

Zbigniew GRUDZIŃSKI*

Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obligatoryjnego handlu na giełdzie energii

STRESZCZENIE. W Polsce w ostatnim okresie wystąpiły istotne zmiany w strukturze sprzedaży energii elektrycznej. W wyniku wprowadzenia tzw. „obliga giełdowego” sposób ustalania cen na rynku energii elektrycznej stał się bardziej transparentny. Ten fakt oznaczał, że wszyscy wytwórcy mieli obowiązek sprzedaży przynajmniej 15% wyprodukowanej energii na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym. W I kw. 2011 roku 57% kontraktów na sprzedaż energii była realizowana za pośrednictwem giełdy. Na TGE najdłużej funkcjonującym rynkiem jest Rynek Dnia Następnego. Rynek ten funkcjonuje od 30 czerwca 2000 roku i jest fizycznym rynkiem spot dla energii elektrycznej. Ceny na tym rynku są referencyjne (bazowymi dla innych kontraktów zawieranych na hurtowym rynku energii w Polsce).

SŁOWA KLUCZOWE: ceny energii elektrycznej, giełda energii, odbiorcy końcowi, ceny energii w UE

Wprowadzenie

W drugiej połowie 2010 roku istotne zmiany nastąpiły w strukturze sprzedaży energii elektrycznej w Polsce. Sytuację tę dobrze obrazuje porównanie przedstawione w tabeli 1. W wyniku wprowadzenia tzw. „obliga giełdowego” sposób ustalania cen na rynku energii elektrycznej stał się bardziej transparentny. Do sierpnia 2010 r. struktura sprzedaży kształtowała się następująco: około 93% była to sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu na podstawie

* Dr inż. — Instytut GSMiE PAN, Kraków; e-mail: zg@min-pan.krakow.pl

umów dwustronnych, około 6% to udział rynku bilansującego, pozostałą część stanowiła giełda energii. W 2009 roku umowy sprzedaży energii w ramach własnej grupy stanowiły aż 73% sprzedaży do przedsiębiorstw obrotu. Ta sytuacja ograniczała konkurencję na rynku energii i powodowała, że brak było ceny energii elektrycznej, którą można było uznać za referencyjną. Po wprowadzeniu zmian ustawowych struktura sprzedaży energii elektrycznej uległa zasadniczym zmianom. W tabeli 1 przedstawiono porównanie struktur sprzedaży energii elektrycznej w 2009 i 2010 roku, a także po I kw. roku 2010 i 2011 (z chwilą publikowania tych informacji nie były jeszcze dostępne dane za I półrocze 2011 r.). W tym zestawieniu widać, że obecnie najważniejszym rynkiem jest giełda energii. W prezentowanym okresie 57% kontraktów na sprzedaż energii była realizowana za pośrednictwem giełdy. To spowodowało, że obecnie na polskim rynku energii funkcjonuje cena energii elektrycznej, którą można uznać za referencyjną.

TABELA 1. Porównanie struktury sprzedaży energii elektrycznej (elektrownie i elektrociepłownie) rok 2009 do 2010 oraz I kw 2010 do I kw 2011 [%]

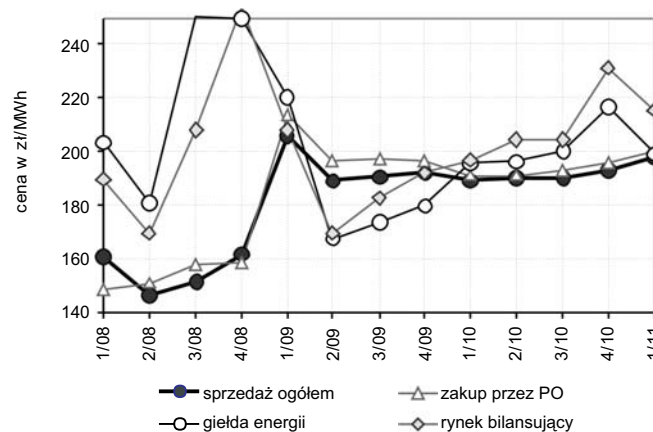
TABLE 1. Comparison of electricity sales structure (power plants and combined heat and power plants), 2009 to 2010 and Q1 of 2010 to Q1 of 2011 [%]

Wyszczególnienie		Porównanie rok do roku		Porównanie I kw do I kw	
		2009	2010	2010	2011
Razem		100,0	100,0	100,0	100,0
w tym do:	PO	92,3	88,9	92,7	37,4
	w tym Odb. końc. – z własnej grupy	73,0	66,4	66,5	19,2
	Odb. końc. – umowy sprzedaży	1,0	0,6	0,5	0,3
	Odb. końc. – umowy kompleksowe	0,2	0,3	0,2	0,2
	Rynek giełdowy	0,2	4,3	0,5	57,0
	w tym Rynek Terminowy Towarowy (RTT)	–	–	–	45,8
	Rynek bilansujący	6,2	6,0	6,0	3,9

Źródło: [8]

