

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

- stan na 31 marca 2012 r.

Raport TOE

Warszawa, 30 kwietnia 2012 r.

SPIS TREŚCI:

I. Wprowadzenie	3
II. Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 kwietnia 2011 r. do 31 marca 2012 r.....	4
1. Utrzymanie obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE taryf (sprzedaży energii elektrycznej) w grupach taryfowych G	7
2. Prace nad procedurą zmiany sprzedawcy, generalną umową dystrybucji oraz umową kompleksową.....	8
3. System wsparcia OZE i kogeneracji	11
4. Uwarunkowania handlu giełdowego w polskich realiach rynku energii elektrycznej	14
5. Rozporządzenie REMIT na rynku polskim.....	16
6. Efektywność energetyczna – kluczowe aspekty prawne w Polsce	18
7. Wpływ rynku uprawnień do emisji CO ₂ na rynek energii elektrycznej.....	19
8. Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty	23
P.1. Projekt nowej ustawy Prawo energetyczne	24
P.2. Projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii	25
P.3. Nowa architektura rynku energii elektrycznej w Polsce.....	27
P.4. Znaczenie nowych trendów rozwoju elektroenergetyki (prosumentów, mikrogeneracji, inteligentnych liczników i inteligentnych sieci energetycznych) dla polskiego rynku energii elektrycznej	28
P.5. Dokumenty i działania unijne dotyczące rynków finansowych, które będą miały wpływ na rynek energii w Polsce.....	30
III. Kształtowanie się cen energii elektrycznej	32
1. Rynek Dnia Następnego	32
2. Rynek terminowy.....	34
IV. Propozycje działań krótko- i długoterminowych.....	36
V. Zastosowane skróty i oznaczenia.....	37
VI. Materiały źródłowe	38
VII. Rada Zarządzająca TOE XI kadencji.....	40
VIII. Zespół ds. opracowania raportu na temat rynku energii elektrycznej w Polsce	41

I. WPROWADZENIE

Raport „RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2012 r.”, zwany dalej także *Raportem TOE 2012* lub *Raportem*, podsumowuje kluczowe zdarzenia, jakie miały miejsce na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 kwietnia 2011 r. do 31 marca 2012 r.

Podobnie jak w przypadku trzech poprzednich raportów, opracowywanych od 2009 roku [26][29][33], zakres merytoryczny *Raportu TOE 2012* koncentruje się głównie na obszarach charakterystycznych dla działalności Towarzystwa Obrotu 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 I Raportu skomentowane zostały działania, które z punktu widzenia TOE miały istotny wpływ na rynek energii elektrycznej w omawianym okresie.

W roku 2011 oraz na początku 2012 zostało przyjętych, lub jest w fazie szerokich dyskusji, kilka istotnych, zdaniem TOE, dokumentów formalno-prawnych oraz projektów, dokumentów i materiałów, które mają - i w kolejnych latach będą miały - znaczący wpływ na rynek energii elektrycznej w Polsce, w tym w szczególności na obszar obrotu energią elektryczną. W rozdziale II *Raportu TOE 2012* zespół autorski scharakteryzował i ocenił (z punktu widzenia sektora obrotu) najważniejsze z tych dokumentów i materiałów. W porównaniu z poprzednimi Raportami [26][29][33] każdy z wniosków został rozszerzony o ocenę wpływu danego zagadnienia na rozwój rynku.

Rozdział III, analogicznie jak w latach poprzednich, opisuje kształtowanie się cen energii elektrycznej w analizowanym w *Raporcie* okresie.

W rozdziale IV zawarto propozycje działań w krótko- i długoterminowym horyzoncie czasowym, które zdaniem TOE należałoby podjąć w zakresie dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce.

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

W rozdziale VII zaprezentowany został skład Rady Zarządzającej TOE XI kadencji, natomiast w rozdziale VIII skład zespołu autorskiego.

Raport TOE 2012 został opracowany na podstawie danych oraz wiedzy zespołu autorskiego wg stanu na 31 marca 2012 r.

Raport, zgodnie z ustaleniami z 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 KWIECIA 2011 R. DO 31 MARCA 2012 R.

Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 kwietnia 2011 r. do 31 marca 2012 r. przedstawiono poniżej w syntetycznym zestawieniu tabelarycznym.

Analogicznie jak w przypadku poprzednich Raportów [26][29][33], zestawienie obejmuje głównie tematykę obrotu energią elektryczną w obszarze rynku hurtowego, rynku 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 i dystrybucję.

W dalszej części rozdziału przedstawiono charakterystykę i ocenę poszczególnych działań.

Tabela 1. Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 kwietnia 2011 r. do 31 marca 2012 r.

Lp.	Wpływ na obszar rynku Działania [1-8]/plany [P1-P5]	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny ¹	Wymiana międzysystemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
1	Utrzymanie obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE taryf (sprzedaży energii elektrycznej) w grupach taryfowych G	-	N	-	-	-	N	+/-	7
2	Prace nad procedurą zmiany sprzedawcy, generalną umową dystrybucji oraz umową kompleksową	+	+	+/-	N	+	N	+	8
3	System wsparcia OZE i kogeneracji	+/-	+	N	+	-	N	-	11
4	Uwarunkowania handlu giełdowego w polskich realiach rynku energii elektrycznej	+	-	N	+	+	N	+	14
5	Rozporządzenie REMIT na rynku polskim	+/-	+/-	N	+/-	+	N	+	16
6	Efektywność energetyczna – kluczowe aspekty prawne w Polsce	+	+	+	+	-	N	+/-	18
7	Wpływ rynku uprawnień do emisji CO ₂ na rynek energii elektrycznej	+/-	-	N	+/-	N	N	+/-	19
8	Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty	+/-	+/-	N	+/-	N	+	N	23

¹ sprzedaż energii do odbiorców końcowych

Lp.	Wpływ na obszar rynku Działania [1-8]/plany [P1-P5]	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny ¹	Wymiana między-systemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
P1	Projekt nowej ustawy Prawo energetyczne	+	+	+/-	+	+	+	+	24
P2	Projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii	+/-	-	+/-	N	+/-	N	+	25
P3	Nowa architektura rynku energii elektrycznej w Polsce	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	27
P4	Znaczenie nowych trendów rozwoju elektroenergetyki (prosumentów, mikrogeneracji, inteligentnych liczników i inteligentnych sieci) dla polskiego rynku energii elektrycznej	+	+	+/-	+	+	N	+	28
P5	Dokumenty i działania unijne dotyczące rynków finansowych, które będą miały wpływ na rynek energii w Polsce	+/-	+/-	N	+/-	+	N	+	30

Legenda:

N – neutralne;

„-” – negatywny wpływ;

„+” – pozytywny wpływ;

„+/-” różne wpływy, w zależności od przyjętej perspektywy czasowej lub podgrupy odbiorców.

Kolorem czerwonym oznaczono działania będące kontynuacją zagadnień opisanych w Raporcie TOE 2011.

Kolorem niebieskim oznaczono propozycje/plany wprowadzenia określonych rozwiązań, które przedstawiono do 31 marca 2012 r.

1. Utrzymanie obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE taryf (sprzedaży energii elektrycznej) w grupach taryfowych G

W roku 2011 Prezes URE w dalszym ciągu nie skorzystał z możliwości, jaką daje mu obowiązujące Prawo energetyczne [12], i nie dokonał liberalizacji rynku energii w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych, będących stroną umów kompleksowych zawartych ze sprzedawcami z urzędu. Umowy te nadal rozliczane są na podstawie cen zatwierdzanych przez Prezesa URE, co powoduje, że nie odzwierciedlają one realnej wartości sprzedawanej energii.

Podobnie jak w latach poprzednich, ceny przyjęte w zatwierdzanych na 2011 rok taryfach były nadal niższe od cen rynkowych. Poziom cen sprzedaży energii elektrycznej na 2012 rok, pomimo wzrostu ceny energii konwencjonalnej przyjmowanej do kalkulacji taryf, w dalszym ciągu stanowi barierę rozwoju rynku energii elektrycznej w tym segmencie.

Ponadto, Prezes URE w dalszym ciągu wykorzystuje niekorzystny dla spółek obrotu mechanizm zatwierdzania taryf, zgodnie z którym brak zatwierdzenia taryfy oznacza konieczność prowadzenia rozliczeń na podstawie dotychczasowej taryfy.

Utrzymywanie cen dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych na poziomie niepokrywającym kosztów powoduje, że od kilku lat nie nadążają one za rynkowymi wskaźnikami cenowymi. Im później więc nastąpi uwolnienie tego segmentu rynku, tym będzie to trudniejsze. Warto także podkreślić, że uwolnienie cen energii elektrycznej w grupie gospodarstw domowych doprowadzi do rzeczywistej konkurencji, rozwoju rynku i jego transparentności.

Przykładem rozwoju rynku przy braku regulacji cen energii jest segment odbiorców przemysłowych i biznesowych, dla którego ceny nie są regulowane od połowy 2007 roku. Od momentu uwolnienia cen liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w tym segmencie, wzrosła z 85 na koniec 2008 roku do 29 061 na koniec lutego 2012 roku. Pozostali odbiorcy, kupujący energię elektryczną w ramach TPA w liczbie 20 732, to odbiorcy grupy G. Mając na uwadze łączną liczbę odbiorców w tym segmencie, wynoszącą ponad 13 mln, to nadal niewiele.

Podobnie jak przed rokiem, mamy do czynienia ze swoistym „błędnym kołem”. Powodem braku konkurencji w segmencie gospodarstw domowych jest utrzymywanie obowiązku zatwierdzania taryf dla tego segmentu na poziomie odbiegającym od rzeczywistości ponoszonych kosztów przez spółki obrotu, co blokuje składanie konkurencyjnych ofert przez innych sprzedawców na rynku. Z kolei brak realnej konkurencji w tym obszarze jest powodem, dla którego Prezes URE broni stanowiska o utrzymaniu obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

Dostrzegając, podobnie jak Prezes URE, konieczność zapewnienia ochrony odbiorcom wrażliwym oraz zapobiegania wykluczeniu energetycznemu, TOE włączyło się aktywnie

w działania, których realizacja jest warunkiem uwolnienia rynku w grupie gospodarstw domowych. Mają one na celu stworzenie jednolitych reguł świadczenia usług kompleksowych, a polegają na ustaleniu treści wzorców umowy kompleksowej oraz generalnej umowy dystrybucyjnej [19], umożliwiającej świadczenie takich usług w ramach TPA. TOE deklaruje uczestnictwo również w innych działaniach, które mogłyby doprowadzić do ochrony odbiorców wrażliwych i zapobieżenia energetycznemu wykluczeniu.

Wnioski

Towarzystwo Obrót Energią podtrzymuje apel o jak najszybsze pełne uwolnienie rynku energii elektrycznej w Polsce, poprzez podjęcie ze strony Prezesa URE decyzji dotyczącej zwolnienia wszystkich spółek obrotu z obowiązku przedkładania do zatwierdzania taryf w grupie gospodarstw domowych. Utrzymywanie zatwierdzania taryf w grupach taryfowych G (jak podkreślaliśmy w poprzednich edycjach Raportu [26][29][33]):

- stoi w sprzeczności z jednym z zasadniczych celów ustawy - Prawo energetyczne, jakim jest rozwój konkurencji;
- naraża Polskę na reperkusje za niewłaściwą transpozycję przepisów unijnych;
- powoduje „uprzywilejowanie” pozycji spółek, które nie ponoszą straty na sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w grupie gospodarstw domowych, w porównaniu ze spółkami podlegającymi zatwierdzaniu taryf;
- wpływa na osłabienie konkurencyjności polskich przedsiębiorców, którzy muszą „dofinansowywać” społeczne taryfy dla gospodarstw domowych;
- pośrednio wpływa na wzrost cen usług i towarów konsumpcyjnych.

Utrzymanie obowiązku przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla odbiorców w gospodarstwie domowym ma zdecydowanie negatywny wpływ na rozwój rynku.

2. Prace nad procedurą zmiany sprzedawcy, generalną umową dystrybucji oraz umową kompleksową

W 2011 roku oraz na początku 2012 roku kontynuowane były prace nad standardami i dokumentami mającymi na celu pełne otwarcie rynku energii elektrycznej w Polsce oraz dalszy wzrost liczby podmiotów korzystających z wdrażania zasady TPA – zmieniających sprzedawcę energii elektrycznej.

Potrzebę jednolitej regulacji widać chociażby w kwestii zmiany sprzedawcy. Operatorom systemu dystrybucyjnego, którzy pełnią rolę swoistego arbitra w procesie zmiany, zdarza się stosować różne reguły dotyczące takich samych stanów faktycznych, począwszy od wymagań co do formy pełnomocnictwa, jakiego odbiorca udziela sprzedawcy w procesie

zmiany, skończywszy na interpretacji skuteczności oświadczenia o wypowiedzeniu umowy dotychczasowemu sprzedawcy.

W drugiej połowie 2011 roku zakończyły się **prace nad ujednoliceniem procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej**, prowadzone z udziałem przedstawicieli URE i TOE. W ramach prowadzonych prac (na etapie konsultacji społecznych projektu nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego - tzw. rozporządzenia systemowego [13]) przedstawiciele URE i TOE opracowali i wysłali do Ministerstwa Gospodarki propozycję zapisów dotyczących jednolitej w skali kraju, określonej na poziomie tego rozporządzenia procedury zmiany sprzedawcy. Niestety, mimo licznych spotkań nie udało się ustalić wspólnej propozycji z przedstawicielami OSD skupionymi w PTPIREE. Ze względu na brak kontynuacji przez Ministerstwo Gospodarki prac nad nowym rozporządzeniem systemowym, spowodowany opublikowaniem projektu nowego Prawa energetycznego [14], zakłada się kontynuację prac w tym obszarze podczas prac nad nową ustawą oraz nowym rozporządzeniem systemowym.

