

Janusz Smardz, Marta Bloch-Michalik, Zakład Usług Doradczych, Agencja Rynku Energii SA

Analiza rynku hurtowego energii elektrycznej w Polsce w 2014 r.

Stagnacja zapotrzebowania na energię elektryczną, wzrost importu, rosnący poziom generacji wiatrowej przy malejącej generacji źródeł konwencjonalnych - tak w skrócie można opisać popyt i podaż energii elektrycznej w 2014 r. Pomimo wspomnianych niekorzystnych warunków rynkowych, w 2014 r. odnotowano rekordowy wolumen obrotów na parkiecie Towarowej Giełdy Energii.



Rys. 1. Miesięczne zużycie energii elektrycznej w roku 2013 i 2014 r. [GWh]
Źródło: „Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej” - Agencja Rynku Energii SA (*dane wstępne)

Opierając się na danych Agencji Rynku Energii SA, popyt na energię elektryczną w całym 2014 r. wzrósł o około 0,4% (r-d-r) i wyniósł 160,7 TWh. Głównym czynnikiem determinującym poziom zapotrzebowania na energię elektryczną w 2014 r. były warunki klimatyczne - wysokie temperatury powietrza w II i III kwartale 2014 r. (w analizowanym okresie odnotowano największy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, w 2014 r. odpowiednio o 1,0% i 1,9% r-d-r). W przypadku zimowych kwartałów 2014 r. (a więc I i IV kw.), z uwagi na umiarkowane temperatury powietrza, zapotrzebowanie na energię elektryczną było nieznacznie niższe niż w analogicznym okresie 2013 r., niwelując wzrost popytu odnotowany w miesiącach letnich.

W całym 2014 r. o blisko 25% (r-d-r) wzrosła produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, przekraczając poziom 7,7 TWh. Znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w tej technologii, determinowany był przeprowadzonymi na przestrzeni 2014 r. inwestycjami. Według danych Agencji Rynku Energii SA moc zainstalowana źródeł wiatrowych wynosiła w grudniu 2013 r. 3 399,1 MW, by w przeciągu kolejnych 12 miesięcy wzrosnąć do 3 865,1 MW (stan na koniec grudnia 2014r.).

Wzrost produkcji energii elektrycznej w źródłach wiatrowych, przy sta-

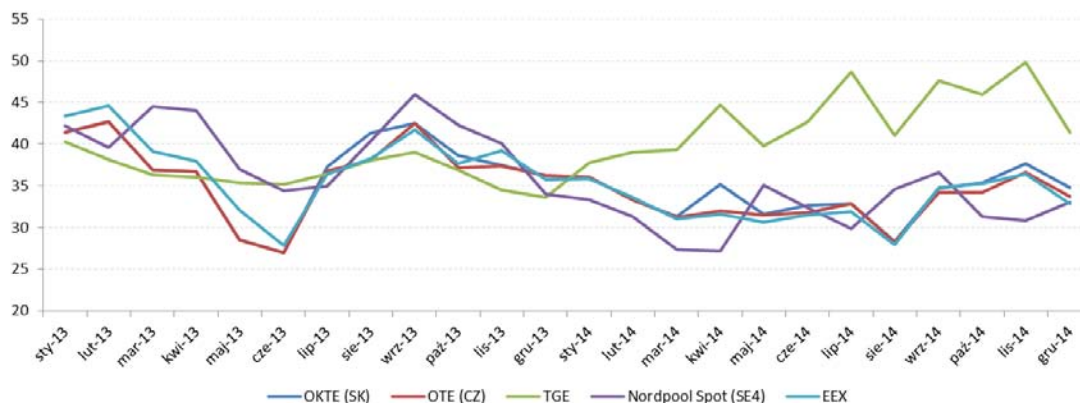
gnacji krajowego popytu doprowadził do istotnego spadku produkcji w źródłach konwencjonalnych. Według wstępnych danych, w okresie styczeń-listopad 2014, produkcja elektrowni zawodowych ciepłych obniżyła się o 5,8% r-d-r i wyniosła około 124 TWh. Spośród źródeł konwencjonalnych, największy - 7% spadek produkcji energii elektrycznej dotyczył elektrowni na węglu kamiennym (73 vs. 67,8 TWh). W przypadku najtańszych źródeł konwencjonalnych w systemie elektroenergetycznym - elektrowni na węglu brunatnym, spadek produkcji wyniósł w analizowanym okresie 5,3% r-d-r (51,7 vs. 50,0 TWh).