1. Ceny energii elektryczne na giełdzie

Na rysunku 1 przedstawiono zmiany ceny energii elektrycznej (od I kwartału 2008 r.) na wybranych segmentach rynku: sprzedaż ogółem (sprzedaż przez wszystkie przedsiębiorstwa wytwórcze energetyki zawodowej), zakup przez przedsiębiorstwa obrotu (PO). Jak widać z przedstawionego porównania zróżnicowanie cen do połowy 2009 r. było bardzo duże. W tym okresie ceny energii elektrycznej na poszczególnych segmentach rynku energii



Rys. 1. Kwartalne zmiany cen energii elektrycznej na wybranych segmentach rynku energii

Źródło: opracowanie własne na podstawie [9]

Fig. 1. Quarterly changes in electricity prices with respect to selected market segments

różniły się o ponad 100 zł/MWh. Strukturę sprzedaży energii elektrycznej w ostatnich trzech latach przedstawiono w tabeli 2. W latach 2008–2010 energia elektryczna wytwarzana przez elektrownie i elektrociepłownie była niemal w całości sprzedawana na rynku hurtowym [2, 7]. Główną formą handlu były kontrakty dwustronne. W ramach tych kontraktów sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu (PO) była na poziomie 88–90% całości sprzedaży, rynek bilansujący miał udział na poziomie około 6%, a odbiorcy końcowi to około 1,5–2%. Udział giełdy był niewielki i do czasu wprowadzenia tzw. „obliga giełdowego” nie przekraczał 0,5%. Sprzedaż pozostała to inni odbiorcy oraz eksport [3, 4, 5, 6].

TABELA 2. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej – wytwórcy

TABLE 2. Electricity sales with respect to market segments (power generation sector)

Rok	Odbiorcy końcowi	PO	Giełda	Rynek bilansujący	Pozostałe	Razem
Struktura sprzedaży [TWh]						
2008	2,6	124,3	0,3	9,1	0,7	137,0
2009	3,0	126,1	0,3	8,5	2,0	139,9
2010	2,1	125,4	6,0	8,5	0,1	142,1
Struktura sprzedaży [%]						
2008	1,9	90,7	0,2	6,6	0,5	100
2009	2,1	90,1	0,2	6,1	1,4	100
2010	1,5	88,2	4,2	6,0	0,1	100

Źródło: opracowanie własne na podstawie [10]

Gięda energii do połowy 2010 r. była traktowana przez wytwórców marginalnie – jej udział w obrocie energią elektryczną był na tyle niski, że cena z tego segmentu rynku nie mogła być traktowana jako cena referencyjna. Bardzo dużo zmieniło się od sierpnia 2010 r. na skutek zmian wprowadzonych w ustawie Prawo Energetyczne. W nowelizacji z dnia 8 stycznia 2010 r. wprowadzono m.in. tzw. „obligo giełdowe”. Ten fakt oznaczał, że od sierpnia 2010 r. wszyscy wytwórcy mieli obowiązek sprzedaży przynajmniej 15% wyprodukowanej energii na giełdach towarowych (w rozumieniu ustawy z dnia 29.10.2000 o giełdach towarowych) lub na rynku regulowanym (w rozumieniu ustawy z dnia 29.07.2005) [1]. Przedsiębiorstwa wchodzące w skład grup energetycznych i mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o „likwidacji KDT-ów” są zobowiązane do sprzedaży 100% wytworzonej energii przez giełdę lub w drodze otwartego przetargu. Ustawa określiła również kilka wyjątków zwolnienia z takiego handlu (np. energia wytworzona w źródłach odnawialnych, w kogeneracji, na potrzeby własne, w źródłach małej mocy itp.).

Aby spełnić wymogi ustawy przedsiębiorstwa wytwórcze były zmuszone do zwiększenia sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie energii. Obecnie jedyną giełdą tego typu w Polsce jest Towarowa Giełda Energii (TGE). Głównymi udziałowcami TGE są: Skarb Państwa –22,3%, PGE SA (wraz ze swoimi spółkami) –21%, spółki kontrolowane przez Zygmunta Solorza (Elektrim SA, ZE PAK SA, Elektrim Volt SA) –21,1%, E.ON –10% i Vattenfal Poland Sp. z o.o. –6,8%. W lipcu br. akcjonariusze posiadający 80% akcji TGE podpisali list intencyjny w sprawie sprzedaży wspólnej akcji spółki. Największe zainteresowanie przejściem TGE wyraża obecnie Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie (GPW) oraz skandynawska giełda energii Nord Pool.

Na Towarowej Giełdzie Energii najdłużej funkcjonującym rynkiem jest **Rynek Dnia Następnego (RDN)**. Rynek ten funkcjonuje od 30 czerwca 2000 r. i jest fizycznym rynkiem spot dla energii elektrycznej. Ceny na tym rynku są referencyjne (bazowe) dla innych kontraktów zawieranych na hurtowym rynku energii w Polsce .

