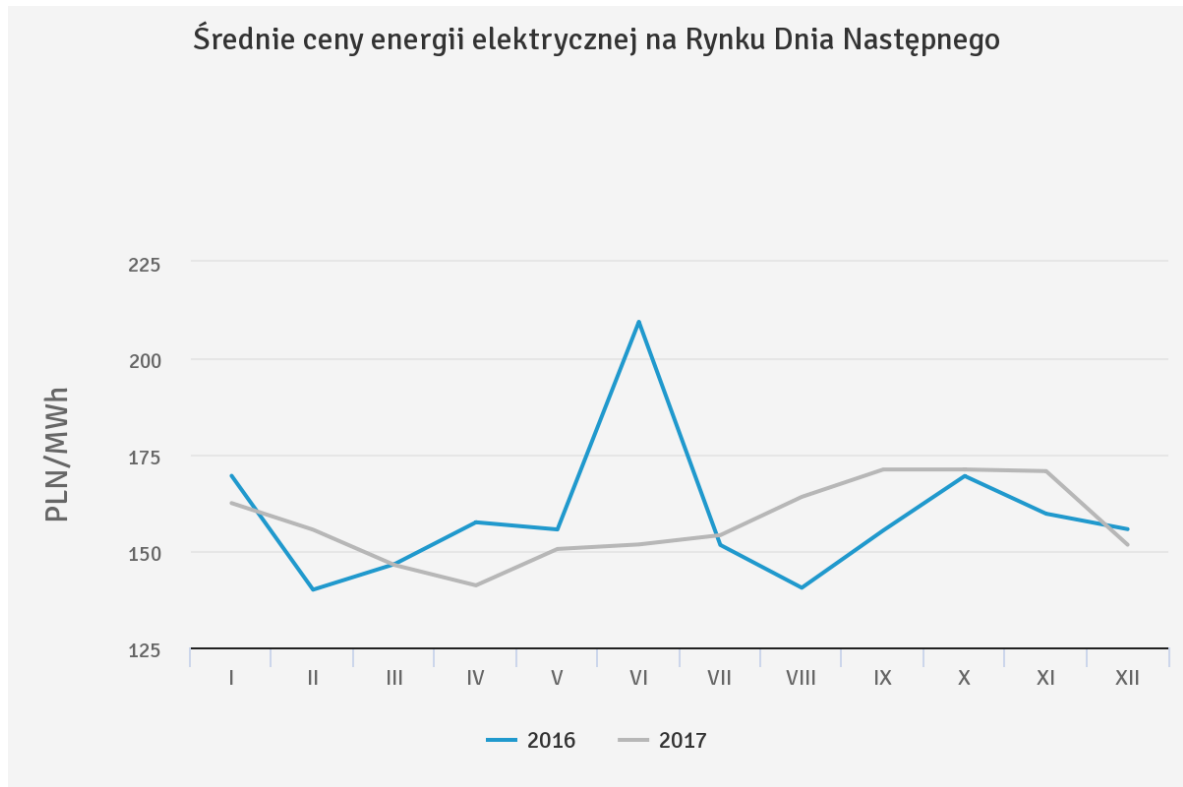
- wysoki poziom dostępnej mocy w systemie KSE,
- duże wykorzystanie generacji wiatrowej,
- stosunkowo łagodne warunki atmosferyczne,
- wzrost importu energii elektrycznej.

Tabela 1. Średnie ceny na rynku SPOT (TGE Rynek Dnia Następnego)

Okres	Średnia cena [zł/MWh ]	Zmiana [%]
2016	159,20	-
2017	157,57	-1,0%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