Jak wynika z wielokrotnie powtarzanego stanowiska Prezesa URE [19][35][36], warunkiem koniecznym liberalizacji rynku energii w grupie gospodarstw domowych jest, obok uregulowania sprzedaży awaryjnej oraz wprowadzenia tzw. odbiorcy wrażliwego, ujednolicenie reguł świadczenia usług kompleksowych w grupie gospodarstw domowych. Cel taki można zrealizować poprzez zmianę prawa powszechnie obowiązującego albo poprzez przyjęte w drodze konsensusu jednolite wzorce umowne. Dotyczy to zarówno umowy kompleksowej, która ma być podstawowym, jeśli nie jedynym rodzajem umowy zawieranej przez odbiorcę w gospodarstwie domowym, jak i umowy określającej zasady współpracy przedsiębiorstw obrotu z przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi, służące realizacji usług kompleksowych. Generalne umowy dystrybucyjne stanowią podstawy (poza zapisami ustawy – Prawo energetyczne [12], rozporządzeń wykonawczych oraz IRiESD) współpracy pomiędzy OSD oraz spółkami obrotu. W ramach prac zespołów PTPIREE oraz TOE, jeszcze pod koniec 2009 roku został opracowany oraz rekomendowany do stosowania, także przez Prezesa URE, wzorzec GUD. W drugiej połowie 2011 roku i na początku 2012 roku prowadzone były wspólne prace zespołów PTPIREE i TOE nad opracowaniem GUD umożliwiającego zawieranie umów kompleksowych, tzw. **GUD kompleksowy**. Prace te zakończyły się przesłaniem do Prezesa URE przez PTPIREE i TOE w dniu 18 stycznia 2012 r. propozycji wzorca GUDa kompleksowego oraz zamieszczeniem na stronie internetowej URE w dniu 22 marca 2012 r. informacji o opracowaniu wzorca [19]. Wzorzec dostępny jest również na stronie internetowej TOE [36]. Zdaniem Prezesa URE inicjatywa ta umożliwi dalszy wzrost efektywności procesu zmiany sprzedawcy, otworzy możliwość zawierania przez odbiorców energii elektrycznej umowy kompleksowej z dowolnym sprzedawcą energii. Prezes URE podkreśla jednak, że *„zakończenie prac nad wzorcem umowy generalnej nie zamyka potrzeby dalszych działań nad upowszechnieniem umowy kompleksowej wśród odbiorców w gospodarstwach domowych, ale stanowi istotny przełom i pożądane uzupełnienie toczących się obecnie prac legislacyjnych nad wdrożeniem pakietu tzw. trzecich dyrektyw rynkowych”*.

Wypracowany GUD kompleksowy w ocenie TOE znosi jedną z istotnych barier na drodze do liberalizacji rynku, jaką jest brak ram prawnych dla funkcjonowania „zewnętrznych” umów kompleksowych (TPA). TOE zaproponowało wcześniej, o czym wspomnieliśmy w poprzedniej edycji Raportu [26], jednolity wzorzec umowy kompleksowej. Jakkolwiek opracowaniu wzorca towarzyszyło założenie, że ma on dotyczyć relacji odbiorcy ze sprzedawcą z urzędu, nic nie stoi na przeszkodzie, aby mógł on być stosowany również w relacjach odbiorcy ze sprzedawcą „zewnętrznym” (tzn. innym niż sprzedawca z urzędu). Taki wzorzec stanowiłby „dopełnienie” GUDa kompleksowego. Wypracowany przez TOE jeszcze w czerwcu 2010 roku **wzorzec umowy kompleksowej** określa szczegółowe zasady świadczenia usługi kompleksowej dla gospodarstw domowych. Z punktu widzenia konsekwencji przyjęcia wzorca, w kontekście funkcjonowania GUD (patrz wyżej), niezmiernie ważne było podjęcie współpracy z przedstawicielami OSD i PTPIREE. Mając powyższe na uwadze, 31 maja 2011 r. TOE przesłało do największych OSD i PTPIREE wzór umowy kompleksowej i OWU, zwracając się z prośbą o ich analizę i wniesienie uwag do przedkładanych dokumentów i możliwości ich praktycznego wdrożenia. W zaproponowanym przez TOE terminie żaden z OSD ani PTPIREE nie wnieśli oczekiwanych uwag i propozycji zmian. TOE otrzymało jedynie pismo od PTPIREE, w którym zwrócono uwagę na powiązanie wzorca umowy kompleksowej z GUD kompleksowym, oraz zaproponowano wspólne spotkanie w przedmiotowej sprawie, nie odnosząc się w żaden konkretny sposób do przesłanego wzorca. Niezależnie od podejścia OSD, w ramach Grupy TOE ds. Umów [36] kontynuowane były prace nad wzorcem umowy kompleksowej, w ramach których dokonano między innymi rozszerzonej analizy wzorca pod kątem uwag Prezesa UOKiK do funkcjonujących umów na rynku energii elektrycznej, zawartych w czerwcowym raporcie UOKiK pt. „Pozycja konsumenta na rynku energii elektrycznej” [25]. Na bazie tej analizy zweryfikowano oraz dostosowano do części wymagań i wątpliwości Prezesa UOKiK opracowany przez TOE wzorzec. Zweryfikowany wzorzec przesłano zarówno do Prezesa URE, jak i do Prezesa UOKiK w sierpniu 2011 roku.

Należy jednak dodatkowo podkreślić, że kierunek dalszych prac oraz wdrożenie zarówno GUDa kompleksowego, jak i wzorca umowy kompleksowej są silnie uzależnione przyjętymi w tym obszarze modelami rozwiązań w nowym Prawie energetycznym [14].

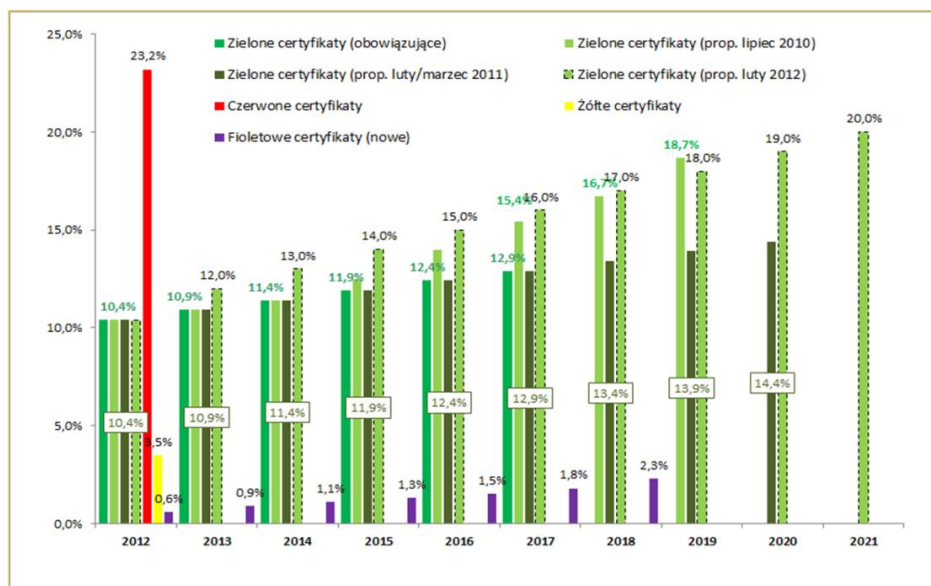
Wnioski

Prowadzone przez TOE prace nad ujednoliconą w skali kraju procedurą zmiany sprzedawcy, generalną umową dystrybucji (w tym umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych, tzw. GUD kompleksowy) oraz umową kompleksową przybliżają moment pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej w Polsce (rezygnację Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania w grupie gospodarstw domowych) oraz jego funkcjonowanie w oparciu o ogólnokrajowe standardy i rozwiązania. Zdaniem TOE zakończenie prac nad procedurą zmiany sprzedawcy, generalną umową dystrybucji oraz umową kompleksową pozytywnie wpłynie na rozwój rynku energii elektrycznej, przybliży pełne jego otwarcie oraz spowoduje dalszy wzrost liczby podmiotów zainteresowanych zmianą sprzedawcy na skutek wdrażania zasady TPA w naszym kraju, przez co działania te, z punktu widzenia rozwoju rynku, należy ocenić pozytywnie.

3. System wsparcia OZE i kogeneracji

W Polsce systemy wsparcia zarówno dla źródeł kogeneracyjnych, jak i odnawialnych (OZE) bazują na systemie „certyfikacji” wchodzącym w skład mechanizmu bezpośredniego wsparcia produkcji w tych źródłach. Na mocy ustawy - Prawo energetyczne [12] obowiązuje system uzyskiwania, obrotu i umarzania praw majątkowych będących pochodnymi świadectw pochodzenia energii elektrycznej wyprodukowanej w promowanym źródle energii (OZE lub kogeneracyjnym). W okresie, którego dotyczy niniejszy *Raport*, kontynuowane były prace zarówno nad nowelizacjami dwóch głównych rozporządzeń wykonawczych (rozporządzenia kogeneracyjnego i rozporządzenia OZE) regulujących, poza ustawą, wsparcie OZE i kogeneracji, jak i nad całkiem nowym modelem wsparcia OZE, którego propozycja znalazła się w grudniowym projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii [14].

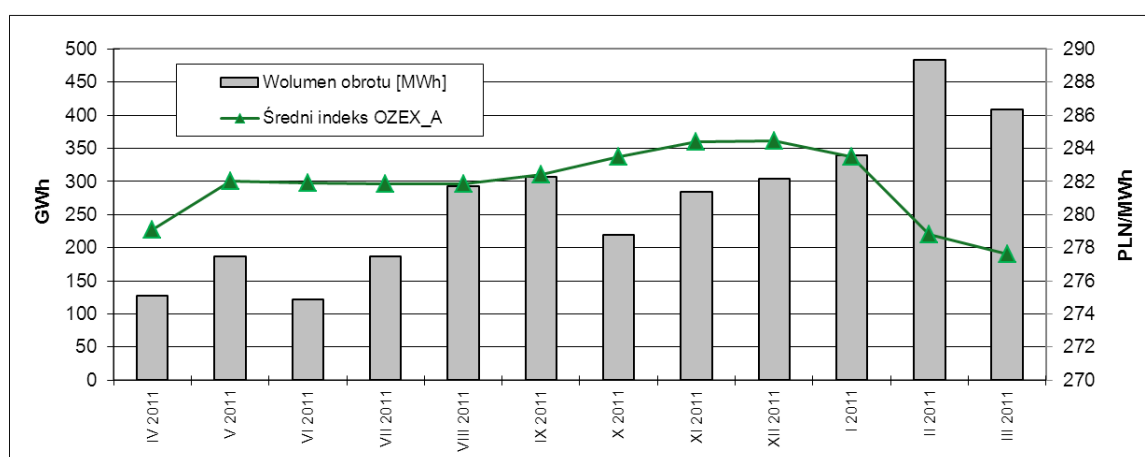
W obszarze OZE na początku 2012 roku Ministerstwo Gospodarki opublikowało kolejny już projekt rozporządzenia OZE [16], w którym znalazły się między innymi zmienione (nie po raz pierwszy w ramach konsultacji projektu tego rozporządzenia) poziomy wysokości obowiązków dla sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych, związane z promowaniem OZE. Zmiany propozycji tych wartości przedstawiono na rysunku poniżej. Należy podkreślić, że zmiany te wpłyną na wzrost kosztów sprzedaży energii elektrycznej i mogą być także przyczyną wzrostu cen energii elektrycznej do odbiorców końcowych.



Rys. 1. Obowiązki sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych, związane z promowaniem OZE i kogeneracji w Polsce.

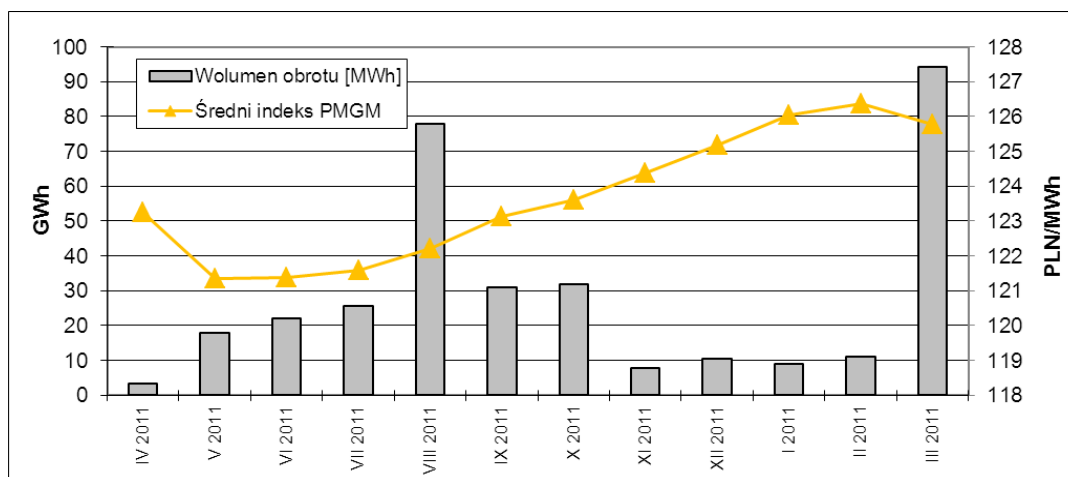
W obszarze wsparcia kogeneracji należy przypomnieć, że obecny kształt mechanizmu wsparcia² stosuje się jedynie do dnia 31 marca 2013 r. Data ta ogranicza zatem w czasie mechanizm wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji, którego ostatnim pełnym rokiem wypełniania przedmiotowego obowiązku jest rok 2012. Termin ten został powtórzony w nowelizacji z 2010 roku, przy czym okres stosowania mechanizmu wsparcia dla jednego rodzaju jednostek wytwórczych (wskazanych w art. 91 ust. 1 pkt 1a ustawy – Prawo energetyczne [12]) w jednostce kogeneracji opalanej metanem lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy, został ustalony do dnia 31 marca 2019 r. Mimo nacisków sektora [23], w tym TOE, do dnia opracowania niniejszego *Raportu*, Minister Gospodarki nie zaproponował zmiany – nowelizacji ustawy i odpowiedniego rozporządzenia wykonawczego, co w znaczny sposób zachwiało notowaniami cen świadectw pochodzenia z kogeneracji. W ministerialnym, grudniowym projekcie nowego Prawa energetycznego [14] przewidziano kontynuację dotychczasowego modelu wsparcia kogeneracji. Warunkiem ciągłości systemu jest jednak wejście w życie nowej ustawy i nowego rozporządzenia kogeneracyjnego do końca 2012 roku albo wprowadzenie w tym terminie nowelizacji „starej” ustawy i odpowiednia zmiana aktów wykonawczych.