Dwa najważniejsze kontrakty to Base oraz Peak, dla którego wskaźnikowymi cenami są indeksy IRDN i sIRDN. TGE definiuje te indeksy w sposób następujący [14]:

- ✧ IRDN określany jest jako średni ważony obrotem kurs ze wszystkich kontraktów o terminie wykonania jedna godzina doby z rynków N-1 oraz N-2 dla tej samej daty dostawy,
- ✧ sIRDN określany jest jako średni ważony obrotem kurs ze wszystkich kontraktów o terminie wykonania jedna godzina doby z godzin od 8 do 22 (tzw. szczyt europejski).

Drugim ważnym rynkiem są **kontrakty terminowe (RTT)**. Rynek Terminowy Towarowy został uruchomiony 19 listopada 2008 r.

Obecnie na RTT do obrotu wprowadzone zostały cztery rodzaje instrumentów ze względu na ich termin wykonania:

- ✧ tygodniowy (BASE_W) i (PEAK5_W),
- ✧ miesięczny (BASE_M) i (PEAK5_M),
- ✧ kwartalny (BASE_Q) i (PEAK5_Q),
- ✧ roczny (BASE_Y) i (PEAK5_Y).

Obrót kontraktami prowadzony jest wyłącznie w systemie notowań ciągłych. Kontrakty terminowe realizowane na RTT pozwalają wyznaczyć cenę energii elektrycznej w dłuższym

horyzoncie czasowym (na TGE do trzech lat do przodu), co stwarza istotne przesłanki cenowe dla inwestorów, którzy planują budowę nowych mocy wytwórczych. Sprzedawcom energii i dużym odbiorcom pozwalają prognozować ceny i optymalizować swoje koszty sprzedaży/zakupu energii elektrycznej.

Kolejnym rynkiem uruchomionym na TGE są **aukcje energii elektrycznej**. Głównym celem wprowadzenia tego nowego segmentu jest umożliwienie zakupu bądź sprzedaży dużych wolumenów energii elektrycznej w dłuższym okresie czasu (kwartał, rok). Wprowadzenie tego instrumentu umożliwiło wytwórcy spełnienie wymogu wynikającego z nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne.

Ze względu na bardzo znaczny wzrost obrotów na rynku aukcji energetycznych w drugiej połowie 2010 r., transakcje te zostały poddane kontroli Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Celem było sprawdzenie przejrzystości transakcji. Wytwórcy sprzedając energię elektryczną muszą bowiem zapewnić publiczny równy dostęp wszystkim odbiorcom działającym na rynku. Ten fakt reguluje Prawo energetyczne. W przypadku aukcji może się okazać, że dla jakiegoś zlecenia złożonego przez przedsiębiorstwo obrotu jedyną ofertą jest ta złożona przez producenta z tej samej grupy energetycznej. Transakcja taka spełniałaby nowy wymóg prawa, ale tylko formalnie, gdyż obrót energią odbyłby się między spółkami należącymi do tej grupy. Nowe uregulowania zostały wprowadzone między innymi po to, aby zredukować handel energią między spółkami funkcjonującymi w ramach tej samej grupy. Z oświadczenia Prezesa TGE wynika jednak, że do takich transakcji na giełdzie nie dochodzi.

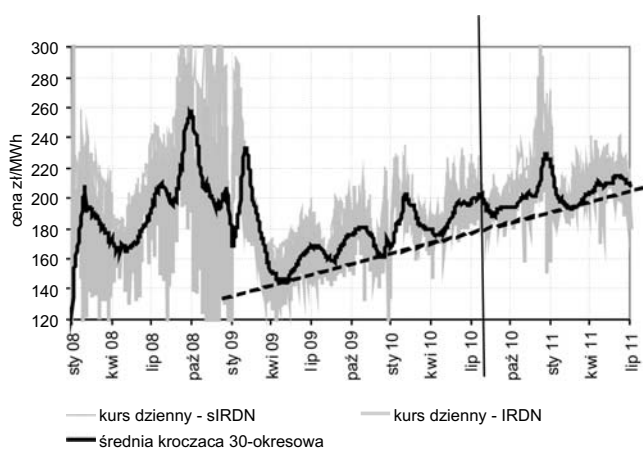
Na TGE funkcjonują również inne rynki; do najważniejszych z nich zaliczyć można: Rynek Praw Majątkowych, Rynek Upnień do Emisji CO₂ i Rynek Dnia Bieżącego.

Pod koniec 2010 r. nastąpiło połączenie polskiego i skandynawskiego rynku energii poprzez tzw. mechanizm „Market Coupling”, dzięki któremu moc dostępna na połączeniu stałoprądowym 600 MW łączącym Polskę i Szwecję (SwePol Link) udostępniona została członkom Towarowej Giełdy Energii oraz skandynawskiej giełdy – Nord Pool.

Od 11 grudnia 2010 r. handel energią odbywa się również na Giełdzie Papierów Wartościowych. GPW odkupiła bowiem udziały w Platformie Obrotu Energią Elektryczną (POEE) od Polskiej Grupy Energetycznej (a dokładniej: od należącej do grupy PGE spółki Elbis). GPW dokonała tej transakcji (za 15 mln zł) wraz z Krajowym Depozytem Papierów Wartościowych oraz spółką WSEInfoEngine SA.