Pomimo teoretycznego wznowienia systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji dla tzw. dużych elektrociepłowni i elektrociepłowni gazowych (czerwonych i żółtych certyfikatów), spadek produkcji energii elektrycznej w okresie styczeń-listopad 2014 r-d-r dotyczył również elektrociepłowni zarówno zawodowych, jak i przemysłowych. Elektrociepłownie zawodowe opalane węglem kamiennym ograniczyły produkcję o 5,7% (r-d-r), gazowe o 2,9% (r-d-r), natomiast źródła przemysłowe o 2,4% (r-d-r). Jest to głównie związane z wyższymi temperaturami powietrza w I i IV kwartale 2014r., w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na obniżenie produkcji energii elektrycznej w jednostkach konwencjonal-

nych w 2014 r. był wzrost importu. W okresie styczeń-listopad 2014 do Polski wpłynęło z zagranicy blisko 2 krotnie więcej energii elektrycznej (z 6,6 TWh do 12,2 TWh). Nie należy jednak utożsamiać tej wielkości z rzeczywistym zakupem energii za granicą, gdyż w dużej części były to nieplanowane przepływy energii, spowodowane dużą generacją energii wiatrowej w Niemczech. Jest to przyczyną istotnego ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych na zasadach rynkowych, w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej. W konsekwencji sam handlowy import energii elektrycznej z Czech, Niemiec i Słowacji z tego powodu był przez większość 2014 r. silnie ograniczony.

W rezultacie jedynym regularnie udostępnianym na warunkach rynkowych połączeniem transgranicznym był SWEPOL Link. W odróżnieniu od pozostałych połączeń transgranicznych KSE, handlowy obrót energią elektryczną za pośrednictwem SWEPOL Link-u, odbywa się za pośrednictwem Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii SA. Po codziennej publikacji importowych i eksportowych zdolności przesyłowych połączenia w dobie n + 1, uczestnicy rynku po stronie polskiej składają zlecenia kupna/sprzedaży na instrumenty godzinowe RDS. Kierunek przepływu energii elektrycznej na połączeniu SWEPOL Link ustalany jest na podstawie limitów cen oraz wolumenów w zleceniach kupna/sprzedaży



Rys. 2. Porównanie cen na rynkach dnia następnego w Europie Środkowo-Wschodniej w latach 2013-2014 [EUR/MWh]
Źródło: Agencja Rynku Energii SA na podstawie danych giełdowych

złożonych po stronie polskiej i szwedzkiej. Opierając się na danych Towarowej Giełdy Energii SA, import energii elektrycznej na przekroju polsko-szwedzkim wyniósł w 2014 r. ponad 3,0 TWh (0,9 TWh w 2013 r.).

Głównym impulsem zwiększającym import energii elektrycznej w 2014 r. był czynnik ekonomiczny. Biorąc pod uwagę notowania na rynkach SPOT (dnia następnego) w Europie Środkowo-Wschodniej w 2014 r., Polska charakteryzowała się najwyższym poziomem cen.

Odmierna sytuacja występowała w 2013 r., gdy parkiet Rynku Dnia Następnego TGE SA należał do najtańszych w regionie. Świadczy o tym wolumen eksportu zrealizowanego w okresie styczeń-listopad 2013, który był o 6,7% wyższy niż w roku bieżącym (10,8 vs. 10,0 TWh). W przypadku połączenia SWEPOL Link, eksport energii elektrycznej do Szwecji wyniósł w 2014 r. niewiele ponad 100 GWh, podczas gdy w 2013 r. wielkość ta wyniosła 781 GWh. Relatywnie wysoki poziom cen na Rynku Dnia Następnego TGE SA w 2014 r. w godzinach szczytowych sprawił, iż eksport energii elektrycznej z Polski miał miejsce głównie w godzinach doliny nocnej.

Spadek generacji w źródłach konwencjonalnych wraz ze stopniowym wygasaniem kontraktów długotermino-

wych w energetyce zawodowej, spowodował spadek wolumenu energii elektrycznej bezpośrednio dostarczonego przez wytwórców na Towarową Giełdę Energii SA. Według danych Agencji Rynku Energii SA wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez energetykę zawodową na TGE SA w pierwszych III kwartałach 2014 r. zmniejszył się o 1,8 TWh (r-d-r) i wyniósł 54,4 TWh.