## Średnie ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego



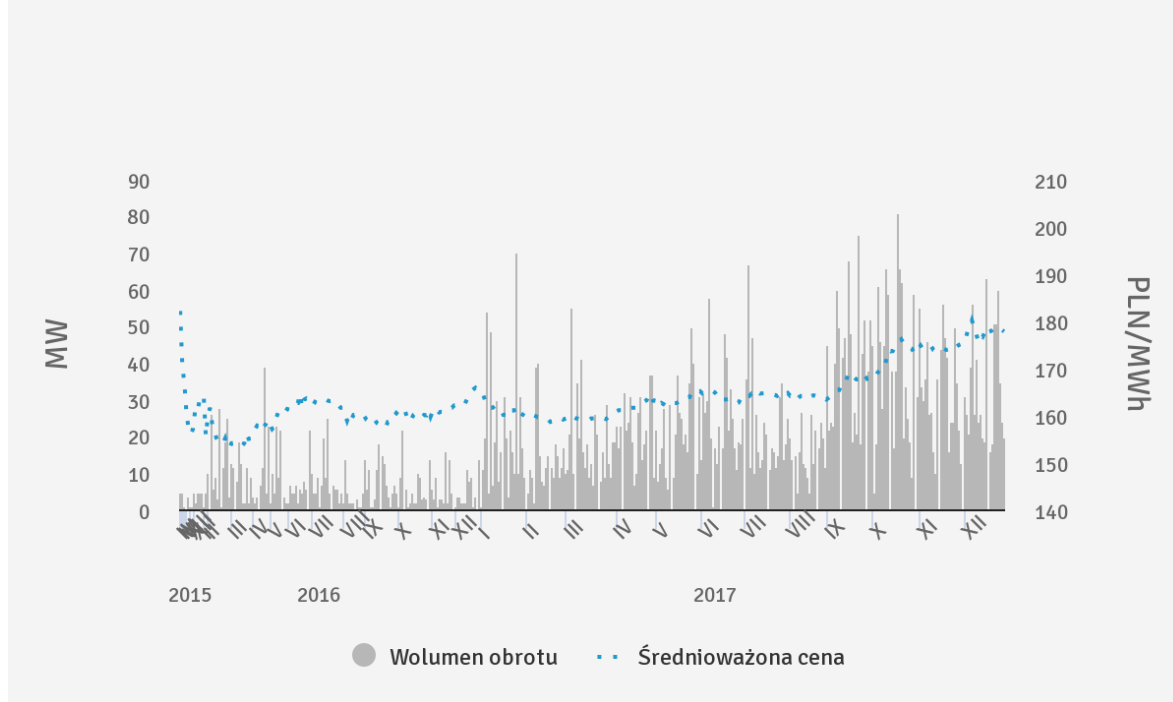
Na rynku terminowym obserwowaliśmy wzrosty cen energii elektrycznej. W trakcie okresu sprawozdawczego cena produktu BASE Y-18 wzrosła z poziomu 164,50 zł/MWh na początku stycznia do 177,65 zł/MWh na koniec 2017 r.

Tabela 2. Ceny na rynku terminowym

Produkt	Cena na koniec notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]	Średnia cena z okresu notowań [zł/MWh]	Zmiana r/r [%]
BASE Y-15	177,00	-	168,13	-
BASE Y-16	167,50	-5,4%	166,49	-1,0%
BASE Y-17	162,00	-3,3%	159,31	-4,3%
BASE Y-18	177,65	9,7%	167,00	4,8%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE i TFS.

## Ceny i wolumeny transakcji - BASE Y-18



Na rynku terminowym TGE w 2017 r. obserwuje się porównywalną płynność jak w roku poprzednim (wzrost o 1,0% w porównaniu do roku 2016 r.) Gdy porówna się obroty w okresie 2015 r., 2016 r. i 2017 r., wówczas spadek wolumenu obrotu np. dla produktu typu BASE\_Y, wynosi ok. 50%. Główną przyczyną takiego stanu rzeczy może być wygaszenie tzw. 100% obliga giełdowego związanego z kontraktami KDT.

