

**RYNEK ENERGII
ELEKTRYCZNEJ W POLSCE
- stan na 31 marca 2011 r.
Raport TOE**

Warszawa, 30 kwietnia 2011 r.

SPIS TREŚCI:

1. Wprowadzenie	3
2. Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 kwietnia 2010 r. do 31 marca 2011 r.....	4
1. Utrzymanie/przywrócenie obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE taryf (sprzedaży energii elektrycznej) w grupach taryfowych G.....	8
2. Systemy wsparcia OZE i kogeneracji - umarzanie świadectw pochodzenia (tzw. żółte, czerwone, zielone i fioletowe certyfikaty)	10
3. Uruchomienie <i>market coupling</i> 'u na połączeniu ze Szwecją w kontekście rozwoju/rozszerzenia tego modelu wymiany.....	16
4. Rynek Dnia Bieżącego	18
5. Realizacja zapisów „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”	18
6. Skutki nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dokonanej ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. („obligo giełdowe”)	21
7. Ustawa o efektywności energetycznej.....	23
8. Dobre praktyki sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych	24
9. Wzorzec umowy kompleksowej dla sprzedawców z urzędu sprzedających energię elektryczną w grupie taryfowej G.....	24
10. Proces zmiany sprzedawcy	26
11. Zmiana stawki VAT w 2011 roku	29
P1. Prace nad nową ustawą – Prawo energetyczne	30
P2. Nowa architektura rynku energii elektrycznej w Polsce.....	30
P3. Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (druk 3237), projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (druk 3794).....	32
P4. Prace nad modelem rozwoju <i>smart metering</i> w Polsce.....	33
P5. GUD kompleksowy.....	34
3. Kształtowanie się cen energii elektrycznej	36
3.1. Rynek dnia następnego	36
3.2. Rynek terminowy.....	38
4. Propozycje działań krótko- i długoterminowych	41
5. Zastosowane skróty i oznaczenia	44
6. Materiały źródłowe	46
7. Zespół autorski.....	48

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

Copyright © Towarzystwo Obrotu Energią 2011

1. WPROWADZENIE

Raport „RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2011 r.”, zwany dalej także *Raportem TOE 2011*, podsumowuje kluczowe zdarzenia, jakie miały miejsce na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 kwietnia 2010 r. do 31 marca 2011 r.

Komentujemy także ogłoszone w tym okresie plany zmian na rynku energii elektrycznej. Podobnie jak w przypadku dwóch poprzednich raportów, opracowanych kolejno w 2009 [32] i 2010 roku [26], zakres merytoryczny *Raportu TOE 2011* koncentruje się głównie na obszarach charakterystycznych dla działalności Towarzystwa Obrót Energii i jego członków, do których należą spółki obrotu (jako tzw. członkowie wspierający) oraz osoby fizyczne (tzw. członkowie zwyczajni).

W roku 2010 oraz na początku 2011 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 2 *Raportu TOE 2011* zespół autorski scharakteryzował i ocenił (z punktu widzenia sektora obrotu) najważniejsze z tych dokumentów i materiałów.

Rozdział 3, analogicznie jak w latach poprzednich, opisuje kształtowanie się cen energii elektrycznej w analizowanym w Raporcie okresie. W rozdziale 4 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 5 i 6. W rozdziale 7 natomiast zaprezentowany został skład zespołu autorskiego.

Raport TOE 2011 został opracowany na podstawie danych oraz wiedzy zespołu autorskiego wg stanu na 31 marca 2011 r.

Raport, zgodnie z ustaleniami z 2009 roku, ma charakter cykliczny i publikowany jest corocznie w pierwszej połowie każdego roku kalendarzowego.

2. KLUCZOWE DZIAŁANIA (ZREALIZOWANE ORAZ PLANOWANE) NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W OKRESIE OD 1 KWIECZNIA 2010 R. DO 31 MARCA 2011 R.

Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 kwietnia 2010 r. do 31 marca 2011 r. przedstawiono w syntetycznym zestawieniu tabelarycznym poniżej.