Pomimo wspomnianych, niekorzystnych warunków rynkowych, wolumen obrotu na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii SA wzrósł w 2014 r. o blisko 11,5 TWh r-d-r i wyniósł 187 TWh. Największy wzrost wolumenu odnotowano na Rynku Terminowym Towarowym - o blisko 8,7 TWh (z 154,3 TWh w 2013 r. do 163 TWh w 2014 r.). Wzrost wolumenu na RTT TGE SA stymulowany był między innymi zwiększoną aktywnością tradingową przedsiębiorstw obrotu. W przypadku Rynku Dnia Następnego, w 2014 r. wolumen obrotu był zbliżony do odnotowanego w 2013 r. (23,7 TWh vs. 22,2 TWh). Stosunkowo wysoki wzrost obrotów odnotowano natomiast na parkiecie Rynku Dnia Bieżącego - z 53 GWh w 2013 r. do 854 GWh w 2014 r.

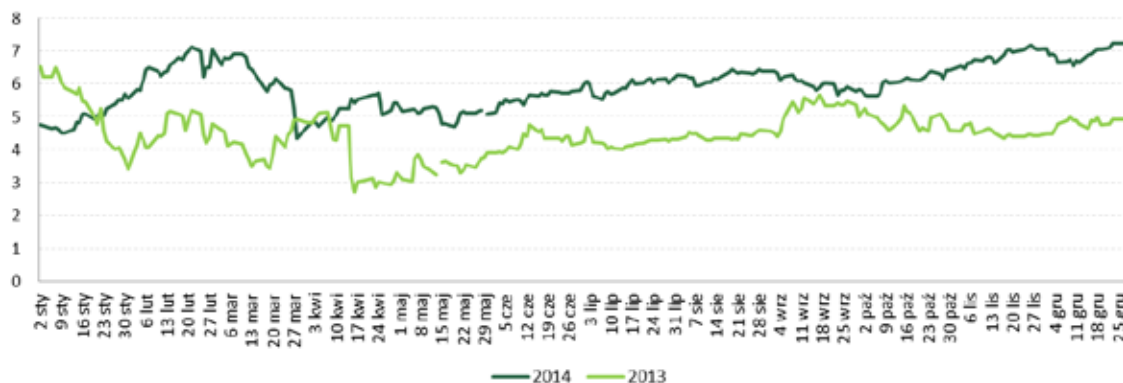
Największy wolumen obrotu w transakcjach sesyjnych w 2013 i 2014 r. na RTT TGE SA stanowiły kontrakty pasmowe typu BASE (o stałej ilości

energii elektrycznej w ciągu doby) - odpowiednio 90 i 91% całkowitego wolumenu. Udział kontraktów szczytowych typu PEAK5 (z dostawą w godzinach 8-22 w dni robocze), oscylował w 2013 i 2014 r. na poziomie około 9% całkowitego wolumenu na RTT.

Analogicznie jak w przypadku 2013 r., najpopularniejszym kontraktem notowanym na RTT TGE SA w 2014 r. był kontrakt roczny z dostawą pasmową w roku n + 1 – BASE_Y-15. W trakcie sesji giełdowych łączny wolumen obrotu na analizowanym kontrakcie wyniósł niewiele ponad 94 TWh (bez uwzględnienia przeprowadzonych aukcji). W 2013 r., obrót na analogicznym kontrakcie BASE_Y-14 był nieznacznie większy i wyniósł 95,7 TWh. W przypadku aukcji, wolumen obrotu na kontrakcie BASE_Y-15 wyniósł w 2014 r. 1,2 TWh, natomiast w 2013 r. 0,57 TWh (kontrakt BASE_Y-14).

Zarówno w 2013, jak i 2014 r. okres dostawy kontraktów terminowych obejmował najbliższe 2-3 lata, przy czym kontrakty pasmowe BASE o najodleglejszym terminie wykonania (odpowiednio w 2016 i 2017 r.), stanowiły znikomą część obrotu giełdowego (poniżej 1% całkowitego wolumenu obrotu).