Poniżej przedstawiono wybrane dane wolumenowo - cenowe dotyczące zawartych na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE) transakcji na prawach majątkowych, w omawianym okresie.

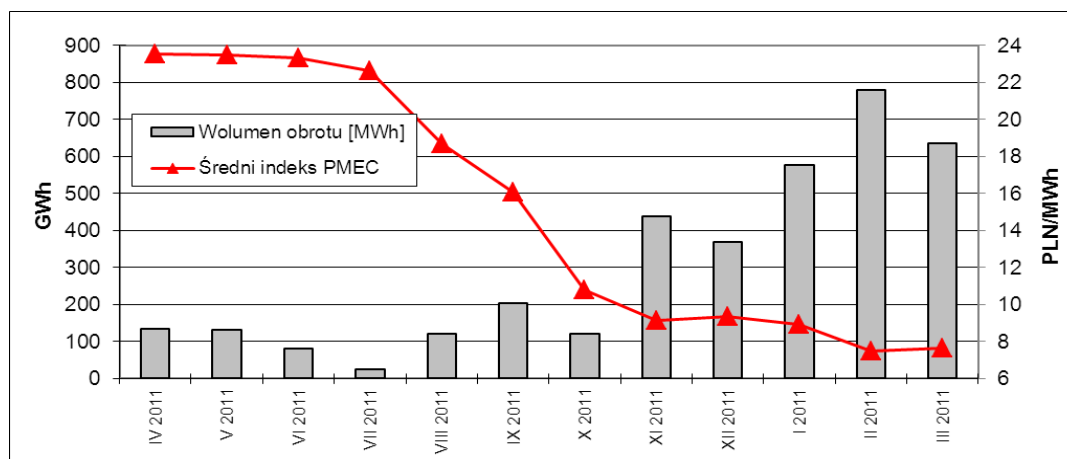


Rys. 2. Wolumen obrotu i poziom cenowy notowań PM „zielonych”.

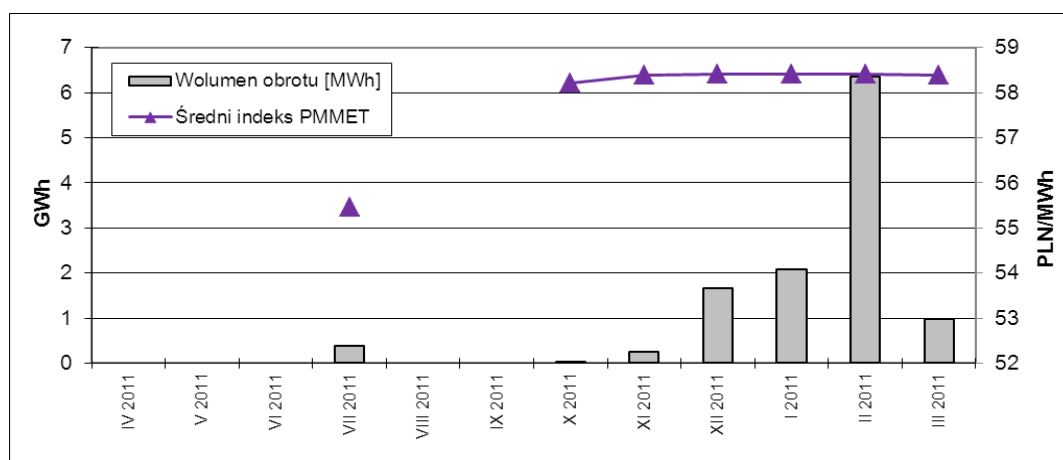
² ustalony na mocy ustawy z 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska, ustawy o systemie oceny zgodności oraz ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw, zgodnie z art. 13 nowelizacji z 2007 roku.



Rys. 3. Wolumen obrotu i poziom cenowy notowań PM „żółtych”.



Rys. 4. Wolumen obrotu i poziom cenowy notowań PM „czerwonych”.



Rys. 5. Wolumen obrotu i poziom cenowy notowań PM „fioletowych”.

Na kształtowanie się cen praw majątkowych w analizowanym okresie wpływ miały, z różną siłą w przypadku poszczególnych typów praw, następujące czynniki: (a) poziom jednostkowych opłat zastępczych (jako górny pułap cenowy), (b) wartość pieniądza w czasie, (c) możliwość odzyskania akcyzy (w przypadku PM „zielonych”), (d) koniec okresu obowiązku umarzania praw majątkowych wynikający z obowiązujących przepisów oraz (e) relacja popytu i podaży danego typu praw na rynku. Wpływ ostatnich dwóch czynników szczególnie widoczny był w przypadku PM „czerwonych”, których ceny, na skutek nadpodaży i końca obowiązku ich umarzania przez spółki obrotu w 2012 roku, spadły w marcu 2012 roku poniżej poziomu 8,00 PLN/MWh (przy jednostkowej opłacie zastępczej na 2011 rok na poziomie 29,58 PLN/MWh). W przypadku utrzymania po 2012 roku systemu wsparcia w obecnym kształcie, cena PM „czerwonych” powinna wzrosnąć. Wyjątkowo niezmienny był poziom cen dla PM „fioletowych”, których wolumen obrotu w porównaniu z pozostałymi typami praw majątkowych był w zasadzie znikomy.

Wnioski

W obszarze promowania OZE, oprócz projektów zmiany poziomu wysokości obowiązków dla sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych, zawartych w tzw. rozporządzeniu OZE [16], kluczowe będą rozwiązania przyjęte podczas prac nad nową ustawą o odnawialnych źródłach energii [15]. Dla promocji kogeneracji kluczowe z kolei będzie zachowanie ciągłości w systemie wsparcia poprzez nowelizację obowiązującej ustawy i rozporządzenia kogeneracyjnego albo wejście w życie nowego Prawa energetycznego do końca 2012 roku.

Obowiązujący w Polsce system promowania OZE i kogeneracji w sposób bardzo różny, w zależności od przyjętej perspektywy czasowej lub podgrupy oceniających, wpływa na rozwój rynku. Dla odbiorców i sprzedawców jest dodatkowym obciążeniem w końcowej cenie energii elektrycznej, w przypadku wytwórców i obrotu hurtowego może jednak być dodatkowym przedmiotem handlu, stwarzając możliwości dodatkowego zysku.

4. Uwarunkowania handlu giełdowego w polskich realiach rynku energii elektrycznej

W Raporcie TOE [26] stwierdzono, że *„działanie zwiększające płynność giełd i platform obrotu energią jest działaniem pozytywnym. Poprzez zwiększone obroty na rynku giełdowym wzmocnieniu uległa wiarygodność indeksu cenowego dla energii elektrycznej”*. Odniesiono się również do uwarunkowań prawno - administracyjnych, związanych z wypełnieniem zobowiązań wynikających z nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne [12], w szczególności związanych z tzw. obligiem giełdowym. Pomimo zastrzeżeń zespołu TOE związanych

z administracyjnym zobowiązaniem wytwórców do sprzedaży energii elektrycznej na określonej platformie handlowej, należy z perspektywy roku 2012 odnotować, że wprowadzenie zmian pozytywnie wpłynęło na rynek – zarówno w kontekście płynności, dalszego uwiarygodniania indeksów, jak i pośrednio stymulowania samej TGE w kierunku dalszego jej rozwoju typu „*user friendly*”. Nie bez znaczenia dla dalszych perspektyw rozwoju rynku energii elektrycznej była decyzja Giełdy Papierów Wartościowych (GPW) o zakupie większościowego pakietu akcji TGE, oraz deklaracje zarządu GPW odnośnie przyszłej strategii w obszarze handlu towarami giełdowymi. Spowodowało to z pewnością „uspokojenie nastrojów” na rynku, w sensie zwiększonego prawdopodobieństwa przewidywalności kierunków dalszego funkcjonowania i rozwoju istniejących platform handlowych.

Należy ponadto nadmienić, że istotnym impulsem dla dalszego wzrostu płynności rynku giełdowego (głównie TGE) były deklaracje (i co ważne - późniejsza ich realizacja) największych uczestników rynku dotyczące realizacji transakcji kupna/sprzedaży dla portfeli wytwórczych i zakupowych poprzez istniejące platformy giełdowe.

Dla zobrazowania sytuacji na rynku giełdowym w okresie obejmującym niniejszy *Raport* warto przytoczyć, że na TGE:

- 1) w ramach transakcji typu „spot” na rynku dnia następnego (RDN) (suma 3 fixingów, notowań ciągłych i blokowych) wolumen wyniósł 20 201 549,90 MWh;
- 2) na rynku terminowym towarowym (RTT) wolumen wyniósł 102 293 437 MWh;
- 3) na rynku dnia bieżącego (RDB) wolumen wyniósł 34 379,70 MWh.

Zauważyć należy pewne „ożywienie” związane z obrotami na RDB. Nie są to oczywiście dane bardzo imponujące, ponieważ jak wspomniano w poprzednich raportach [26][29], nadal główną barierą jest jedna cena rozliczeniowa na rynku bilansującym ($\Delta=0$, CROs=CROz); jednakże zaobserwować można wzrastającą rolę na tym rynku zarządzających jednostkami grafikovymi źródeł wiatrowych. Dla porównania w tym samym okresie obroty na konkurencyjnym rynku poeeGPW wyniosły:

- w ramach transakcji na rynku dobowo-godzinowym (REK GPW) - 1 973 976 MWh,
- na rynku terminowym (RTE GPW) - 2 184 335 MWh.

Z pewnością wpływ na znacząco niższe obroty na obu rynkach obsługiwanych przez poeeGPW miała decyzja związana z zakupem TGE przez GPW – pomimo wejścia w życie z dniem 30 października 2011r. ustawy z dnia 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz stanowiska Prezesa URE (z dnia 25 października 2011 r.), oznaczających w praktyce to, że wszystkie transakcje sprzedaży energii elektrycznej, zawierane przez jej wytwórców na poeeGPW (wszystkie dostępne produkty), są spełnieniem obliża giełdowego na zasadach określonych w ww. ustawie.

Uznając regulowany rynek giełdowy (z punktu widzenia wiarygodności, przejrzystości i bezpieczeństwa zawierania transakcji) za najbardziej zaawansowaną formę handlu nośnikami energii w przyszłości, należy jednakże zwrócić uwagę na metodologię jego projektowania w zakresie szczegółowych rozwiązań sprzyjających harmonijnemu rozwojowi,

szczególnie z punktu widzenia jego uczestników. Planowane zmiany – głównie w zakresie harmonogramu sesji (zmiany ilości fixingów, godzin notowań ciągłych i blokowych) muszą uwzględniać, zdaniem TOE, następujące kwestie:

1. W związku z planowanym uruchomieniem rynku finansowego dla instrumentu bazowego, jakim będzie indeks IRDN, należy mieć na uwadze taką konfigurację czasową codziennych sesji, aby indeks IRDN miał jak największą wiarygodność. Ponieważ zgodnie z założeniami dla przyszłych kontraktów finansowych typu *futures*, indeks IRDN będzie tworzony na bazie jednego fixingu – istotnym jest, aby w godzinach poprzedzających fixing odbywały się wyłącznie notowania blokowe dla produktów typu *base* i *peak*. Dopiero po fixingu powinny się odbywać notowania ciągłe godzinowe. Poprzedzenie fixingu notowaniami ciągłymi spowoduje spadek wiarygodności indeksu IRDN, a tym samym rynek finansowy nie będzie mógł odegrać roli, jaką zakłada się w projekcjach jego przyszłego organizatora (GPW).
2. Istotna jest jak największa integracja harmonogramów sesyjnych z innymi rynkami giełdowymi. Ponieważ mechanizm typu *market coupling* stanowić ma od 2014 roku podstawę integracji dla wspólnego rynku energii w ramach UE – ważne będą wcześniejsze prace zarówno studialne, jak i projekcje przedwdrożeniowe.

Wnioski

Pomimo nadal podtrzymywanych przez TOE zastrzeżeń w zakresie administracyjnego zobligowania części uczestników rynku do przeprowadzania transakcji poprzez dedykowaną platformę giełdową, należy jednakże uznać, że dokonany dzięki temu rozwój handlu giełdowego bardzo pozytywnie wpłynął na przejrzystość rynku i wykreowanie wiarygodnych indeksów cenowych. Szczególnie pozytywny wpływ, zdaniem TOE, można zauważyć w odniesieniu do takich obszarów jak: rynek energii ogólnie, obrót hurtowy, obrót detaliczny i rynek odbiorców końcowych. Dalszy rozwój rynku giełdowego powinien uwzględniać zarówno aspekty związane z planowanym uruchomieniem rynku finansowego, jak również przyszłej harmonizacji z innymi giełdami w odniesieniu do mechanizmu *market coupling*.

5. Rozporządzenie REMIT na rynku polskim

W dniu 28 grudnia 2011 r., wraz z wejściem w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii [1], tzw. REMIT, rynek energii elektrycznej stał się rynkiem podlegającym ścisłym, restrykcyjnym zasadom publikacji i jawności wszystkich informacji, które mogą mieć wpływ na ceny produktów energetycznych na hurtowym rynku energii, w tym bezwzględnemu zakazowi manipulacji rynkowej.

Mimo szeregu zakazów, brakuje jednak szczegółowych wytycznych, co należy rozumieć przez takie pojęcia jak „informacja wewnętrzna” czy „manipulacja na rynku”, które ze względu na swoją unijną uniwersalność, w sytuacji braku odpowiednich regulacji krajowych powodują, że chęć wypełnienia wymogów REMIT przez poszczególnych uczestników rynku³ staje się bardzo utrudniona. Szczególnie brakuje precyzyjnego określenia danych, które należy uważać za informację wewnętrzną (wytyczne ACER nie precyzują szczegółowo pojęcia „informacji wewnętrznej”, jednocześnie zastrzegając niewiążący charakter dokumentu), oraz określenia sankcji za naruszenie poszczególnych zasad. REMIT od grudnia 2011 roku formalnie obowiązuje wszystkich uczestników rynku energii. Dopóki jednak Komisja Europejska nie wyda odpowiednich aktów wykonawczych trudno będzie skonkretyzować obowiązki, jak również faktyczną wykonalność przepisów REMIT przez polskie spółki energetyczne. Pomocne będzie wydawanie kolejnych wytycznych oraz inicjowanie zmian w przepisach przez Prezesa URE, który jako regulator krajowy został upoważniony do komunikowania się z ACER w zakresie wykonania odpowiednich obowiązków płynących z REMIT.