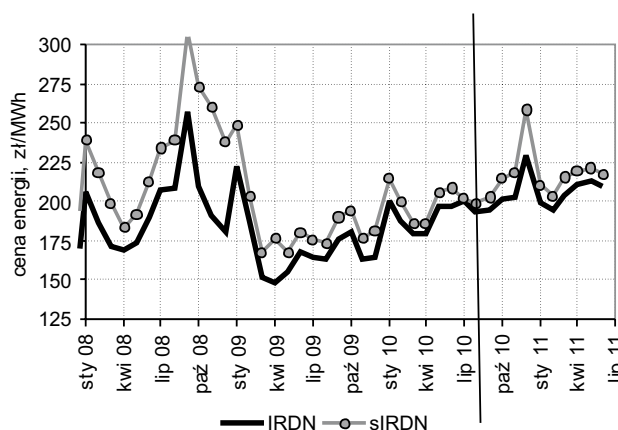
Nowy rynek giełdowy, pod nazwą – POEE Rynek Energii GPW – jest miejscem zawierania transakcji dla wszystkich kategorii uczestników rynku energii, w tym producentów, spółek obrotu i odbiorców końcowych. Ma on dawać możliwość dokonywania zarówno bieżących zakupów i sprzedaży energii elektrycznej z realizacją w krótkiej, 4-dniowej perspektywie na Rynku Dobowo-Godzinowym, jak też zawierania transakcji z dłuższym terminem realizacji (do roku) na Rynku Terminowym Energii Elektrycznej [15]. Docelowo platforma umożliwi także obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii odnawialnej oraz uprawnieniami do emisji CO₂. Rozliczenia transakcji zawieranych na POEE RE GPW prowadzone są przez Giełdową Izbę Rozrachunkową Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych (GIR KDPW). Nowa giełda jest konkurencją wobec obecnie działającej Towarowej Giełdy Energii. Warto wspomnieć, że Polska jest jedynym krajem w UE, w którym działają dwie giełdy energii.

Na rysunku 2 przedstawiono zmiany średnich cen i obroty energią elektryczną w notowaniach dziennych (w okresie od 1 stycznia 2008 r. do końca czerwca 2011 r.), jak i uśrednionych (do tzw. średniej 30-okresowej), co pozwala w bardziej czytelny sposób zilustrować występujące tendencje zmian. Z kolei na rysunkach 3 i 4 pokazano notowania i obroty (RDN) w ujęciu miesięcznym. Na rysunkach linią pionową zaznaczono okres od kiedy weszło w życie tzw. „obligo giełdowe”. Ceny od kwietnia 2009 r. mimo okresowych spadków są w tendencji wzrostowej. W ciągu ponad dwóch lat ceny na giełdzie wzrosły z poziomu około 148 do prawie 210 zł/MWh w czerwcu 2011 r. Ceny w tym okresie wzrosły o ponad 40%, a obroty prawie siedmiokrotnie.



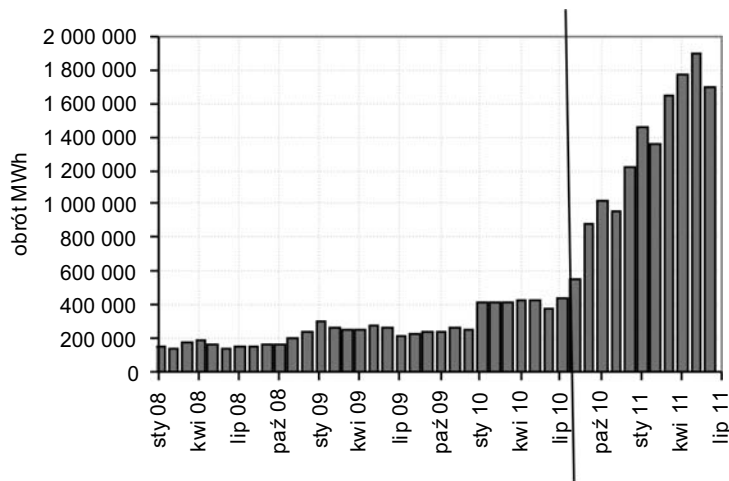
Rys. 2. Dzienne ceny energii elektrycznej na giełdzie energii (TGE)

Fig. 2. Daily electricity prices in the Polish Power Exchange



Rys. 3. Miesięczne ceny energii elektrycznej na giełdzie energii (TGE)

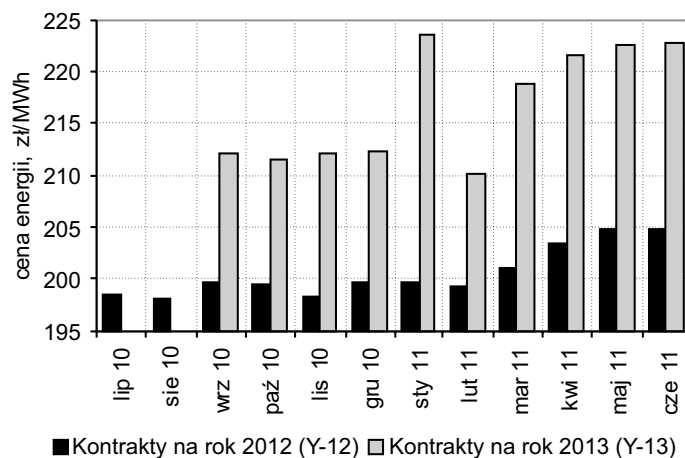
Fig. 3. Monthly electricity prices in the Polish Power Exchange