Głównymi czynnikami determinującymi poziom cen najpopularniejszego kontraktu terminowego na TGE SA były notowania uprawnień do emisji dwu-



Rys. 3. Porównanie cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla na rynku SPOT niemieckiej giełdy EEX w 2013 i 2014 r. [EUR/EUA]
Źródło: Agencja Rynku Energii SA na podstawie danych giełdy EEX



Rys. 4. Porównanie cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla na rynku SPOT niemieckiej giełdy EEX oraz notowań kontraktu BASE_Y-15 na TGE SA w 2014 r.
Źródło: Agencja Rynku Energii SA na podstawie danych giełdy EEX oraz TGE

tlenku węgla, jak również występujące na Rynku Dnia Następnego i Rynku Bilansującym ekstrema cenowe.

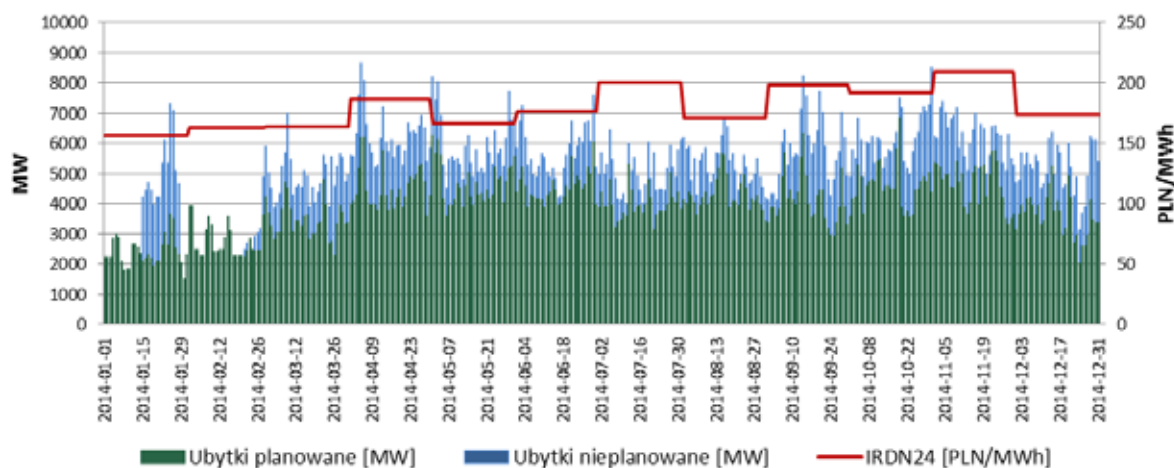
Pomimo rozpoczęcia w 2013 r. tzw. trzeciego okresu rozliczeniowego EU ETS (Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji - ang. *Emission Trading Scheme*) zakładającego pełne wdrożenie systemu aukcyjnego uprawnień do emisji dwutlenku węgla, ceny jednostek EUA (Emission Allowance Unit) na europejskich giełdach towarowych kształtowały się na stosunkowo niskim poziomie. Było to spowodowane nadpodażą uprawnień nagromadzoną na przestrzeni lat 2008-2012, a więc drugiego okresu rozliczeniowego EU ETS. Rosnąca nadpodaż uprawnień do emisji, doprowadziła do spadku cen

jednostek EUA o blisko 50% w I kwartale 2013 r. (z 6,5 EUR/EUA do około 3 EUR/EUA). Niskie ceny jednostek EUA, stały w sprzeczności z polityką energetyczno-klimatyczną Unii Europejskiej, co zmusiło Komisję Europejską do przeprowadzenia interwencji. Uchwalony na przełomie 2013 i 2014 r. tzw. backloading, odwrócił trend spadkowy na europejskim rynku carbon, co było widoczne w I kwartale 2014 r. Backloading zakładał przesunięcie puli 900 mln uprawnień przeznaczonych do rozdysponowania na aukcjach w latach 2013-2015 na późniejszy okres III okresu rozliczeniowego EU ETS. Skutki wprowadzenia backloadingu obserwowalne były na przełomie I i II kwartału 2014 r., gdy poziom cen jednostek EUA

na rynku SPOT zwiększył się z 5 do blisko 7 EUR/EUA.

Stosunkowo wysoki wskaźnik emisyjności krajowej energetyki zawodowej (wynoszący w 2013 r. 0,855 tony CO₂/MWh) powoduje, że notowania kontraktów terminowych na energię elektryczną są bardzo czułe na wahania cen uprawnień do emisji EUA. Potwierdza to korelacja notowań jednostek EUA oraz kontraktu BASE_Y-15 obserwowalna w 2014 r.