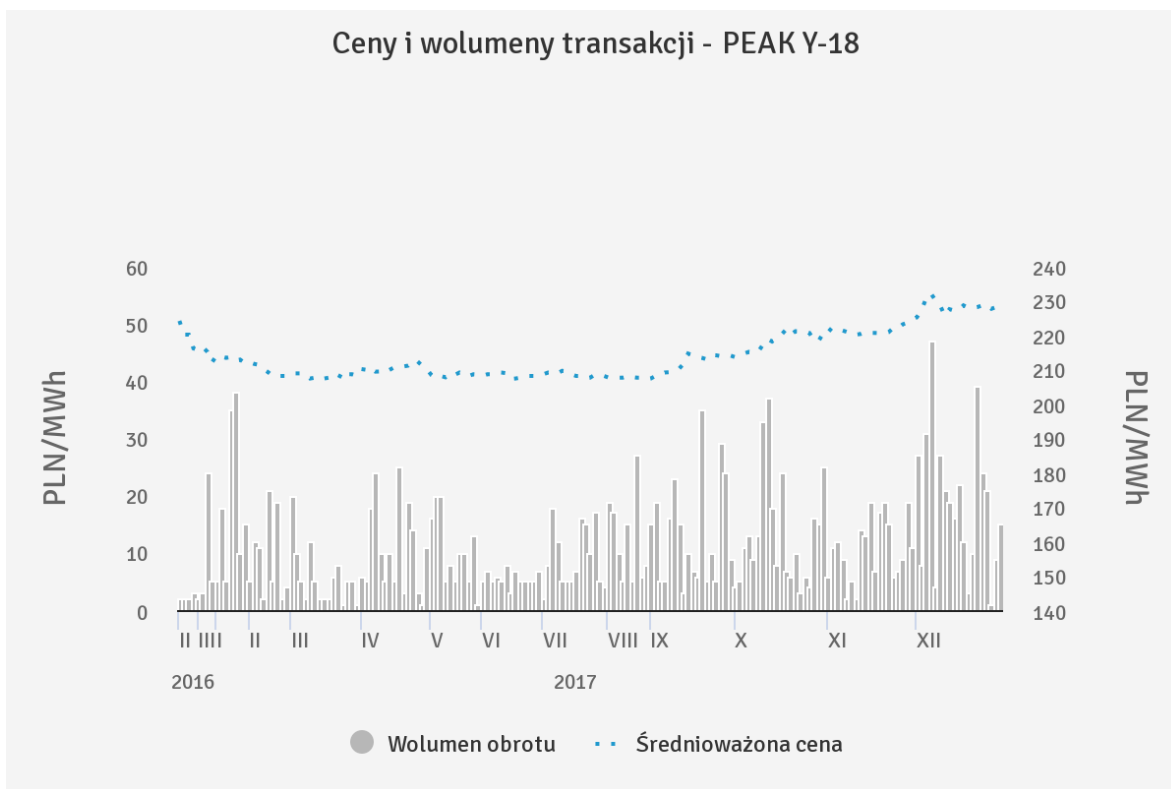
Podobnie do BASE Y-18 zmieniały się ceny PEAK Y-18. Na początku stycznia wycena rynkowa tego produktu wynosiła 214,00 zł/MWh, a na koniec 2017 r. 227,50 zł/MWh.

W trakcie 2017 r. na rynku terminowym energii elektrycznej obserwowaliśmy powolny wzrost cen. Był on powiązany m.in. z dużą zmiennością cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (rozpiętość pomiędzy max a min – 3,57 EUR/t). Duże znaczenie dla kształtowania się sytuacji na rynku miał również znacząco zmniejszony, w porównaniu do wolumenu obrotu produktem BASE Y-17 w analogicznym okresie roku poprzedniego, wolumen obrotu produktem BASE Y-18 na TGE.