Pod znakiem zapytania stoi również kwestia agregacji i odpowiedzialności, co do publikacji danych w odpowiednim, dostosowanym do tego miejscu, jakim miałyby być platforma wymiany informacji/platforma przejrzystości prowadzona przez niezależny podmiot. W Polsce póki co taka platforma nie istnieje, są jedynie platformy funkcjonujące w ramach giełd i platform zagranicznych. Zatem publikacja odpowiednich danych przez poszczególnych uczestników rynku możliwa jest głównie za pośrednictwem własnej strony internetowej. Wiadomo również, iż dane raz publikowane przestają funkcjonować w reżimie definicyjnym „informacji wewnętrznej”, a korzystanie z nich nie stanowi wtedy prób manipulacji ani też faktycznej manipulacji rynkowej. Niemniej jednak, dodatkowego doprecyzowania wymagają ramy czasowe obowiązku publikacji informacji. Odpowiednio stosowane przez OSP zasady wynikające z IRIESP oraz rozporządzeń sieciowych nie będą zwalniać uczestników rynku z publikacji danych w krótkich ramach czasowych, mimo takiego zwolnienia wynikającego bezpośrednio z REMIT.

Niecierpliwie oczekując wydania przez Komisję Europejską poszczególnych aktów wykonawczych do REMIT, trzeba być również gotowym na nadchodzące terminy, w tym na zgłaszanie informacji, które mają zawierać *„precyzyjne określenie produktów energetycznych nabywanych i sprzedawanych w obrocie hurtowym, uzgodnione ceny i ilości, daty i godziny wykonywania transakcji, ich strony i beneficjentów, a także wszelkie inne istotne informacje. Ponadto uczestnicy rynku mają przekazywać ACER i krajowym organom regulacyjnym informacje na temat zdolności i wykorzystania instalacji służących do produkcji, magazynowania, przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego (...), w tym dotyczące planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji”*.

Pod znakiem zapytania stoi również przewidziana możliwość opóźniania podania informacji wewnętrznej do publicznej wiadomości w przypadku, gdy jej ujawnienie spowodowałoby

³ uczestnik rynku zgodnie z REMIT to: każda osoba, w tym operatorzy systemów przesyłowych, którzy przeprowadzają transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii

naruszenie ważnego interesu uczestnika rynku. Opóźnienie takie nie może wprowadzić w błąd opinii publicznej pod warunkiem, że dany podmiot jest w stanie zapewnić poufność tej informacji oraz nie podejmuje w oparciu o tę informację decyzji dotyczących obrotu produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym.

Wnioski

Zauważalny jest szczególny wpływ REMIT na rozmaite rynki energii elektrycznej. REMIT przekształca rynek energii w podobny sposób, w jaki MiFID i MAD przekształcił rynki finansowe. Konieczna jest ścisła współpraca Prezesa URE z poszczególnymi uczestnikami rynku i branie pod uwagę specyfiki działania poszczególnych grup energetycznych w Polsce przy wdrażaniu kolejnych zasad i regulacji, które będą w znaczny sposób zaostrzać dotychczasowe normy.

Aktualnie REMIT stanowi przewrót w zakresie transparentności rynku energii, opatrzony jednocześnie tak dużą niepewnością co do obowiązków ciążących na poszczególnych uczestnikach rynku, że bardzo dużym wyzwaniem stojącym przed Prezesem URE oraz polskim ustawodawcą będzie pogodzenie dotychczasowej struktury rynku i podstawowych zobowiązań spółek obrotowych z nowymi wymogami prawa.

Na obecnym etapie prac, ze względu na liczne niewiadome w zakresie działań wykonawczych, trudno jest jednoznacznie ocenić wpływ dokumentu na rozwój rynku.

6. Efektywność energetyczna – kluczowe aspekty prawne w Polsce

W dniu 15 kwietnia 2011 r. uchwaleniem przez Sejm RP zakończyły się, trwające od 2007 roku, prace nad projektem ustawy o efektywności energetycznej. W dniu 29 kwietnia 2011 r. ustawę [10] podpisał Prezydent RP, 10 maja 2011 r. ogłoszono ją w Dzienniku Ustaw (nr 94, poz. 551), a w życie weszła 11 sierpnia 2011 r. Ustawa [10] stanowi implementację dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG [6]. Ustawa określa m.in. krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią oraz narzędzia służące uzyskaniu tego celu, takie jak system wydawania i umarzania świadectw efektywności energetycznej, tzw. „białych” certyfikatów. System „białych” certyfikatów ma obowiązywać od 2013 roku do 2016 roku.

Do dnia zakończenia prac nad *Raportem TOE 2012* nie wydano niestety żadnego rozporządzenia wykonawczego do ustawy [10]. Ministerstwo Gospodarki upubliczniło jedynie i poddało konsultacjom projekt rozporządzenia w sprawie przeprowadzenia szkolenia oraz egzaminu dla osób ubiegających się o nadanie uprawnień audytora efektywności

energetycznej [34]. W odniesieniu do pozostałych rozporządzeń, do wydania których ustawa zawiera stosowne delegacje, nie opublikowano nawet żadnych projektów.

Zdaniem TOE [26] przyjęty model (w tym przetargi, w wyniku których dokonywany jest wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej) jest bardzo skomplikowany i może stwarzać trudności praktyczne zarówno odbiorcom końcowym, jak i sprzedawcom ciepła i gazu. System „białych” certyfikatów w przypadku energii elektrycznej jest zbliżony do funkcjonujących systemów certyfikacji (OZE i kogeneracji), co TOE od początku uważa za pozytywny element modelu. W związku z tym jego implementacja i stosowanie nie powinny przysparzać trudności spółkom obrotu. Należy jednak zwrócić uwagę na to, że jego wdrożenie może spowodować wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, jednak wielkości tej zmiany nie sposób dokładnie określić bez ustalenia określonych parametrów (do obliczenia opłat zastępczych) w odpowiednim rozporządzeniu.

Wnioski

Mimo, że ustawa [10] promuje działania służące poprawie efektywności energetycznej, jej konstrukcja, a także brak (do końca kwietnia 2012 roku) rozporządzeń wykonawczych, może znacznie utrudnić praktyczne jej wdrożenie. Dodatkowo należy pamiętać, że kosztami systemu zostaną obciążeni wszyscy odbiorcy końcowi energii elektrycznej, ciepła i gazu ziemnego, co spowoduje wzrost kosztów sprzedaży energii do tych odbiorców.

Promowanie działań służących poprawie efektywności zużycia energii należy ocenić pozytywnie z punktu widzenia rozwoju rynku czy podmiotów funkcjonujących w podsektorach wytwarzania, dystrybucji i obrotu hurtowego. Jednakże dla odbiorców końcowych i sprzedawców detalicznych będzie to kolejny element kosztotwórczy. W przypadku braku możliwości ograniczenia zużycia energii przez odbiorców, będzie on dodatkowym obciążeniem dla budżetów domowych lub budżetów przedsiębiorstw.

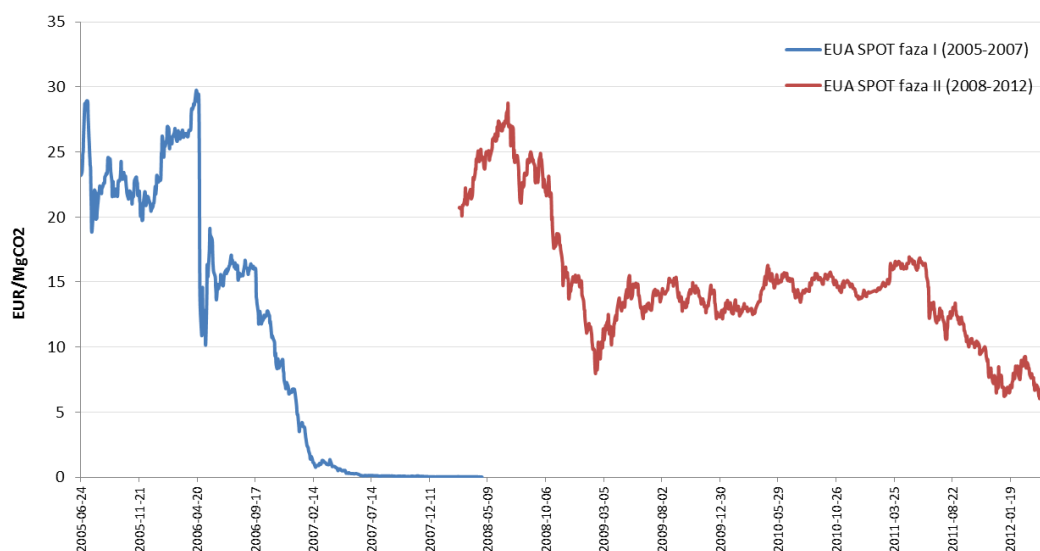
7. Wpływ rynku uprawnień do emisji CO₂ na rynek energii elektrycznej

W związku z coraz większym wpływem europejskiego rynku uprawnień do emisji CO₂ EU ETS bieżąca edycja *Raportu* została wzbogacona o syntetyczne dane dotyczące funkcjonowania rynku uprawnień do emisji CO₂, z uwzględnieniem jego wpływu na ceny energii elektrycznej. Obecnie system znajduje się w II fazie funkcjonowania, która obowiązuje w latach 2008-2012 (I faza realizacji systemu przypadała na lata 2005-2007, natomiast III faza przypadnie na lata 2013-2020).

Podstawową regulacją prawną dla EU ETS jest Protokół z Kioto (1997), ratyfikowany przez 141 państw, który wszedł w życie 16 lutego 2005 r. Na jego podstawie sygnatariusze zobowiązali się do ograniczenia do końca 2012 r. emisji gazów powodujących efekt

cieplarniany o 5,2% w odniesieniu do 1990 r. Ustalono również, że w celu bilansowania systemu jego uczestnicy zorganizują system wymiany handlowej limitów w celu spełnienia przyjętych limitów emisji przez poszczególne państwa. Cele z Kioto zostały wdrożone m.in. przez wprowadzenie wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS). Do podstawowych aktów prawnych na poziomie UE zaliczamy następujące dyrektywy: 2003/87/WE [8], 2004/101/WE [7], 2008/101/WE [5] oraz 2009/29/WE [3]. W prawie polskim natomiast regulacje unijne starano się przenieść na grunt krajowy głównie w ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji [11], ustawie z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych [9] oraz w aktach wykonawczych do tych ustaw.

Rok 2011 jest czwartym rokiem handlu uprawnieniami do emisji CO₂ w ramach II fazy realizacji postanowień Protokołu z Kioto. Na rys. 6 przedstawiono porównanie notowań uprawnień do emisji CO₂ na rynku SPOT w I i II fazie działania systemu.



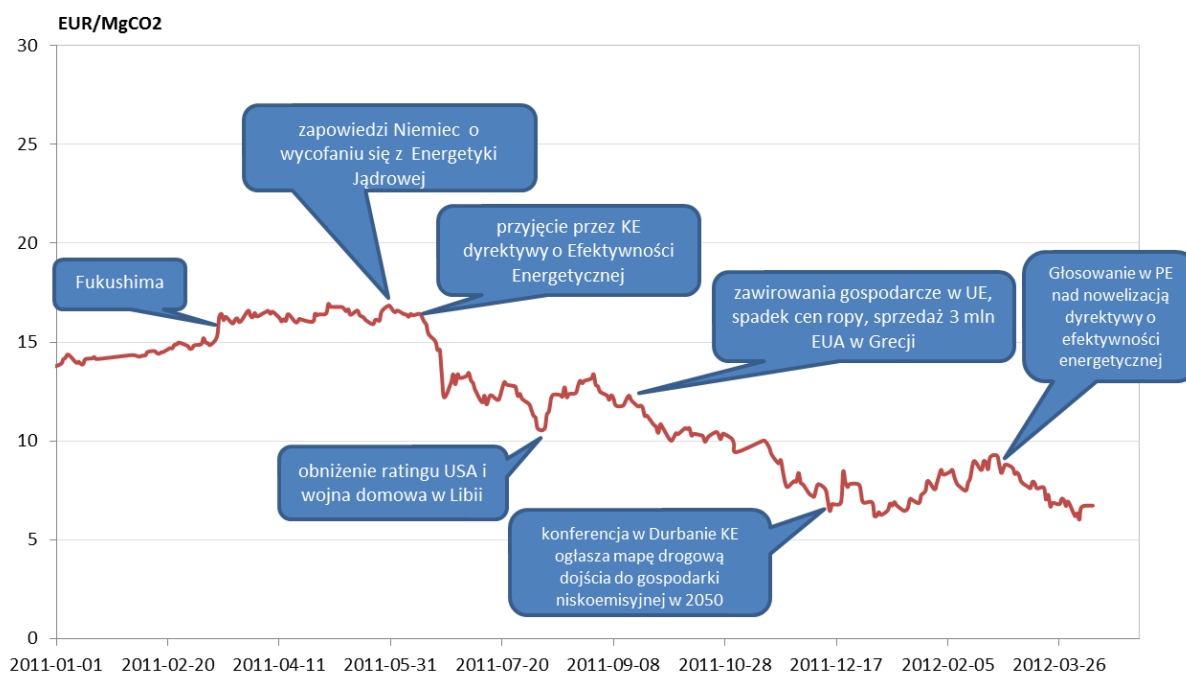
Rys. 6. Notowania cen uprawnień do emisji CO₂ na rynku SPOT (BLUENEXT) w latach 2005-2012 w podziale na fazę I (2005-2007) i II (2008-2012).