Rys. 4 Obrót na RDN na giełdzie energii (TGE – dane miesięczne)

Fig. 4. Day-Ahead-Market electricity trade in the Polish Power Exchange (monthly data)

Średnie ceny w kontraktach na 2012 r. (w II kwartale 2011 r.) są od około 4,6 zł/MWh do 8,8 zł/MWh wyższe od notowań bieżących na RDN, natomiast notowania na rok 2013 kształtują się na poziomie wyższym o około 12,8–16,1 zł/MWh. Te kontrakty obejmują dostawę energii we wszystkich godzinach doby w roku 2012 i 2013. Porównanie cen w kontraktach terminowych na rok 2012 i 2013 na RTT w ostatnich 12 miesiącach przedstawiono na rysunku 5. Kontrakty *base* na 2013 r. notowane są na TGE dopiero od września 2010 r.



Rys. 5. Średnie miesięczne ceny kontraktów terminowych typu *base* na rok 2012 i 2013 notowanych na TGE

Fig. 5. Average monthly prices of the base-type future contracts for 2012 and 2013 (Polish Power Exchange)

Koniec 2010 roku i rok 2011 to bardzo dynamiczny wzrost obrotów na TGE. W tabeli 3 zestawiono wielkości obrotu na giełdzie w rozbiciu na rynek dnia następnego (RDN) oraz rynek terminowy towarowy (RTT) w TWh w 2011 r.

TABELA 3. Wielkość obrotu na giełdzie w rozbiciu na rynek dnia następnego (RDN) oraz rynek terminowy towarowy (RTT) [TWh]

TABLE 3. Trade of electricity with respect to the Day-Ahead-Market and Commodity Derivatives Market [TWh]

Rok 2011	Obrót ogółem	RDN	RTT
Styczeń	2,25	1,47	0,78
Luty	3,21	1,36	1,84
Marzec	10,96	1,65	9,31
Kwiecień	13,75	1,78	11,97
Maj	11,92	1,90	10,02
Czerwiec	13,35	1,70	11,65

Źródło: opracowanie własne na podstawie [12, 14]

W ocenie giełdy (TGE), wzrost obrotów przyczynia się do zwiększenia znaczenia tego rynku w kreowaniu cen na polskim rynku energii elektrycznej. Indeks bazowy tworzony jest na podstawie coraz większego wolumenu i coraz większej liczby transakcji. Ma to istotne znaczenie w związku z planem uruchomienia rynku finansowego, dla którego instrumentem bazowym będzie cena kreowana na RDN. Warto zaznaczyć, że w połowie 2011 r. udział wszystkich kontraktów zawieranych na TGE (średnia) stanowi już około 70% w łącznym godzinowym zapotrzebowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) na energię elektryczną. Rynek RDN cały czas umacnia swoją pozycję i jego średni miesięczny udział kształtuje się na poziomie około 15% w godzinowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną KSE.

W tabeli 4 zestawiono porównanie średniej ceny *spot* energii elektrycznej (w EUR/MW·h) na rynku polskim, niemieckim, czeskim i skandynawskim w 2011 r.

2. Ceny energii elektrycznej u odbiorców końcowych

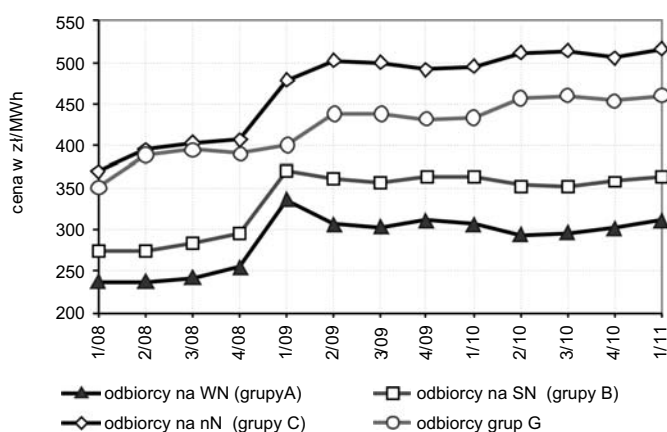
Poziom cen energii u odbiorców końcowych jest oczywiście inny niż na giełdzie. Na rysunku 6 przedstawiono porównanie zmian cen sprzedaży energii odbiorcom końcowym w okresie I kwartał 2008 do I kwartał 2011 r., natomiast w tabeli 5 pokazano udziały opłaty za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjnej w cenie energii dla odbiorców końcowych w 2010 r. oraz zmianę tych cen w porównaniu do 2009 roku.