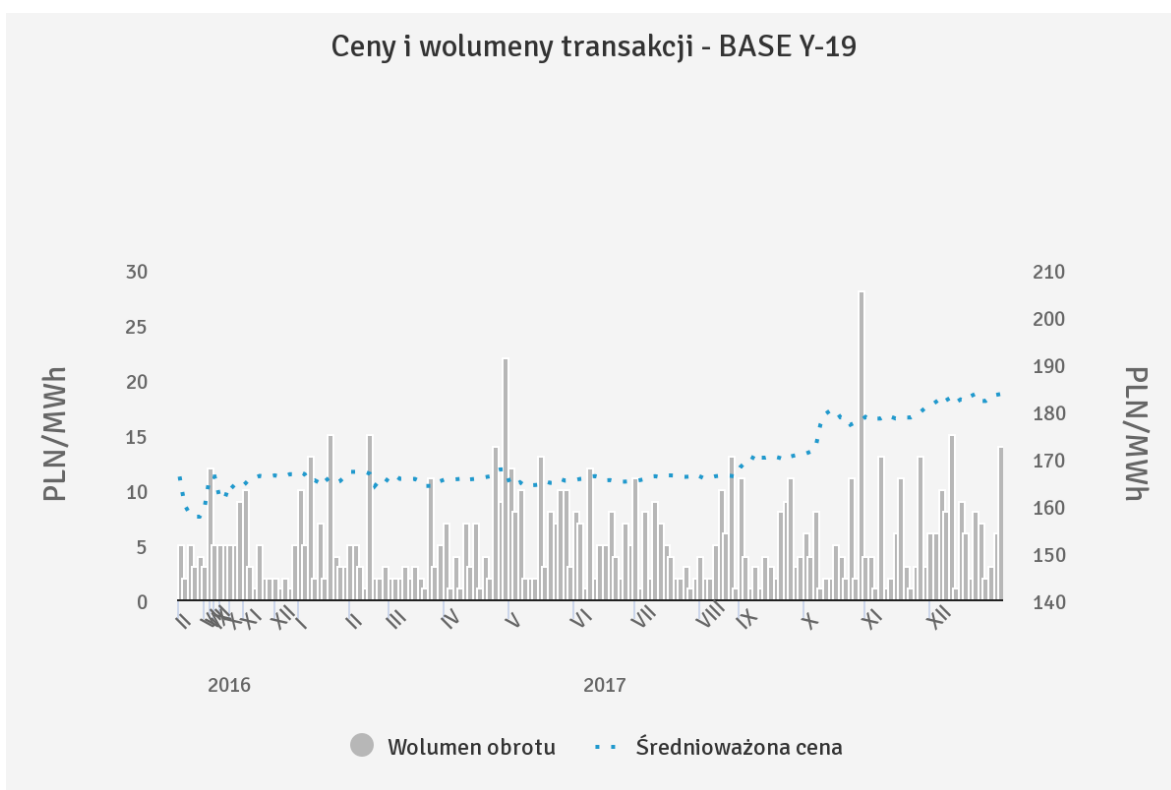
Czynnikami niepewności pozostają:

- kwestia wyjścia Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej, co może przełożyć się na ewentualne zmiany we Wspólnym Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji i kształtowania się cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA) w dłuższej perspektywie,
- kierunek zmian w systemie i wprowadzenie nowych rozwiązań (m. in. rynku mocy) w zakresie zapewniania odpowiednich poziomów mocy w KSE.

Stąd też nie można wykluczyć ewentualnych wzrostów cen o umiarkowanej sile.



W 2017 r. zawierano również transakcje na produkt BASE Y-19, jednak z uwagi na odległy horyzont dostawy wolumen obrotu był zdecydowanie niższy niż w przypadku BASE Y-18.



## Obowiązki w zakresie uzyskiwania świadectw pochodzenia energii

Zgodnie z obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym w 2017 r. zobligowane są do uzyskania i umorzenia następujących rodzajów



świadczeń pochodzenia:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone” – obowiązek na poziomie 15,4% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, nowe świadectwa ustanowione nowelizacją Ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. – obowiązek na poziomie 0,60% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem tzw. świadectwa „fioletowe” – obowiązek na poziomie 1,8% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej w jednostkach kogeneracyjnych gazowych lub o łącznej mocy zainstalowanej do 1 MW, tzw. świadectwa „żółte” – obowiązek na poziomie 7,0%,
- dla energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych, tzw. świadectwa „czerwone” – obowiązek na poziomie 23,2%
- świadectw efektywności energetycznej, tzw. świadectw „białych” – obowiązek na poziomie 1,5%

Na kolejnym slajdzie przedstawiona została struktura cenowa kontraktacji na rynku sesyjnym TGE na poszczególne prawa majątkowe w okresie styczeń – grudzień 2017 r. W analizie pominięto PM „zielone” PMOZE ze względu na brak obrotu i całkowite zastąpienie ich przez PMOZE\_A.