W I fazie handlu uprawnieniami obserwowaliśmy bardzo dużą zmienność cen. W początkowej fazie handlu ceny wahały się w granicach od około 20 do około 30 EUR/MgCO₂, po czym skokowo obniżały się do poziomu 10 EUR/MgCO₂. Nadwyżka alokacji w poszczególnych państwach spowodowała spadki cen SPOT do zera. Sytuacja ta pokazała niewydolność systemu, który nie był w stanie wygenerować dostatecznych bodźców do inwestycji w czyste technologie produkcji energii elektrycznej w podsektorze energetyki konwencjonalnej. Obecnie trwająca II faza systemu, kończąca się z upływem 2012 roku, również charakteryzuje się wysoką zmiennością cen. Od początku notowań cena na rynku SPOT spadła z max 28,73 EUR/MgCO₂ w połowie 2008 r. do lokalnego minimum na poziomie 7,96 EUR/MgCO₂ rok później. Do końca 2010 roku wzrost cen osiągnął pułap około

13,8 EUR/MgCO₂, aby na koniec marca 2012 roku spaść poniżej 7 EUR/MgCO₂. Zmienność cen w obecnym kształcie systemu spowodowana jest głównie przez niepewność w obszarze regulacyjnym i silnie zależy od decyzji administracyjnych instytucji unijnych.

Na rysunku 7 przedstawiono wpływ wydarzeń gospodarczych (czynniki makro) oraz politycznych na notowania SPOT (BLUENEXT) w okresie od 1 stycznia 2011 r. do 31 marca 2012 r.

Niepewność polityczna oraz kryzys gospodarczy to obecnie podstawowe czynniki wpływające na poziom cen uprawnień do emisji CO₂. Z jednej strony zapaść gospodarcza w Europie wraz ze wzrostem efektywności energetycznej przyczyniły się do wygenerowania przez system EU ETS nadwyżki, która wpływa na obniżenie ceny. Z drugiej strony instytucje unijne prowadzą zakrojone na szeroką skalę działania mające na celu zwiększenie celów redukcyjnych wraz z rozszerzeniem obszaru działania systemu, które w połączeniu ze zmianą jego architektury, z mechanizmu przydziału darmowych alokacji ewoluował będzie w kierunku mechanizmu opartego na aukcjach uprawnień, co generuje sygnały do wzrostu cen CO₂.



Rys. 7. Wpływ wydarzeń gospodarczych oraz politycznych na notowania na ceny SPOT (BLUENEXT).

Z przedstawionych powyżej uwarunkowań związanych z handlem CO₂ wynika powiązanie ceny energii elektrycznej w Polsce z ceną emisji, gdzie sektor wytwarzania energii elektrycznej oparty jest w głównej mierze o źródła wykorzystujące paliwa kopalne.

Na rysunku 8 przedstawiono ceny uprawnień do emisji CO₂ na rynku SPOT na tle cen rocznych kontraktów terminowych BASE Y w ostatnim roku notowania.

Rys. 8. Ceny rocznych kontraktów terminowych BASE Y na tle notowań cen CO₂.

Z uwagi na zmiany działania systemu EU ETS w III fazie, dla kształtowania się cen energii elektrycznej począwszy od 2013 roku duże znaczenie będą miały decyzje Komisji Europejskiej, a w szczególności poziom derogacji dla sektora energetyki zawodowej w Polsce.

Wniosek

Współzależność cen energii elektrycznej oraz CO₂ jest obserwowana pomimo tego, że w obecnej sytuacji EU ETS dysponuje nadwyżką uprawnień, które przyznawane były w systemie bezpłatnych alokacji (przykładowo współczynnik korelacji produktu BASE Y-12 z EUA SPOT (BLUENEXT) wynosi około 0,7 ; natomiast niemiecki BASE Y-13 oraz EUADDEC-13 skorelowane są w ponad 94%). Taka sytuacja wskazuje na duże prawdopodobieństwo zwiększenia tej zależności w sytuacji deficytu uprawnień w systemie oraz zwiększania wagi systemu aukcyjnego. Pomimo znaczącego rozwoju OZE oraz budowy źródeł gazowych, w perspektywie najbliższych kilku lat polski energy-mix nie ulegnie znaczącym zmianom, co po 2012 roku spowoduje wzrost cen energii elektrycznej o koszty zakupu dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ po cenach silnie uzależnionych od dalszych działań i regulacji UE w tym zakresie.

Wpływ rynku uprawnień do emisji CO₂ na rynek energii elektrycznej w realiach polskich należy uznać za silny z punktu widzenia korelacji cenowych. W perspektywie najbliższych lat wpływ ten coraz mocniej kształtował będzie poziom cen rynkowych w związku ze spadającą ilością darmowych uprawnień do emisji CO₂ oraz strukturą paliwową polskiego podsektora wytwarzania.

8. Wymiana międzysystemowa – wybrane aspekty

Wymiana międzysystemowa (eksport – import) odbywa się na następujących zasadach:

- skoordynowane aukcje *explicit* – z Czechami, Niemcami i Słowacją;
- *market - coupling* – ze Szwecją;
- aukcja nieskoordynowana – z Ukrainą (opis poniżej).

Udostępnienie mocy na granicy ukraińsko-polskiej.

Od czwartego kwartału 2011 roku PSE Operator S.A. udostępnia do procesu aukcyjnego moce przesyłowe na granicy ukraińsko-polskiej (z wykorzystaniem połączenia Dobrotwór - Zamość, kierunek do Polski). Biorąc pod uwagę skomplikowane otoczenie prawne i techniczne tego połączenia, proces udostępniania przebiegł relatywnie sprawnie i szybko, jednakże przyjęte rozwiązania mają charakter wyraźnie tymczasowy. Moce udostępniane są przez PSE Operator S.A. w aukcjach jednostronnych (moce po stronie ukraińskiej są udostępniane niezależnie) na okresy kwartalne. Charakterystycznym rozwiązaniem jest zasada, że całość mocy musi być przydzielona jednemu uczestnikowi. Natomiast zasady wyznaczania ceny prowadzą w praktyce do przyjęcia metody *pay-as-you-bid* (metoda obecnie bardzo rzadko stosowana w Europie). Towarzystwo Obrotu Energią ocenia, że takie rozwiązania istotnie ograniczają konkurencję i prowadzą do zniekształcenia procesu rynkowego.

Wniosek

PSE Operator S.A. we współpracy ze stroną ukraińską powinien jak najszybciej dostosować zasady udostępniania mocy do standardów aukcji *explicit*, obowiązujących na granicach z Czechami, Niemcami i Słowacją. Koniecznym minimum jest wprowadzenie aukcji miesięcznych i dziennych, możliwość dzielenia mocy pomiędzy większą liczbę uczestników oraz umożliwienie transferu mocy pomiędzy uczestnikami.

Plany wprowadzenia metody *market - coupling* na kolejnych granicach.

Prowadzone są dyskusje pomiędzy giełdami energii i operatorami systemów przesyłowych z kilku krajów Europy Środkowo-Wschodniej na temat szerszego zastosowania metody *market-coupling*. Aktualne pozostają obawy, czy w przypadku rynku niezsynchronizowanego czasowo z rynkami sąsiednimi (a takim rynkiem jest Polska) metoda ta byłaby najefektywniejsza. Paradoksalnie, *market coupling*, który z zasady ma maksymalizować wymianę międzysystemową i generować dodatkowe obroty na wewnętrznych rynkach spot, w formie przyjętej na rynku polskim nie przynosi żadnej z tych korzyści. Pojawiają się więc wątpliwości, czy w obecnej sytuacji spełniona jest podstawowa funkcja metody *market coupling*, czyli zapewnienie przepływu energii z rynku o cenie niższej do rynku o cenie

wyższej. Kierunek przepływu po polskiej stronie jest warunkowany wynikami na 3. fixingu TGE, a ten segment rynku jest najmniej płynny i przez to mało reprezentatywny.

Wniosek

Jakiegolwiek zmiany wymagają szerokiej i szczegółowej dyskusji, szczególnie biorąc pod uwagę to, że aukcje *explicit* funkcjonują bardzo dobrze i żadna z zaangażowanych stron (OSP, uczestnicy rynku) nie wnosi zastrzeżeń do tej metody.

Wymiana międzysystemowa ma pozytywny wpływ na płynność rynku energii elektrycznej oraz powinna prowadzić do optymalizacji cen w relacji z rynkami sąsiednimi, i poprawiać bezpieczeństwo działania KSE. Przy obecnej konstrukcji polskiego rynku spot rozwiązaniem najefektywniej realizującym powyższe cele są aukcje *explicit* stosowane na granicach z Czechami, Słowacją i Niemcami.

P.1. Projekt nowej ustawy Prawo energetyczne

Już początek 2012 roku zapowiadał liczne dyskusje nad szeregiem zmian na rynku energii elektrycznej w Polsce. Wiele kontrowersji wzbudzały, wzbudzają i z pewnością będą wzbudzać proponowane niezbędne zmiany prawne obejmujące zapisy projektów trzech nowych ustaw: Prawa energetycznego [14], ustawy o odnawialnych źródłach energii [15] i Prawa gazowego. Projekt nowej ustawy Prawo energetyczne [14], upubliczniony 22 grudnia 2011 r. wraz z pozostałymi ww. ustawami tworzącymi tzw. trójpak energetyczny, ma kształtować podstawę przyszłych uregulowań prawnych polskiego rynku energii. Główne rozwiązania, które mają wprowadzić, zdaniem projektodawców, nowe akty prawne to „efektywny system wsparcia produkcji zielonej energii oraz ochrona wrażliwych odbiorców energii elektrycznej i gazu ziemnego”. Termin opiniowania projektów upłynął 6 lutego 2012 r., zainteresowani udziałem w pracach przekazali do Ministerstwa Gospodarki setki uwag do każdej z ustaw, co z pewnością wydłuży proces dyskusji i konsultacji dokumentów. Oprócz wspomnianej wyżej regulacji dotyczących odbiorców wrażliwych, w obszarze nowego Prawa energetycznego zaproponowano między innymi następujące rozwiązania:

- sprzedaż energii elektrycznej (i świadczenie usługi dystrybucyjnej) dla odbiorców końcowych w grupie gospodarstw domowych jedynie na podstawie tzw. umowy kompleksowej;
- konieczność dokonywania rozliczeń na podstawie rzeczywistego zużycia wraz ze zobowiązaniem operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) do montażu inteligentnych liczników u odbiorców końcowych, a także wprowadzenie operatora informacji pomiarowych (OIP);

- powierzenie tzw. sprzedaży awaryjnej energii elektrycznej OSD w celu zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorcy, któremu dotychczasowy sprzedawca zaprzestał sprzedaży energii elektrycznej z przyczyn niezależnych od tego odbiorcy;
- wprowadzenie Rzecznika Praw Odbiorców, który ma czuwać nad egzekwowaniem praw i obowiązków konsumentów, w skrajnych przypadkach będzie można zwrócić się o pomoc do stałych sądów polubownych przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki (URE);
- przedłużenie wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i skorelowanie go z systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

Zdaniem sektora obrotu szczególnie ważne jest przyjęcie spójnych, przejrzystych i jednoznacznych zapisów ustawy, eliminujących późniejsze dyskusje i spory. Należy podkreślić, że liczne zapisy projektu ustawy wychodzą naprzeciw dyskusjom i ustaleniom z prowadzonych wcześniej, także z udziałem TOE, prac. Część zapisów wzbudza jednak wątpliwości TOE [20], dotyczące zarówno ich brzmienia, jak i przyjętych w projekcie ustawy modeli rozwiązań. Projekt ustawy w obecnym kształcie zawiera liczne, niejednoznaczne zapisy, które można interpretować na wiele sposobów mimo zachowania zasad należytej wykładni. W konsekwencji istnieje istotne ryzyko niejednolitego stosowania przepisów, które powinno być wyeliminowane w czasie dalszych konsultacji projektu.

Wniosek

Opublikowany pod koniec grudnia 2011 roku projekt nowej ustawy Prawo energetyczne zawiera propozycje licznych zmian w obszarze sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym między innymi dotyczące zagadnień pomocy odbiorcom wrażliwym, sprzedaży awaryjnej, czy operatora informacji pomiarowych. Liczne z tych zmian wychodzą naprzeciw propozycjom i wnioskom TOE. Projekt wymaga jednak dalszych prac, aby dopracować zarówno przyjęte modele rozwiązań, jak i konkretne zapisy prawne.

Grudniowy projekt nowej ustawy Prawo energetyczne, uwzględniając liczne postulaty sektora elektroenergetycznego, w tym odbiorców energii elektrycznej, powinien pozytywnie wpłynąć na rozwój rynku energii w Polsce.

P.2. Projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii

Przedstawiony przez Ministerstwo Gospodarki projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii, z dnia 20 grudnia 2011 r. [15], zawiera daleko idące zmiany otoczenia prawnego w stosunku do dotychczas obowiązujących przepisów, obniżając atrakcyjność inwestowania w OZE w Polsce, w szczególności zaś w energetykę wiatrową, która w chwili obecnej jest jednym z najlepiej rozwijających się źródeł OZE w Polsce.

Wprowadzane w projekcie ustawy zmiany dotyczą nie tylko tych źródeł OZE, które powstałyby pod rządami nowych ustaw, ale znacząco ingerują w rentowność już istniejących projektów, bez zagwarantowania okresów przejściowych pozwalających na uzyskanie zwrotu z dokonanych inwestycji.

Dotychczas stosunkowo dobrze funkcjonujący w Polsce system wsparcia dla OZE zachęcał do inwestowania w tego typu źródła. W nowym projekcie ustawy [15] został on głęboko „okrojony” poprzez zlikwidowanie zapisów, które były podstawą do inwestowania w projekty OZE w Polsce. Z drugiej jednak strony, co podkreśla się w uzasadnieniu do projektu ustawy [15], obowiązujący system był i jest znacznym obciążeniem dla odbiorców końcowych, a nowe propozycje, zdaniem Ministerstwa, mają złagodzić ciężar tych obciążeń.