TABELA 4. Porównanie cen spot energii elektrycznej (w EUR/MWh) w 2011 r.

TABLE 4. Comparison of electricity spot prices (EUR/MWh), 2011

Rynek	I'11	II'11	III'11	IV'11	V'11	VI'11
Polski	48,8	48,3	49,9	51,7	54,2	52,8
Niemiecki	ok. 50,1	50,9	54,5	51,6	56,8	52,3
Czeski	ok. 47,8	50,0	53,1	52,4	56,6	52,4
Skandynawski	70	64,5	–	53,9	54,5	48,4

Źródło: opracowanie własne na podstawie [11]



Rys. 6. Kwartalne zmiany cen energii elektrycznej u odbiorców końcowych (bez VAT)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [8]

Fig. 6. Quarterly changes of final consumers electricity prices (excluding VAT)

Ceny sprzedaży na rynku detalicznym są ściśle powiązane z cenami hurtowymi. Na cenę dla odbiorcy końcowego istotny wpływ mają także systemy wsparcia dla energii pochodzącej z OZE i wysokosprawnej kogeneracji. W 2010 r. nastąpiło zróżnicowanie dynamiki zmian cen i opłat energii u odbiorców. Średnia cena sprzedaży energii i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych, posiadających umowy kompleksowe, wzrosła w 2010 r. o 3,4%. W tej cenie wzrost opłat za energię wyniósł tylko 0,7%, natomiast opłata dystrybucyjna wzrosła o 8,2%. Największe wzrosty dotyczyły cen sprzedaży dla odbiorców grupy G (o 6,2%) i grupy C (o 2,5%). W przypadku gospodarstw domowych głównym czynnikiem wpływającym na wzrost cen był wzrost opłat za energię o 8%. Dla dużych odbiorców (WN i SN) w tym czasie nastąpił spadek cen, który był wynikiem spadku cen sprzedaży energii elektrycznej.

W 2010 roku dla wszystkich odbiorców końcowych opłata dystrybucyjna stanowiła około 1/3 kosztów zakupu energii elektrycznej. W przypadku gospodarstw domowych

TABELA 5. Udział opłaty za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjnej w cenie energii dla odbiorców końcowych

TABLE 5. The shares of electricity price and distribution charge in the total electricity payments

Odbiorcy energii elektrycznej		Udział w cenie sprzedaży w 2010 r		Zmiana cen 2009/2010		
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna	średnia cena	opłata za energię e.	opłata dystrybucyjna
Ogółem odbiorcy		62,8%	37,2%	3,4%	0,7%	8,2%
z tego:	odbiorcy na WN (grupy A)	78,3%	21,7%	-4,2%	-5,1%	-0,8%
	odbiorcy na SN (grupy B)	74,0%	26,0%	-1,5%	-3,1%	3,2%
	odbiorcy na nN (grupy C)	58,9%	41,1%	2,5%	-0,2%	6,5%
	odbiorcy grup G	55,7%	44,3%	6,2%	8,0%	4,0%
	w tym: gospodarstwa domowe	55,6%	44,4%	6,4%	8,2%	4,1%

dystrybucja stanowi prawie połowę kosztów w cenie energii elektrycznej. W dalszym ciągu energia dla tego sektora odbiorców jest taryfowana, w związku z czym ceny muszą być zatwierdzane przez Prezesa URE.

3. Porównanie cen energii elektrycznej w wybranych krajach UE

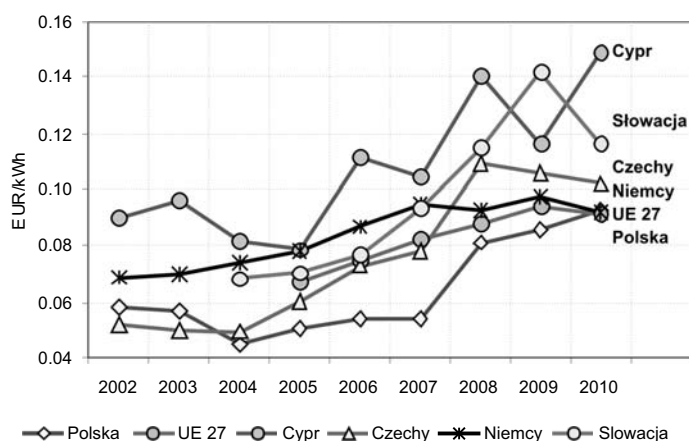
Poniżej na wykresach zilustrowano porównanie średnich cen energii elektrycznej dla wybranych grup odbiorców w krajach Unii Europejskiej. Do porównania wybrano dwie grupy odbiorców finalnych, dla których są już dostępne dane za cały rok 2010: średniej wielkości odbiorców przemysłowych oraz gospodarstwa domowe.