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na wycenę kontraktów notowanych na RTT TGE SA były występujące na rynku SPOT oraz rynku bilansującym ekstrema cenowe. W 2014 r., liczba godzin w których średnioważona cena z transakcji zawartych na RDN prze-



Rys. 5. Wpływ ubytków planowanych i nieplanowanych na poziom cen na rynku SPOT (średniomiesięczny IRDN24)
Źródło: Agencja Rynku Energii SA na podstawie danych TGE oraz Giełdowej Platformy Informacyjnej

kroczyła 1000 PLN/MWh wyniosła 16, natomiast poziom cen przekraczający 500 PLN/MWh odnotowano w 108 przypadkach. Dla porównania, średnioważona maksymalna cena odnotowana na RDN w 2013 r. wyniosła 339,14 PLN/MWh (1307 PLN/MWh w 2014 r.).

Głównymi przyczynami występowania ekstremów cenowych na RDN TGE SA i rynku bilansującym były istotne ubytki mocy w JWCD (planowane i nieplanowane), które w połączeniu z relatywnie wysokimi poziomami zapotrzebowania na moc KSE w okresie wiosenno-letnim powodowały obniżenie dostępnej rezerwy mocy do minimalnych wartości (często poniżej 100 MW). Dodatkowo na skutek świadczenia współpracy operatorów systemu przesyłowego w Europie Środkowo-Wschodniej następował eksport energii elektrycznej w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc, co dodatkowo potęgowało efekt wyłączeń jednostek wytwórczych.

Czynnikiem wpływającym negatywnie na ceny energii elektrycznej w 2014 r. były z pewnością ceny paliw. Z uwagi na rosnącą nadpodaż węgla kamiennego na krajowym, jak i międzynarodowym rynku, ceny tego surowca uległy znaczącemu obniżeniu. W drugiej połowie 2014 r., polski indeks węgla energetycznego (PSCMI1 publikowa-

ny przez Agencję Rozwoju Przemysłu i Towarową Giełdę Energii SA) oscylował w granicach 230-235 PLN/tona, podczas gdy rok wcześniej poziom ten wynosił 235-250 PLN/tona.

Wnioski

Podsumowując, po rekordowo niskiej wycenie kontraktu BASE_Y-14 w 2013 r. (średnioważona cena zawarta w transakcjach sesyjnych wyniosła 154,94 PLN/MWh) zarówno wytwórcy, jak i przedsiębiorstwa obrotu spodziewali się wzrostów cen energii elektrycznej. Podstawą do tych przypuszczeń były nie tylko czynniki rynkowe, ale również konieczność przeprowadzenia niezbędnych procesów inwestycyjnych (modernizacji bądź zastąpienia wyeksploatowanych jednostek wytwórczych), które przy wspomnianym poziomie cen nie miały ekonomicznego uzasadnienia. Skala wzrostu cen energii elektrycznej z dostawą w 2015 r. mogła być dla wielu zaskoczeniem (średnioważona cena BASE_Y-15 w transakcjach sesyjnych wyniosła w 2014 r. 169,25 PLN/MWh, przy stałej tendencji wzrostowej). Jednak miniony rok pokazał jakie konsekwencje niesie za sobą choćby chwilowy niedobór mocy w systemie elektroenergetycznym. Poziom cen w szczycie zapotrzebowania na

moc przekraczający 1000 PLN/MWh, oznaczał dla wielu spółek obrotu wymierne straty finansowe poniesione na bilansowaniu odbiorców końcowych. Dodatkowym skutkiem występowania ekstremów cenowych na rynku SPOT był spadek płynności na kontraktach pasmowych z krótszym okresem wykonania (np. tygodniowych BASE_W) oraz kontraktach z dostawą szczytową w dni robocze (PEAK5). W 2014 r. wolumen obrotu na analizowanych kontraktach obniżył się r-d-r odpowiednio z 1,2 TWh do 0,9 TWh oraz z 14,5 TWh do 13,8 TWh. Wynika to między innymi z większego (niż w przypadku kontraktów rocznych) ryzyka związanego z przyszłym poziomem ubytków mocy w kolejnych tygodniach, utrudniającym rzetelną wycenę kontraktu (częsta modyfikacja planów pracy jednostek wytwórczych). □