W grudniowym projekcie [15] proponuje się następujące główne zmiany w stosunku do stanu istniejącego:

- umożliwienie operatorowi nierozpatrywanie wniosku o przyłączenie;
- wprowadzenie współczynników korekcyjnych dla różnych źródeł bez uwzględnienia okresów przejściowych dla źródeł funkcjonujących, powstałych na bazie poprzedniej ustawy;
- określanie współczynników korekcyjnych aktami niższego rzędu (rozporządzeniami), a nie ustawą (możliwość zmiany wartości współczynników drogą rozporządzenia, co trzy lata, bez wskazania zakresu możliwych zmian);
- ograniczenie okresu wsparcia do 15 lat;
- zmiana kalkulacji opłaty zastępczej, zgodnie z którą wzrost cen energii elektrycznej powodował będzie spadek wysokości opłaty zastępczej.

Ponadto w projekcie zrezygnowano z:

- obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE po gwarantowanej cenie (ze źródeł innych niż mikroinstalacje);
- specyficznych dla instalacji OZE zasad przyłączania do sieci, wymaganych dyrektywą 2009/28/WE.

Projekt ustawy został poddany konsultacjom społecznym, w ramach których do Ministerstwa Gospodarki wpłynęły uwagi od blisko 300 firm i organizacji branżowych. Towarzystwo Obrótu Energią w swoich uwagach [20] pozytywnie oceniło przedstawiony do konsultacji projekt ustawy, generalnie popierając przedstawione w nim kierunki kształtowania polityki energetycznej państwa w obszarze wspierania OZE. Wychodząc naprzeciw przedstawionym do konsultacji regulacjom prawnym i mając wyłącznie na celu łatwiejszą i bardziej efektywną ich realizację, TOE zaproponowało korekty w następujących trzech głównych kwestiach:

- 1) Ograniczenie ryzyka rynkowego wytwórców energii ze źródeł odnawialnych i ich partnerów handlowych - przedsiębiorstw obrotu energią - poprzez zapewnienie stabilności (niekoniecznie tych samych wartości przez cały okres obowiązywania, ale po opublikowaniu już niezmiennych) współczynników korekcyjnych w okresie 15 – 20 lat.

- 2) Radykalne uproszczenie rozliczeń z wytwórcami energii w mikroinstalacjach i usunięcie potencjalnych i zbędnych trudności we współpracy przedsiębiorstw sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym z obsługiwanymi przez nie handlowo prosumentami.
- 3) Uproszczenie zasad wywiązywania się z obowiązku zakupu świadectw pochodzenia odbiorcom o rocznym zużyciu nie mniejszym niż 400 GWh i udziale kosztów energii w kosztach produkcji nie mniejszym niż 15 %.

Według ostatnich informacji, Ministerstwo Gospodarki planuje w maju 2012 roku zorganizowanie konferencji, na której zostanie zaprezentowana nowa wersja projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii, zmieniająca liczne zapisy grudniowego projektu [15].

Wniosek

Kombinacja wszystkich czynników zapisanych w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 grudnia 2011 r., a w szczególności ograniczenie wysokości i okresu wsparcia oraz możliwość dowolnego zmieniania współczynników korekcyjnych poprzez zmiany rozporządzenia, spowoduje znaczne zmniejszenie rentowności projektów poprzez wydłużenie okresu zwrotu dla inwestycji OZE oraz trudności w dokonywaniu wiarygodnych długoterminowych analiz finansowych.

W związku z tym zapisy projektu zdecydowanie negatywnie ocenia podsektor wytwarzania OZE. Z drugiej jednak strony zaproponowane zmiany, z perspektywy odbiorców końcowych, powinny wymusić spadek obciążeń, będących wynikiem przyjętego modelu promowania OZE w Polsce, a także wyeliminować część nieprawidłowości obecnego modelu (np. brak uwzględnienia zmienności cen energii elektrycznej w modelu opłaty zastępczej oraz obowiązek zakupu energii elektrycznej OZE narzucony na wybraną grupę sprzedawców).

P.3. Nowa architektura rynku energii elektrycznej w Polsce

Raportowany okres to kolejny rok prac nad nową architekturą rynku energii w Polsce. Reforma zakłada m.in. poszerzenie katalogu segmentów rynku o:

- Rynek Bilansujący Dnia Bieżącego (RBB),
- Rynek Bilansujący Czasu Rzeczywistego (RBR),
- Rynek Finansowych Praw Przesyłowych (Rynek FTR),
- Rynek Zdolności Wytwórczych (RZW).

Odpowiedzialność za realizację powyższych zadań spoczywa na OSP, a podmiotem wspierającym jest powołany na mocy [32] Zespół Doradczy ds. Zmian w Funkcjonowaniu Rynku Energii Elektrycznej (ZDREE). Szczegółowe zasady realizacji wsparcia opisane w [30]

zakładają podział prac pomiędzy wewnętrzne Grupy Robocze Projektowe i Grupy Robocze Wspierające, ściśle współpracujące z czterema zewnętrznymi Zespołami Projektowymi, w tym z Zespołem Projektowym OSP zajmującym się kwestiami RB.

Należy podkreślić, że koncepcja rynku była wielokrotnie przedstawiana i omawiana z członkami TOE w szeroko zakrojonym procesie konsultacji. Prezentacje dotyczyły zarówno wymiaru lokalnego proponowanej reformy, jak i kontekstu rynku wspólnotowego. Warto podkreślić, że dwie prezentacje z posiedzeń zespołu TOE 18 listopada 2011 r. i 20 grudnia 2011 r., odpowiednio na temat *„Reformy rynku energii elektrycznej w Europie”* oraz *„Prace nad nowym modelem rynku energii elektrycznej w kontekście wdrażania jednolitego rynku europejskiego”*, w których ujęte zostały najważniejsze determinanty rozwoju rynku wspólnotowego. Ponadto 1 lutego 2012 r. miało miejsce spotkanie członków Zespołu Doradczego, gdzie przedstawiona została szczegółowa koncepcja *„Propozycji rozwiązań dla nowego modelu rynku energii elektrycznej opracowana na podstawie wyników dotychczasowych prac”*.

Wniosek

Podkreślając wagę i znaczenie prowadzonych przedmiotowych prac, celowym i koniecznym zdaniem TOE wydaje się być lobbowanie na gruncie wspólnotowym wypracowania wspólnej i spójnej polityki odzwierciedlającej zarówno globalne, jak i lokalne potrzeby rynkowe, a tym samym poszerzającej katalog dostępnych segmentów rynku.

Należy wskazać na potrzebę przyspieszenia opóźnionych względem harmonogramu wynikającego z [30] prac, zarówno nad finalizacją etapu koncepcyjnego, jak i uruchomieniem etapu wdrożenia. Konieczne jest przeprowadzenie i upublicznienie szczegółowych symulacji zachowań rynku w proponowanych, nowych realiach, szczególnie w kontekście modelu bazującego na cenach węglowych.

Oceniając wpływ zagadnienia na rozwój rynku, należy brać pod uwagę zarówno elementy korzystne - w tym ten najistotniejszy, czyli stworzenie nowych obszarów potencjalnej działalności uczestników rynku - jak i składniki implikujące dodatkowe zagrożenia. Ryzyko związane jest przede wszystkim z niepewnością zakresu wdrażanych reform i ich planowanej głębokości. Ponadto na obecnym etapie prac nie jest możliwe szczegółowe określenie wszystkich determinantów rozwoju rynku, co dodatkowo rodzi pole niepożądanego niepewności.

P.4. Znaczenie nowych trendów rozwoju elektroenergetyki (prosumentów, mikrogeneracji, inteligentnych liczników i inteligentnych sieci energetycznych) dla polskiego rynku energii elektrycznej

Istotne dla przyszłości rynku energii elektrycznej w Polsce, oprócz wymienionych wcześniej elementów, w tym w szczególności prac nad pakietem ustaw energetycznych oraz prac nad

nowym modelem – architekturą rynku energii elektrycznej w Polsce, mogą okazać się, nowe technologiczne i społeczne kierunki rozwoju tego rynku, do których można zaliczyć:

- realizowane wdrożenia w zakresie inteligentnego opomiarowania i inteligentnych sieci energetycznych,
- przewidywany wzrost znaczenia mikroźródeł, najczęściej OZE lub kogeneracji,
- rosnącą rolę prosumentów w sektorze energetycznym.

Wdrożenia w zakresie inteligentnych sieci energetycznych stanowiących połączenie inteligentnego opomiarowania, elementów automatyki infrastruktury elektroenergetycznej z nowoczesnymi technologiami, wynikają nie tylko z konieczności wypełniania obowiązków państw członkowskich Unii Europejskiej w zakresie redukcji emisji CO₂ i podnoszenia efektywności energetycznej, ale również z konieczności znalezienia rozwiązań sprzyjających zbilansowaniu KSE w najbliższych latach, głównie poprzez aktywizację odbiorców końcowych w zakresie bardziej efektywnego zarządzania energią, umożliwiającą redukcję obciążenia w szczytach zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym przypadku rozwój infrastruktury elektroenergetycznej ma szanse stać się fundamentem dla istotnej transformacji rynku energetycznego w zakresie zmian dotychczasowych zadań i obowiązków jego uczestników, udostępniania nowoczesnych usług, wzrostu znaczenia mikrogeneracji, a w szczególności dla rozwoju idei prosumenta, któremu umożliwi dokonywanie prawidłowych rozliczeń wytwarzanej, zużywanej, kupowanej, ale również sprzedawanej energii elektrycznej.

Z punktu widzenia spółek obrotu jedną z ważnych przesłanek wdrożenia inteligentnego opomiarowania jest odejście od rozliczeń zużycia w oparciu o prognozy na rzecz rozliczeń na podstawie zdalnych, rzeczywistych odczytów, a w ślad za tym stworzenie możliwości przedstawiania odbiorcom nowych ofert i usług wykorzystujących te odczyty. Należy w tym miejscu zwrócić uwagę na bezpośredni i kluczowy wpływ ostatecznego kształtu kompetencji i zadań przewidzianych dla OIP na dynamikę i kierunki rozwoju nowoczesnego rynku energetycznego w Polsce.

Jednym z głównych kierunków rozwoju rynku energetycznego w Polsce może okazać się odejście od tzw. energetyki systemowej na rzecz lokalnej energetyki (nie tylko elektroenergetyki) rozproszonej, w której głównym wyznacznikiem działań, ale i zmian, są zachowania aktywnych odbiorców energii, tzw. prosumentów, ze szczególnym uwzględnieniem inwestycji w mikroźródła OZE lub źródła kogeneracyjne, produkujące równocześnie ciepło (a dodatkowo także i chłód) oraz energię elektryczną. Mikroźródła mogą pracować w sytuacjach awaryjnych jako zapasowe źródła zasilania, umożliwiając pracę wyspą odbiorców, służyć jako źródło przychodu w momencie oddawania nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci, lub służyć jako narzędzie do realizacji bodźcowych programów odpowiedzi popytu. Nie bez znaczenia jest wskazanie przez Unię Europejską na mikroźródła jako jeden z preferowanych sposobów podnoszenia efektywności energetycznej i redukcji emisji CO₂, co dodatkowo znalazło wyraz w liczbie funduszy przeznaczonych na stymulowanie innowacji i rozwój tych technologii. Z pewnością kolejne lata zweryfikują, jak daleko rozwinie się ten nowy segment rynku energetycznego w Polsce [21]. Należy jednak

zwrócić uwagę, że już dziś liczne spółki obrotu - sprzedawcy energii elektrycznej - wychodzą naprzeciw tym trendom, proponując odbiorcom końcowym wspólne inwestycje w mikrogenerację np. w postaci przydomowych źródeł odnawialnych, pomimo tego, że dzisiejszy system nie różnicuje wielkości i (prosumenckiego) charakteru źródeł. W tym miejscu należy także dodać, że proponowane w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii [15] nowe rozwiązania i mechanizmy zakładają uproszczenie wymogów związanych z instalacją i przyłączeniem mikroźródeł oraz przewidują dodatkowe elementy systemowego wsparcia dla mikrogeneracji wykorzystującej OZE.

Wniosek

Wdrożenia w zakresie inteligentnego opomiarowania, rozwój sieci inteligentnych, dynamiczny przyrost liczby instalowanych mikroźródeł, wzrost świadomości i aktywności konsumentów (prosumentów) - to procesy będące w różnych stadiach zaawansowania, ale które niewątpliwie już się rozpoczęły. Tym samym zmiana tradycyjnego sposobu funkcjonowania KSE, a dalej również funkcjonowania wybranych aspektów rynku energetycznego w Polsce, wydaje się być nieuchronna. Oprócz istotnych aspektów regulacyjnych, kluczowym czynnikiem niezbędnym dla zagwarantowania ich powodzenia, a także determinującym realne tempo ich rozwoju, jest współpraca pomiędzy zaangażowanymi podmiotami rynku energetycznego na rzecz zapewnienia dostępu do wskazanych technologii i usług konsumentom i prosumentom mającym być ostatecznymi beneficjentami realizowanych w sektorze energetycznym inwestycji i przemian.

Zdaniem TOE nowe trendy rozwoju elektroenergetyki pozytywnie wpłyną na rozwój rynku energii, wymuszając jednak potrzeby zmian (w tym głównie po stronie OSD) oraz konieczność poniesienia dodatkowych kosztów dostosowawczych.

P.5. Dokumenty i działania unijne dotyczące rynków finansowych, które będą miały wpływ na rynek energii w Polsce

Rynek finansowy w Polsce objęty jest zaostrzonym reżimem sprawozdawczo-informacyjnym, wynikającym w szczególności z trzech zasadniczych ustaw:

- ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2010 r., Nr 211, poz. 1384);
- ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o ofercie publicznej (Dz. U. z 2009 r., Nr 185, poz. 1439, ze zm.);
- ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o nadzorze nad rynkiem kapitałowym (Dz. U. z 2005 r., Nr 183, poz.1537, ze zm.).

Do tej pory uprawnienia do emisji CO₂, jednostki redukcji emisji CO₂, jak również prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia nie były w żaden sposób powiązane z pojęciem instrumentu finansowego znajdującego swoje odzwierciedlenie w wyżej wymienionych ustawach. Jedynie ich pochodne (pochodne instrumentów finansowych, których instrumentem jest towar) mogły podlegać zasadom rynku finansowego.