Analogicznie jak w przypadku Raportu TOE 2009 [32] i Raportu TOE 2010 [26], 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 jednak w maksymalnie możliwy sposób uwzględnić także uwarunkowania innych - powiązanych obszarów rynku oraz ich wpływ na pozostałe segmenty energetycznego łańcucha wartości: wytwarzanie i dystrybucję.

W dalszej części rozdziału (za tabelą) przedstawiono charakterystykę i ocenę poszczególnych działań.

Tabela 1. Kluczowe działania (zrealizowane oraz planowane) na rynku energii elektrycznej w Polsce w okresie od 1 kwietnia 2010 roku do 31 marca 2011 r.

Lp.	Wpływ na obszar rynku Działanie [1-11]/plany [P1-P5]	Data	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny ¹	Wymiana międzysystemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
1	Utrzymanie/przywrócenie obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE taryf (sprzedaży energii elektrycznej) w grupach taryfowych G.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	-	N	-	N	-	N	+/-	8
2	Systemy wsparcia OZE i kogeneracji - umarzanie świadectw pochodzenia (tzw. żółte, czerwone, zielone i fioletowe certyfikaty).	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+/-	+	N	N	+/-	N	-	10
3	Uruchomienie <i>market coupling'u</i> na połączeniu ze Szwecją, w kontekście rozwoju/rozszerzenia tego modelu wymiany.	15.12.2010 ÷ 31.03.2011	+/-	-	N	+/-	N	+	N	17
4	Rynek Dnia Bieżącego.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+/-	+/-	N	+/-	+/-	N	+/-	18
5	Realizacja zapisów Polityki energetycznej Polski do 2030 roku.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+	N	+	+	+/-	N	+/-	18
6	Skutki nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonanej ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. („obligo giełdowe”).	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+/-	-	N	+/-	+	N	+/-	21
7	Ustawa o efektywności energetycznej.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+	+	+	+	-	N	+/-	23

¹ sprzedaż energii do odbiorców końcowych

Lp.	Wpływ na obszar rynku Działanie [1-11]/plany [P1-P5]	Data	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny ¹	Wymiana między-systemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
8	Dobre praktyki sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+	N	+	N	+	N	+	24
9	Wzorzec umowy kompleksowej dla sprzedawców z urzędu, sprzedających energię elektryczną w grupie taryfowej G.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+	N	+/-	N	+	N	+	24
10	Proces zmiany sprzedawcy.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+	N	+/-	N	+	N	+	26
11	Zmiana stawki VAT w 2011 roku.	1.01.2011	-	N	-	N	-	N	-	29
P1	Prace nad nową ustawą – Prawo energetyczne.	12.01.2011 ÷ 31.03.2011	+	+	+	+	+	+	+	30
P2	Nowa architektura rynku energii elektrycznej w Polsce.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	30
P3	Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (druk 3237), projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (druk 3794).	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+	+	N	+	N	N	N	32

Lp.	Wpływ na obszar rynku Działanie [1-11]/plany [P1-P5]	Data	Wpływ na rozwój rynku	Wytwarzanie	Dystrybucja	Obrót hurtowy	Obrót detaliczny ¹	Wymiana między-systemowa	Odbiorcy końcowi	Strona: rozszerzenie zagadnienia
P4	Prace nad modelem rozwoju <i>smart metering</i> w Polsce.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+/-	N	-	N	+	N	+/-	33
P5	GUD kompleksowy.	1.04.2010 ÷ 31.03.2011	+	N	+	N	+	N	+	34

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 2010.

Kolorem niebieskim oznaczono propozycje/plany wprowadzenia określonych rozwiązań, które przedstawiono do 31 marca 2011 r.

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

Rok 2010 był kolejnym rokiem, w którym Prezes URE utrzymał obowiązek przedkładania do zatwierdzenia taryf sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców w grupach taryfowych G. Obowiązek dotyczy sześciu spółek obrotu – sprzedawców z urzędu (w tym dwóch spółek obrotu, dla których Prezes URE przywrócił ten obowiązek wiosną 2010 r.).