Tabela 3. Ceny na rynku świadectw pochodzenia (rynek sesyjny TGE)

		Średnia cena I-IVQ 2017	Zmiana do I-IVQ 2016 r.		Cena maksymalna	Cena minimalna
			%	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh
OZEX_A (PM „zielone”)		38,83	-47,3%	-34,8	61,00	21,75
OZEX_BIO (PM „błękitne”)		333,97	-	-	470,00	300,03
KGMX (PM „żółte”)	2016	123,30	1,8%	2,17	126,00	70,00
	2017	116,48	-	-	117,25	115,20
KECX (PM „czerwone”)	2016	10,59	-0,9%	-0,09	10,95	9,00
	2017	9,72	-	-	9,80	9,59
KMETX (PM „fioletowe”)	2016	62,19	0,8%	0,47	62,90	55,00
	2017	54,81	-	-	55,30	54,00
EFX (PM „białe”) <sup>1)</sup>		693,36	-29,1%	-283,98	1 270,00	290,00

<sup>1)</sup>wartości podane w jednostce zł/toe

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

## Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe

Koniec 2016 r. charakteryzował się znaczącym wzrostem cen uprawnień [EUA](#). Przyczyną tych wzrostów mogły być rosnące ceny węgla oraz energii, wysokie ceny osiągnięte na aukcjach oraz wiadomości o chęci pozostania Wielkiej Brytanii w systemie EU ETS po wejściu w życie Brexitu. Ważnym czynnikiem pro wzrostowym było również porozumienie w sprawie zmian w systemie EU ETS po 2020 r. uwzględniające m.in. wycofywanie z rynku 24% a nie 12% uprawnień przez co najmniej 4 lata funkcjonowania MSR, umorzenie 800 mln uprawnień wycofanych z rynku w ramach backloadingu oraz zwiększenie liniowego współczynnika redukcji do 2,4% (z 1,74%). Po gwałtownym wzroście cen w drugiej połowie grudnia 2016 r. nastąpiła korekta.

Na spadek cen emisji [CO<sub>2</sub>](#) na początku stycznia 2017 r. miały wpływ: wzrost wolumenu na aukcjach (przeszła obowiązywać backloading, zwiększenie wolumenu z 3,7 mln do 4,3 mln [EUA](#)) oraz niższe ceny niemieckiej energii.

Komisja Europejska zaproponowała kontynuowanie obowiązku wynikającego z emisji gazów cieplarnianych przez lotnictwo, dopóki nie zostaną podjęte ostateczne decyzje co do kształtu globalnego mechanizmu rynkowego. 15 lutego 2017 r. na posiedzeniu plenarnym w Parlamencie Europejskim zaakceptowano pakiet poprawek do projektu dyrektywy EU ETS, które pod koniec lutego br. zostały przyjęte przez Radę ds. Środowiska. Państwa członkowskie UE rozpoczęły dystrybucję darmowych uprawnień dla 2017 r.

Z najbardziej aktualnych danych o liczbie wydanych uprawnień na 2017 r., publikowanych przez Komisję Europejską, wynika, że najwięcej niewydanych uprawnień mają Włochy, Rumunia i Wielka Brytania a Malta, jako jedyne państwo, wydała już wszystkie. Zgodnie z kwietniową publikacją KE wartość zweryfikowanych emisji za 2016 r. spadła o 2,7% w stosunku do 2015 r.

KE opublikowała również dane o liczbie umorzonych uprawnień. Niemal wszystkie instalacje znajdujące się w systemie EU ETS dotrzymały terminu umorzeń emisji dla 2016 r. Ponadto, KE opublikowała aktualizację danych dotyczących przesyłu darmowych alokacji z NER (rezerwy na nowe wejścia). Od początku fazy III, tj. 2013 r., do chwili obecnej przesłano w sumie 139,9 mln uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, z czego aż 25,8 mln przekazano od stycznia 2017 r. Kolejna aktualizacja zostanie opublikowana w styczniu 2018 r.

17 sierpnia w Dzienniku Urzędowym UE opublikowano nowe, bardziej rygorystyczne, konkluzje [BAT](#), które wyznaczają wyższe niż obecnie obowiązujące normy emisji tlenków azotu, dwutlenku siarki, rtęci oraz pyłów zawieszonych m.in. w dużych elektrowniach węglowych (4 lata na dostosowanie).