Eurostat następująco definiuje te grupy odbiorców oraz sposób doboru danych o cenach:

- ✧ średniej wielkości odbiorcy przemysłowi (grupa Ic) – odbiorcy o rocznym zużyciu energii w zakresie 500–2000 MW·h; średnie ceny dla danego roku przyjmuje się na podstawie średnich dla danego kraju za pierwsze półrocze, ceny w EUR/kW·h bez podatków (przed 2007 rokiem jako statystyczne ceny roczne przyjmowano ceny krajowe z 1 stycznia, a do grupy „średniej wielkości odbiorcy przemysłowi” zaliczano odbiorców o rocznym zużyciu energii 2000 MW·h – wówczas grupa ta nosiła symbol Ie),
- ✧ gospodarstwa domowe średniej wielkości (grupa Dc) – odbiorcy o rocznym zużyciu energii w zakresie 2500–5000 kW·h; średnie ceny dla danego roku przyjmuje się na podstawie średnich dla danego kraju za pierwsze półrocze, ceny w EUR/kW·h bez podatków (przed 2007 rokiem jako statystyczne ceny roczne przyjmowano ceny krajowe

z 1 stycznia, a do grupy „średniej wielkości gospodarstwa domowe” zaliczano odbiorców o rocznym zużyciu energii 3500 kW·h).

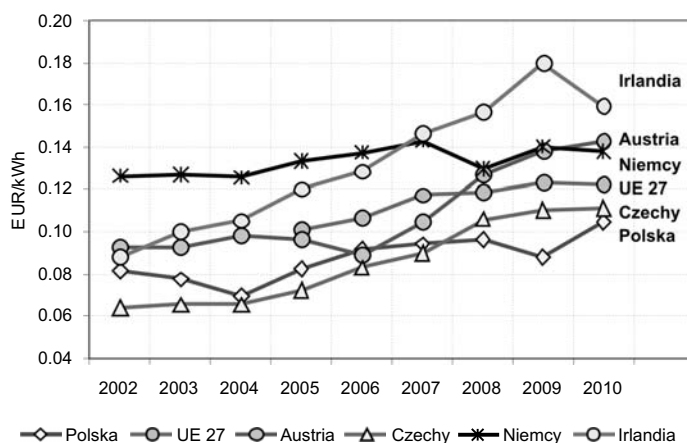
Na rysunkach 7 i 8 pokazano zmienność cen energii dla omawianych grup odbiorców w ostatnich dziewięciu latach (2002–2010) – dla kilku wybranych krajów. Przedstawiono ceny dla Polski oraz dla najbliższych krajów sąsiedzkich, średnią UE 27, a dla krajów o najwyższych w UE cenach dla danych grup odbiorców (odpowiednio były to: Cypr i Irlandia).



Rys. 7. Średnie ceny energii elektrycznej dla średnich odbiorców przemysłowych w wybranych krajach Unii Europejskiej w latach 2002–2010

Źródło: opracowanie własne na podstawie [13]

Fig. 7. Average electricity prices for the medium industrial consumers (selected EU countries), 2002–2010

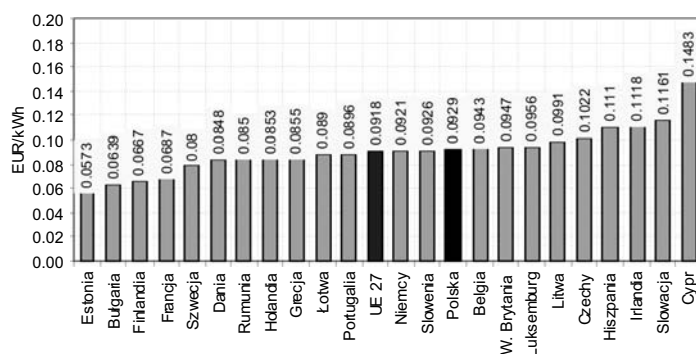


Rys. 8. Średnie ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w wybranych krajach Unii Europejskiej w latach 2002–2010

Źródło: opracowanie własne na podstawie [13]

Fig. 8. Average electricity prices for households (selected EU countries), 2002–2010

Na rysunku 9 zaprezentowano porównanie średnich cen energii elektrycznej w 2010 r. dla średnich odbiorców przemysłowych w krajach Unii Europejskiej, dla których były dostępne dane.



Rys. 9. Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla średnich odbiorców przemysłowych w krajach Unii Europejskiej w 2010

Źródło: opracowanie własne na podstawie [13]

Fig. 9. Comparison of average electricity prices for the medium industrial consumers (EU countries), 2010

Podsumowanie

W 2011 r. nastąpiła zmiana w strukturze sprzedaży energii elektrycznej. Do połowy 2010 r. większość energii elektrycznej była sprzedawana na podstawie kontraktów dwustronnych, z których większość była zawierana w ramach tej samej grupy energetycznej. Dzięki nowelizacji prawa energetycznego wytwórcy zostali zobowiązani do sprzedaży części energii elektrycznej na giełdach towarowych, na rynku regulowanym. Ta sytuacja spowodowała zwiększenie płynności rynku energii oraz zdecydowaną poprawę przejrzystości zawieranych transakcji. Głównym miejscem w Polsce, które spełnia wymogi formalne nowelizacji Prawa energetycznego jest Towarowa Giełda Energii. Obrót na giełdzie jeszcze w 2009 r. był na poziomie 0,3%, w 2010 był to już poziom 4,3%, natomiast po I kwartale 2011 r. transakcje sprzedaży na giełdzie stanowią już 57% całości obrotów na rynku energii elektrycznej. Dwa najważniejsze rynki na TGE to rynek dnia następnego oraz rynek terminowy towarowy. Obecnie indeksy giełdowe na najważniejszych rynkach – dzięki znacznemu zwiększeniu obrotów – mogą spełniać kryteria cen referencyjnych dla całego rynku energii.