Komisja Europejska pracuje nad zmianą i utworzeniem nowych zasad w źródłowych dla rynków finansowych aktach, takich jak: dyrektywa 2003/6/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 28 stycznia 2003 r. w sprawie wykorzystywania poufnych informacji i manipulacji na rynku (nadużyć na rynku kapitałowym) [MAD], dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/39/WE z 21 kwietnia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych [MiFID] oraz nowe rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, partnerów centralnych i repozytoriów transakcji [EMIR]. Zmiany te spowodują m.in. objęcie ww. uprawnień do emisji w definicji instrumentu finansowego MiFID, która obok MAD jest aktualnie zaimplementowana do wspomnianego finansowego ustawodawstwa polskiego, obejmując dowolne jednostki uznane za spełniające wymogi systemu handlu uprawnieniami do emisji. Ujednolicenie definicji informacji poufnych w nowej propozycji dotyczącej MAD spowoduje dostosowanie definicji dla towarowych instrumentów pochodnych do ogólnej definicji dla pozostałych instrumentów, co zwiększy obowiązki uczestników obrotu. Ponadto wprowadzenie poprzez EMIR zasad rozliczania prawie wszystkich instrumentów pochodnych, także tych zawieranych na rynku OTC, przez centralne izby rozliczeniowe, oraz wprowadzenie obowiązku informowania o zawieranych transakcjach, spowoduje dodatkowe zaostrzenie zasad również na rynku energii.

Należy też pamiętać, że nadal czekamy na rozporządzenia wykonawcze Komisji Europejskiej wynikające z delegacji ustawowej rozporządzenia REMIT, które doprecyzują zasady związane ze sprawozdawczością i obowiązkami uczestników rynku energii, wymagające następnie dodatkowo implementacji w przepisach krajowych.

Wnioski

Duża aktywność legislacyjna Komisji Europejskiej w minionym roku pokazuje znaczącą zmianę patrzenia przez UE na poszczególne produktowe rynki energii. Zaostrzenie zasad funkcjonowania tych rynków w podobny sposób jak na rynkach finansowych daje wrażenie ich kierunkowego ujednolicania. Ponadto objęcie definicją instrumentu finansowego uprawnień do emisji (w tym emisji CO₂) w momencie jego wejścia w życie (w przypadku utrzymania tego kierunku przez UE), oraz wejście w życie REMIT, a następnie implementacja nowych zasad do ustawodawstwa krajowego, będzie stanowić zasadniczy przewrót na rynku energii, poszerzając i w znaczny sposób zaostrzając obowiązki i zakazy handlu tymi produktami.

III. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ

1. Rynek Dnia Następnego

W roku 2011 wzrost cen energii elektrycznej na polskim rynku hurtowym był znacząco mniejszy niż rok wcześniej – wyniósł 4 % r-d-r w porównaniu do 14 % w roku 2010. Średnia cena godzinowa energii na Rynku Dnia Następnego TGE wyniosła w 2011 roku 198,95 PLN/MWh (191,49 PLN/MWh w 2010 roku).

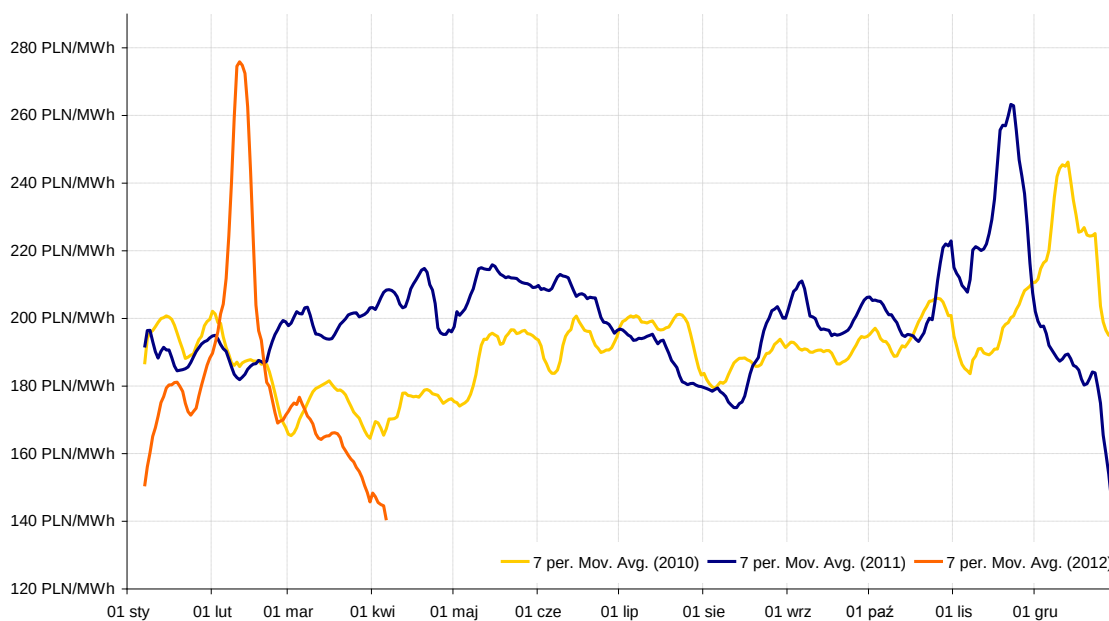
Nieco większą dynamikę wzrostu wykazał indeks cen dla godzin szczytowych (w dni robocze, od 8 do 22 włącznie), w których ceny wzrosły o 4,5% względem roku poprzedniego niż dla godzin pozaszczytowych (w dni robocze do godziny 7 i od godziny 23 oraz w weekendy i święta), w których wzrost wyniósł 3,5%.

Tempo wzrostu cen energii było silnie zróżnicowane w poszczególnych kwartałach 2011 roku. Najwyższy, wynoszący 11 % w stosunku do analogicznego kwartału roku poprzedniego, wzrost cen zaobserwowano w drugim kwartale 2011 roku, w którym cena wyniosła 207,04 PLN/MWh. W pierwszym kwartale cena wzrosła o 5,5 %, do poziomu 193,28 PLN/MWh, a w trzecim o 0,5 %, do 192,30 PLN/MWh. W czwartym kwartale 2011 roku średnia cena wyniosła 203,18 PLN/MWh, czyli o 1 % mniej niż rok wcześniej. Był to jedyny kwartał, w którym obserwowany był spadek cen.

Czynnikami sprzyjającymi wzrostowi cen energii elektrycznej w 2011 roku były wzrost eksportu do Niemiec, Czech i na Słowację oraz wzrost zapotrzebowania krajowego na energię elektryczną. Saldo eksportu energii elektrycznej z krajowego systemu energetycznego w 2011 roku było niemal dwa razy wyższe niż rok wcześniej, przy czym saldo eksportu do krajów Europy Kontynentalnej wzrosło niemal czterokrotnie. Wynikało to głównie ze wzrostu cen na rynku niemieckim, spowodowanego decyzją Niemiec o wyłączeniu części najstarszych elektrowni atomowych, podjętej po marcowej katastrofie w japońskiej elektrowni atomowej w Fukushima. Z drugiej strony, niskie ceny na rynku Skandynawskim spowodowały, że Polska importowała energię ze Szwecji, podczas gdy rok wcześniej obserwowano przewagę eksportu nad importem na tym profilu. Zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o 1,4 % r-d-r. Największy wzrost zapotrzebowania, wynoszący 2,9 % względem analogicznego kwartału poprzedniego roku, zaobserwowano w drugim kwartale. W czwartym kwartale zapotrzebowanie było identyczne jak w poprzednim roku. Nie było kwartału, w którym nastąpiłby spadek zapotrzebowania. Wśród innych czynników wpływających na wzrost cen można wymienić zwiększoną niedyspozycyjność mocy wytwórczych (wzrost o 4 % r-d-r) oraz likwidację bloku na węgiel kamienny o mocy 225 MW w Połańcu.

Wzrost cen był natomiast ograniczany poprzez oddanie do użytku nowego bloku na węgiel brunatny w Elektrowni Bełchatów o mocy 858 MW o niskich kosztach krańcowych produkcji oraz dwukrotny wzrost mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej - z 809 MW do 1628 MW.

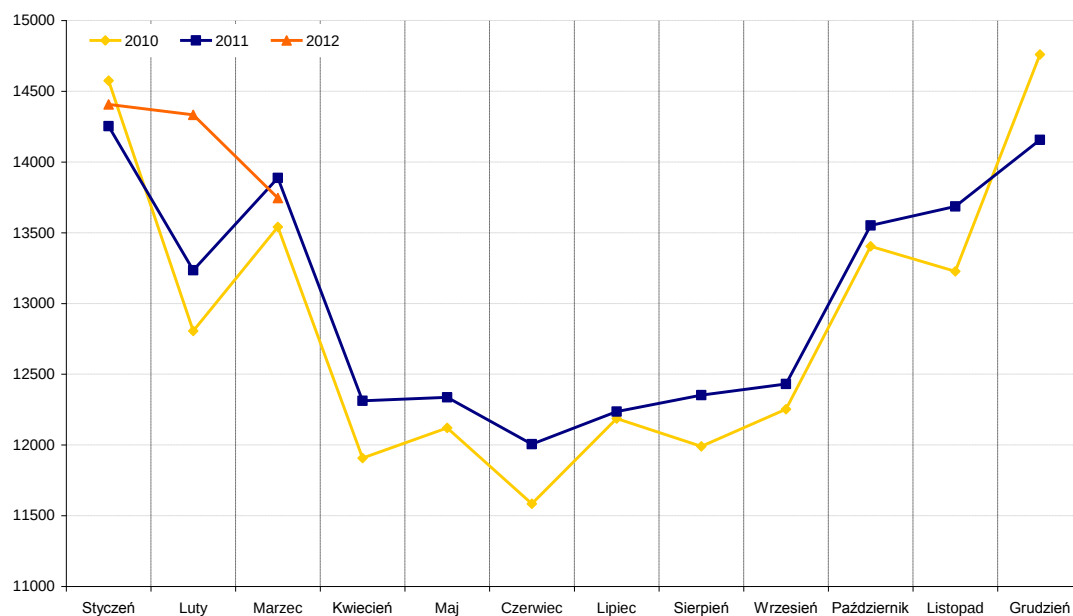
Rynek Dnia Następnego TGE 2010 - Q1 2012 (PLN/MWh)



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

Rys. 9. Ceny dobowe na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii.

Krajowe zapotrzebowanie na moc 2010 - Q1 2012 (GWh)

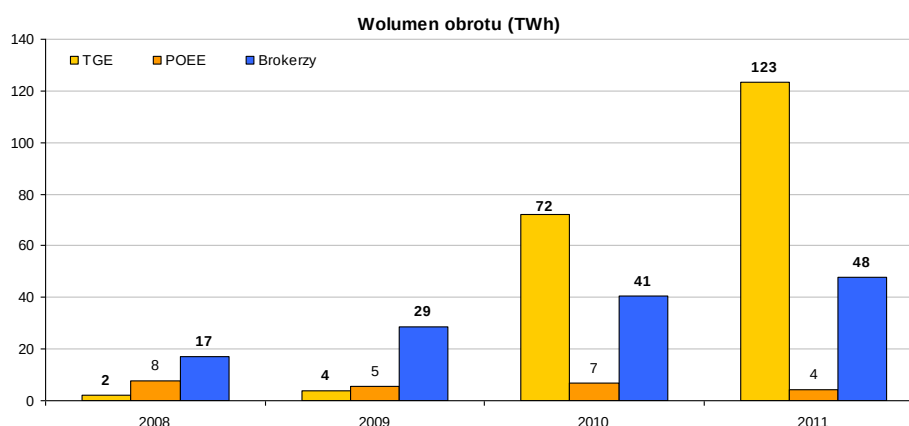


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE-Operator S.A.

Rys. 10. Całkowite miesięczne krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (GWh).

2. Rynek terminowy

Rok 2011 stanowił kontynuację trendów z lat ubiegłych. Z uwagi na wprowadzenie pod koniec 2010 roku tzw. „obligo giełdowego”, znacząco wzrosły obroty na TGE. Wolumen transakcji na rynku RDN i RTT wzrósł o prawie 70 %, do 123 TWh. Zmiana ta spowodowała zmniejszenie dynamiki wzrostu wolumenów transakcji OTC, (wzrost o ok. 17 %, do 48 TWh). Wolumen obrotu na POEE podlegał dalszemu spadkowi. Należy pamiętać, że pod koniec 2012 roku planowana jest konsolidacja miejsc obrotu poprzez połączenie rynków TGE i POEE, które od końca roku 2011, po zmianach właścicielskich, należą do jednego podmiotu – GPW.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, POEE, TFS, GFI, ICAP.

Rys. 11. Wolumen obrotu na polskim rynku energii elektrycznej.

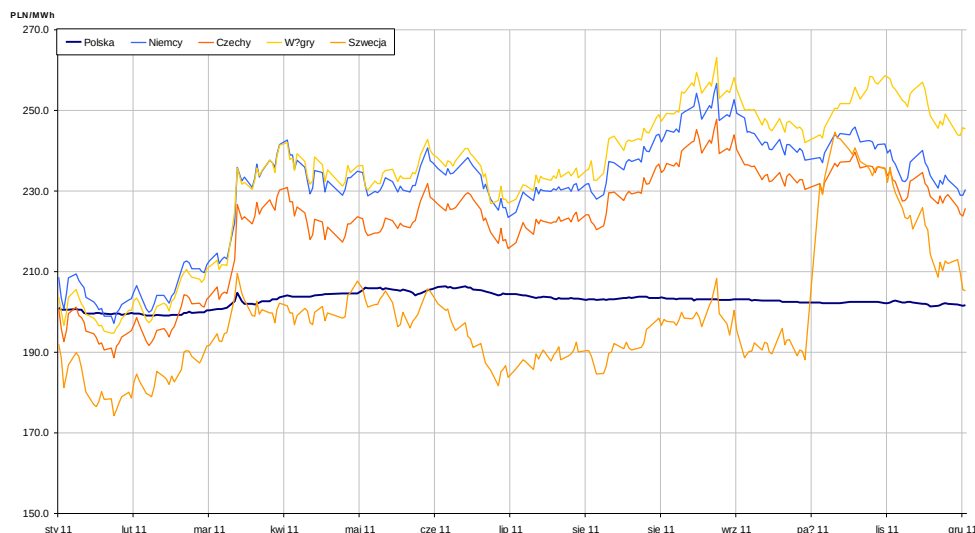
Kwotowania kontraktu BASE_Y pozostawały w trendzie rosnącym oraz były dodatnio skorelowane z rynkami sąsiednimi (największy wpływ miał rynek niemiecki). Należy zauważyć, że zależność pomiędzy niemieckim a polskim rynkiem, nie jest aż tak silna, jak dla rynku niemieckiego i czeskiego, bądź czeskiego i węgierskiego.