W Bonn odbyła się kolejna konferencja w sprawie zmian klimatu COP23 – do najważniejszych wyników spotkania należy postęp w ustaleniu programu prac nad wdrożeniem Porozumienia paryskiego. W dniu 22 listopada UE przyjęła plan reformy handlu uprawnieniami do emisji [CO<sub>2</sub>](#) w formule, która została wypracowana na spotkaniu trójstronnym w dniu 8 listopada. Do głównych założeń reformy należy zwiększenie współczynnika redukcji z 1,74% na 2,2% począwszy od 2021 r., a także zwiększenie rezerwy stabilizacyjnej (24%).

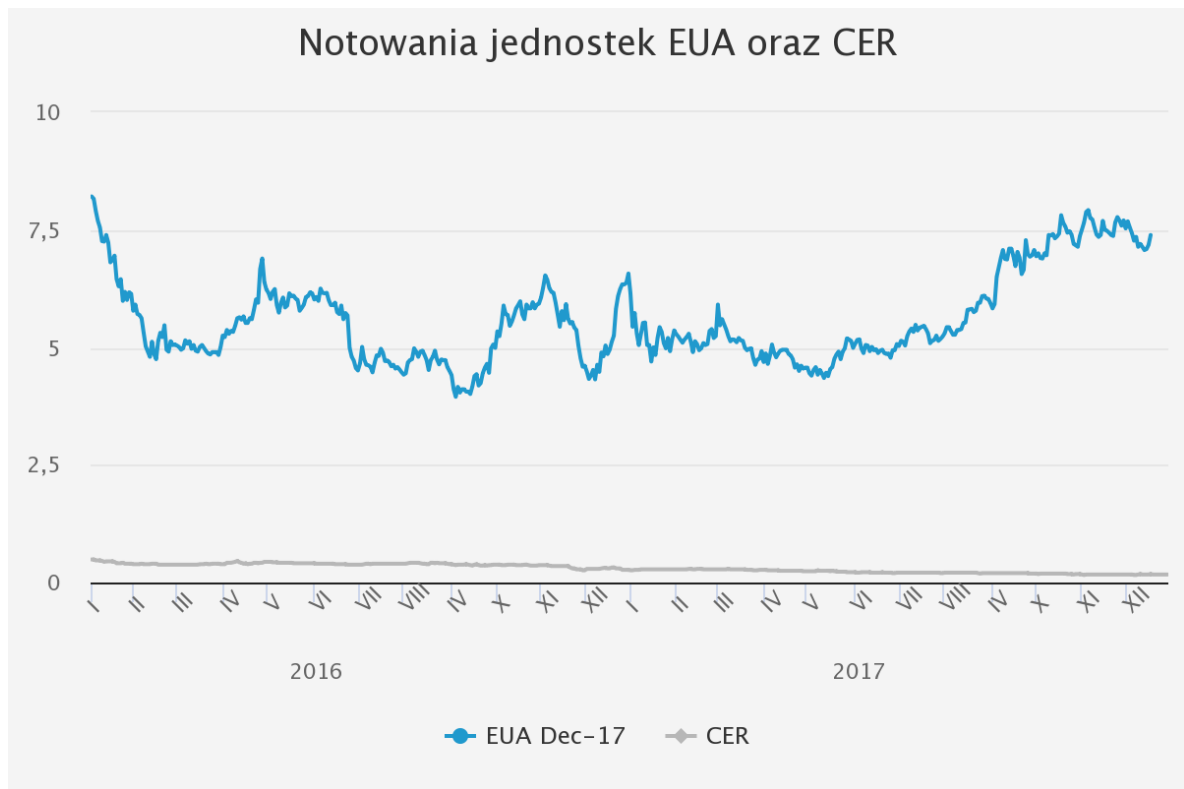
Tabela 4. Zmiana cen [EUA](#) i [CER](#)

Cena [EUR/t]				
Produkt	Początek stycznia 2017 r.	Koniec grudnia 2017 r.	Zmiana %	
<a href="#">EUA</a> Spot	6,11	8,14	33,2%	

## Cena [EUR/t]

Produkt	Początek stycznia 2017 r.	Koniec grudnia 2017 r.	Zmiana %
CER Spot	0,26	0,17	-34,6%
EUA gru-17	6,14	7,39	20,4%
CER gru-17	0,27	0,18	-33,3%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ICE.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BlueNext oraz ICE.