Od kwietnia 2009 r. ceny energii na giełdzie cały czas są w tendencji wzrostowej, mimo sporadycznych spadków cen. Ceny w tym okresie wzrosły o ponad 40%. Rozpiętość cen energii elektrycznej między poszczególnymi segmentami bardzo zmalała. Obecnie najwyższe ceny są na rynku bilansującym. Podstawowym czynnikiem kształtującym poziom

cen są popyt i podaż, które w przypadku energii elektrycznej podlegają dużej sezonowości. Produkcja energii elektrycznej w Polsce obecnie drugi rok z rzędu rośnie po trzyletnich spadkach w latach 2007–2009.

W 2010 roku produkcja była o 2,6% niższa od produkcji w roku 2006, która wyniosła 161,7 TWh [16]. W pierwszym półroczu roku 2011 notowany jest wzrost produkcji energii o 5% i zużycia o 2,1% przy wzroście PKB około 4,2%. Głównym czynnikiem sprzyjającym wzrostowi produkcji w 2011 r. jest znaczny wzrost eksportu o prawie 9%, przy równoczesnym spadku importu energii o 36%. Czynnikiem sprzyjającym był poziom cen na polskiej giełdzie, który w porównaniu z rynkiem czeskim, niemieckim i skandynawskim oferował niższe ceny energii.

Ceny energii u odbiorców końcowych najbardziej wzrosły w gospodarstwach domowych, dla odbiorców na wysokim i średnim napięciu w tym okresie ceny spadły. W 2010 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych były jedne z najniższych w UE, natomiast ceny energii elektrycznej dla średniego przemysłu są bardzo zbliżone do poziomu cen średnich w UE 27.

Literatura

- [1] ELŻANOWSKI F., 2010 – Prawny model zabezpieczenia wdrożenia obowiązkowego publicznego obrotu energią. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki – nr 4(72), Wyd. URE Warszawa.
- [2] GRUDZIŃSKI Z., 2010 – Konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego. Polityka Energetyczna t. 13, z. 2. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 157–171.
- [3] KAMIŃSKI J., 2009 – Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym. Polityka Energetyczna t. 12, z. 2/2. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 229–242.
- [4] KAMIŃSKI J., 2010 – Modelowanie systemów energetycznych – ogólna metodyka budowy modeli. Polityka Energetyczna t. 13, z. 2. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 219–226.
- [5] KRYSA Z., 2010 – Obliczanie i kształtowanie się spreadów na rynkach energii. Polityka Energetyczna t. 13, z. 2. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 281–292.
- [6] Kryzia D., 2010 – Analiza struktury wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem metod analizy portfelowej. Polityka Energetyczna tom 13, z. 2. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 293–310.
- [7] MIKOŁAJUK H., 2011 – Sprzedaż i wyniki finansowe elektroenergetyki w roku 2010 (www.cire.pl).
- [8] ARE – Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego. Biuletyn kwartalny za lata 2010–2011.
- [9] ARE – Sytuacja w Elektroenergetyce. Biuletyn kwartalny za lata 2009–2011.
- [10] Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki nr 2(76)/2011. Wyd. URE, Warszawa.
- [11] Polska Energia numery 1–8/2011. Wyd. Tauron PE, Katowice.
- [12] Raport miesięczny – PoIPX Monthly Report. Towarowa Giełda Energii (numery: za lata 2008–2011).

Strony internetowe

- [13] <http://epp.eurostat.ec.europa.eu> (Eurostat)
- [14] www.tge.pl (Towarowa Giełda Energii)
- [15] www.poee.gpw.pl (Rynek Energii GPW - POEE)
- [16] www.min-pan.krakow.pl/zaklady/zrynek/cf_web.htm (Fakty: Węgiel – Energetyka w Polsce)

Zbigniew GRUDZIŃSKI

Electricity prices: the obligatory trade via power exchange context

Abstract

In the recent years the structure of electricity sales in Poland has changed significantly. As a result of the introduction of the obligatory sales of certain share of electricity via commodity exchange scheme, the electricity price creation process has become more transparent. In fact, all power producers are obliged to sell at least 15% of their production via commodity exchanges or on the regulated market. In the 1st quarter of 2011, 57% of contracts for electricity sales were made via the power exchange. The longest running market in the TGE is the Day-Ahead Market. This market is a physical spot market for electricity and has been functioning since the 30th of June 2000. Prices in this market are the reference (base) prices for other contracts concluded in the Polish wholesale electricity market.

KEY WORDS: electricity prices, power exchange, final consumers, electricity prices in EU