Tabela 1. Macierz korelacji pomiędzy rynkami terminowymi energii elektrycznej.

	PL	GE	CZ	HU
PL	1	0.66	0.62	0.58
GE	0.66	1	0.99	0.97
CZ	0.62	0.99	1	0.98
HU	0.58	0.97	0.98	1

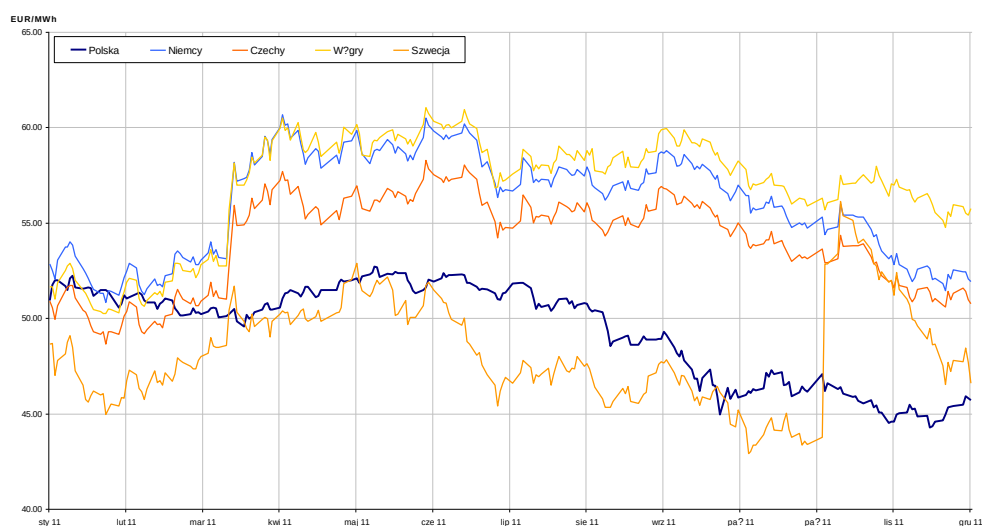
Źródło: Vattenfall Energy Trading Poland.

Wzrost kursu EUR/PLN, który pod koniec roku był na poziomie 4,46, miał silny wpływ na kształtowanie się zależności pomiędzy rynkami. Zmiana ta spowodowała odwrócenie kierunku zależności pomiędzy polskim a niemieckim rynkiem oraz spowodowała, że kwotowania produktu rocznego nie zareagowały na spadki na sąsiednich rynkach.



Źródło: Vattenfall Energy Trading Poland.

Rys. 12. Kwotowania kontraktu BASE Y-12 (PLN/MWh).



Źródło: Vattenfall Energy Trading Poland.

Rys. 13. Kwotowania kontraktu BASE Y-12 (EUR/MWh).

Kontrakt BASE_Y-12 handlowany był na TGE w wąskim przedziale, minimum roczne wyniosło 199,10 PLN/MWh (w lutym), natomiast maksimum zostało osiągnięte 6 czerwca i wyniosło 206,30 PLN/MWh. Średnia ważona wolumenem kontraktu BASE_Y-12 wyniosła 202,88 PLN/MWh w porównaniu do 193,43 PLN/MWh za kontrakt BASE_Y-11. Była ona nieznacznie wyższa od realizacji SPOT w 2011 roku (198,95 PLN/MWh) oraz średniej ceny Rynku Bilansującego, która wyniosła 200,44 PLN/MWh. Zmienność kwotowań wyniosła 0,9 % i była niska w porównaniu do sąsiednich rynków, na których wyniosła 4,9 %, 4,6 %, 5,1 % oraz 5,5 % odpowiednio dla Niemiec, Czech, Węgier oraz Szwecji.

IV. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ KRÓTKO- I DŁUGOTERMINOWYCH

Działania krótkoterminowe (DK)

- 1.DK. Podjęcie przez Prezesa URE decyzji dotyczącej zwolnienia wszystkich spółek obrotu z obowiązku przedkładania do zatwierdzania taryf dla odbiorców w grupach taryfowych G (w tym gospodarstw domowych).
- 2.DK. Stworzenie spójnego, przewidywalnego i stabilnego systemu wsparcia zarówno dla źródeł kogeneracyjnych, jak i odnawialnych (OZE). W horyzoncie bieżącego roku niezbędne jest również zachowanie ciągłości systemu wsparcia dla źródeł kogeneracyjnych.
- 3.DK. Wprowadzenie szczegółowych rozwiązań dotyczących systemu „białych” certyfikatów poprzez przyjęcie odpowiednich rozporządzeń wykonawczych do ustawy.
- 4.DK. Kontynuacja opracowywania standardów umów, które powinny funkcjonować w relacji: odbiorca końcowy, operator systemu dystrybucyjnego, sprzedawca, w tym w szczególności praktyczne wdrożenie GUDa kompleksowego oraz umów kompleksowych.
- 5.DK. Przyspieszenie prac nad projektami nowych ustaw: ustawą Prawo energetyczne, ustawą o odnawialnych źródłach energii oraz Prawem gazowym.
- 6.DK. Analiza i wdrożenie zmian w harmonogramie sesji na TGE w celu maksymalnego uwiarygodnienia indeksu IRDN - jako podstawy dla instrumentu bazowego dla kontraktów terminowych finansowych.
- 7.DK. Uruchomienie rynku kontraktów finansowych.
- 8.DK. Monitorowanie przez Prezesa URE procesu określania dostępnych mocy transgranicznych.
- 9.DK. Monitorowanie planów wprowadzenia metody *market coupling*, jako metody udostępniania mocy transgranicznych.
- 10.DK. Korekta procesu udostępniania mocy w wymianie międzysystemowej na połączeniu z Ukrainą (doprowadzenie do standardów aukcji explicit).

Działania długoterminowe (DD)

- 1.DD. Prace nad dalszym rozwojem rynku giełdowego w zakresie zwiększania liczby jego uczestników oraz funkcjonalności aplikacji informatycznych w zakresie handlu i rozliczeń.
- 2.DD. Kontynuacja działań koncepcyjnych i wdrożeniowych w zakresie nowej architektury rynku energii elektrycznej, z uwzględnieniem uwarunkowań unijnych - potrzeba przyspieszenia prac, w tym w szczególności finalizacja etapów koncepcyjnych oraz zwiększenie transparentności w zakresie prezentacji wyników symulacji i prowadzonych prac analitycznych.
- 3.DD. Rozbudowa mocy transgranicznych na wszystkich kierunkach geograficznych.

V. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA

ACER	- Agency for the Cooperation of Energy Regulators
CRO	- Cena Rozliczeniowa Odchylenia
CROs	- Cena Rozliczeniowa Odchylenia sprzedaży
CROz	- Cena Rozliczeniowa Odchylenia zakupu
EU ETS	- wspólnotowy systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych
GPW	- Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie SA
GUD	- generalne umowy dystrybucyjne
IRIESD	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KE	- Komisja Europejska
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
MAD	- Dyrektywa 2003/6/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 28 stycznia 2003 r. w sprawie wykorzystywania poufnych informacji i manipulacji na rynku (nadużyć na rynku kapitałowym)
MiFID	- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/39/WE z 21 stycznia 2004 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych
OIP	- Operator Informacji Pomiarowych
OSD	- Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	- Operator System Przesyłowego – PSE Operator S.A.
OWU	- Ogólne Warunki Umowy
OZE	- odnawialne źródła energii
PM	- prawa majątkowe
PTPiREE	- Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
REMIT	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii
RB	- Rynek Bilansujący
RDB	- Rynek Dnia Bieżącego
RDN	- Rynek Dnia Następnego
Taryfa G	- zbiór cen i taryf dla energii elektrycznej dla grupy gospodarstw domowych
TGE	- Towarowa Giełda Energii SA
TOE	- Towarzystwo Obrótu Energią
TPA	- <i>Third Party Access</i> - zasada dostępu stron trzecich do sieci
URE	- Urząd Regulacji Energetyki

VI. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

- [1] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.
- [2] Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.
- [3] Dyrektywa 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- [4] 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 dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- [5] Dyrektywa 2008/101/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 listopada 2008 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu uwzględnienia działalności lotniczej w systemie handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie.
- [6] Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG.
- [7] Dyrektywa 2004/101/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 października 2004 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, z uwzględnieniem mechanizmów projektowych Protokołu z Kioto.
- [8] Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.

- [9] Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. nr 122 poz. 695).
- [10] Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. nr 94 poz. 551).
- [11] Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. nr 130 poz. 1070).
- [12] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89 z późn. zmianami).
- [13] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.).

- [14] Ustawa Prawo energetyczne. Projekt w wersji 1.7. z dnia 20 grudnia 2011 r.
- [15] Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Projekt z dnia 20 grudnia 2011 r.
- [16] Projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, wersja 2.9 z dnia 4 stycznia 2012 r.

- [17] Informacja Prezesa URE (nr 11/2012) w sprawie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Warszawa, 13 kwietnia 2012 r.
- [18] Informacja Prezes URE nr 10/2012 w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011. Warszawa, 30 marca 2012 r.
- [19] Informacja Prezesa URE (nr 5/2012) w sprawie zakończenia prac nad nowym wzorcem Generalnej Umowy Dystrybucji, umożliwiającym sprzedawcom energii elektrycznej świadczenie usługi kompleksowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Warszawa, 22 marca 2012 r.
- [20] Praca zbiorowa: Uwagi TOE do projektów ustaw: Prawo energetyczne, Prawo gazowe i o odnawialnych źródłach energii. TOE, Warszawa, 6 lutego 2012 r.
- [21] Popczyk J.: Energetyka 2011. Część II. Energetyka ciepła i zawodowa 2/2012, luty 2012.
- [22] Pakiet regulacji energetycznych - prezentacja podczas konferencji „Nowa energia w prawie”. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 22 grudnia 2011 r.
- [23] Pismo TOE i FOEEiG do Ministra Gospodarki, dotyczące systemu wydawania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji (art. 9l ustawy – Prawo energetyczne) oraz obowiązku uzyskania i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE tych świadectw, Warszawa, 3 listopada 2011 r.
- [24] Praca zbiorowa: Wnioski i rekomendacje dotyczące zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym. Zespół Doradczy ds. związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci w Polsce, Warszawa, 27 lipca 2011 r.
- [25] Raport UOKiK „Pozycja konsumenta na rynku energii elektrycznej”, czerwiec 2011.
- [26] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2011 r. Raport TOE. Warszawa, 30 kwietnia 2011 r.
- [27] Statystyka elektroenergetyki polskiej. ARE SA, 2011.
- [28] Dane dostarczone przez spółki obrotu - członków wspierających TOE, 2011.
- [29] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2010 r. Raport TOE. Warszawa, 30 kwietnia 2010 r.
- [30] Ramowy plan prac nad przebudową architektury hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce, Zespół Doradczy ds. Zmian w Funkcjonowaniu Rynku Energii Elektrycznej. Warszawa, luty 2010.
- [31] Polityka energetyczna Polski do 2030 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009 r.
- [32] Zarządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 października 2009 roku w sprawie powołania Zespołu Doradczego do spraw zmian w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej. Warszawa, 15 października 2009 r.
- [33] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2009 r. Raport TOE. Warszawa, 30 kwietnia 2009 r.

- [34] www.mg.gov.pl
- [35] www.ure.gov.pl
- [36] www.toe.pl

VII. RADA ZARZĄDZAJĄCA TOE XI KADENCJI

Skład Rady Zarządzającej TOE XI kadencji:

- kol. Krzysztof Zamasz - Prezes Rady Zarządzającej
- kol. Janusz Bil - Wiceprezes Rady Zarządzającej
- kol. Krzysztof Bonk - Wiceprezes Rady Zarządzającej
- kol. Robert Bański - Wiceprezes Rady Zarządzającej
- kol. Marcin Ludwicki - Wiceprezes Rady Zarządzającej
- kol. Krzysztof Borowiec
- kol. Jacek Komolka
- kol. Witold Pawłowski
- kol. Ireneusz Perkowski
- kol. Piotr Rogóż
- kol. Katarzyna Rozenfeld
- kol. Krzysztof Wilbik

Pracownicy biura TOE, obsługa Rady Zarządzającej:

- kol. Monika Gasiuk
- kol. Marek Kulesa

VIII. ZESPÓŁ DS. OPRACOWANIA RAPORTU NA TEMAT RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Skład osobowy Zespołu TOE ds. opracowania raportu na temat rynku energii elektrycznej w Polsce:

- kol. Katarzyna Rozenfeld, Vattenfall Energy Trading Sp. z o.o. - przewodnicząca
- kol. Robert Bański, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
- kol. Anna Gabrysiak, ELKO Trading Sp. z o.o.
- kol. Piotr Gniewkowski, Kancelaria Radców Prawnych MGS sp. p.
- kol. Wojciech Graczyk, RWE Polska S.A.
- kol. Marek Kulesa, TOE
- kol. Janusz Kurzak, Freepoint Commodities
- kol. Witold Lebek, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Marcin Ludwicki, ENERGA - Obrót S.A.
- kol. Witold Obniski, RWE Polska S.A.
- kol. Zbigniew Olszewski, EGL Polska Sp. z o.o.
- kol. Joanna Lipińska, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Maciej Sołtysik, Tauron Polska Energia S.A.
- kol. Krzysztof Żukowski, Dom Maklerski IDMSA