Utrzymanie tego obowiązku, a w konsekwencji regulacji cen energii elektrycznej, jest sprzeczne z nadrzędnym kierunkiem rozwoju rynku energii elektrycznej i jego liberalizacją. Ponadto, jak pokazuje praktyka, regulacja wykonywana jest w sposób wysoce kontrowersyjny. Podobnie jak rok wcześniej (patrz Raport TOE 2010 [26]), zatwierdzanie cen w realiach 2010 roku na 2011 rok odbywało się na poziomie poniżej kosztów nabycia zarówno energii elektrycznej na rynku hurtowym, jak i „kolorów”.

Największa różnica dotyczy pokrycia w taryfie kosztów zakupu energii konwencjonalnej, zaspakajającej zapotrzebowania odbiorców w grupach taryfowych G. Potwierdzeniem tego stanu rzeczy jest relacja ceny zakupu energii elektrycznej konwencjonalnej, uznanej przez Prezesa URE w zatwierdzonych dla sprzedawców z urzędu taryfach dla gospodarstw domowych w roku 2010, do ogłoszonej przez Prezesa URE w dniu 31 marca 2011 r. średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w całym 2010 r., która wyniosła odpowiednio (netto) 175,00 zł/MWh i 195,32 zł/MWh [13]. Podobna sytuacja jest również spodziewana w roku 2011.

Kontynuowana jest praktyka zatwierdzania taryf w oparciu o wytyczne Prezesa URE. Jest to bardzo niekorzystne dla spółek obrotu - sprzedawców z urzędu, ponieważ wytyczne te oparte są na założeniach odbiegających od realiów rynkowych, a mimo to spółki obrotu zmuszone są przyjmować je do kalkulacji cen. W przeciwnym wypadku spółki te ryzykują odmową zatwierdzenia taryfy, a co za tym idzie - koniecznością rozliczania się z odbiorcami na podstawie taryfy dotychczasowej, kalkulowanej i zatwierdzanej wiele miesięcy wcześniej na podstawie jeszcze niższych wskaźników cenowych. [29][30]

Utrzymywanie cen dla odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych na poziomie niepokrywającym kosztów powoduje, że w dalszym ciągu nie nadążają one za rynkowymi wskaźnikami cenowymi, mimo że Prezes URE zmniejszył na rok 2011 rażącą dotychczas dysproporcję w tym zakresie.

Należy podkreślić, że uwolnienie cen dla tego segmentu rynku będzie coraz trudniejsze. Towarzystwo Obrót Energią stoi na stanowisku, że tylko jak najszybsze ostateczne 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 r. Od

momentu uwolnienia cen liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w tym segmencie wzrosła od 85 na koniec 2008 r. i 1 537 na koniec 2009 r. do 9 027 na koniec lutego 2011 r. [34] Zgodnie z danymi URE w 2010 roku ilość energii sprzedanej odbiorcom końcowym (korzystającym z zasady TPA) na warunkach rynkowych wyniosła 26 611 GWh, tj. 21,7% energii ogółem dostarczonej odbiorcom [34]. Dla porównania, liczba odbiorców grupy taryfowej G, którzy zmienili sprzedawcę wzrosła z 1 163 na koniec czerwca 2010 r. do zaledwie 1 414 (na łączną liczbę ponad 13 mln odbiorców tego segmentu) na koniec lutego 2011 r. [34]

Mamy więc do czynienia ze swoistym „błędym kołem”. Powodem braku konkurencji w segmencie gospodarstw domowych jest utrzymywanie obowiązku zatwierdzania taryf dla tego segmentu na poziomie odbiegającym od rzeczywiście 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.

Warto także zwrócić uwagę, że działania Prezesa URE mogą budzić wątpliwości co do spójności z celami prawa wspólnotowego [1][4], co w konsekwencji może powodować reperkusje ze strony Komisji Europejskiej.

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 Raporcie TOE 2010):

- stoi w sprzeczności z jednym z zasadniczych celów ustawy – Prawo energetyczne [8], 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 zatwierdzeniu taryf;
- wpływa na osłabienie konkurencyjności polskich przedsiębiorców, którzy muszą „dofinansowywać” społeczne taryfy dla gospodarstw domowych;
- pośrednio wpływa na wzrost cen usług i towarów konsumpcyjnych.

2. Systemy wsparcia OZE i kogeneracji - umarzanie świadectw pochodzenia (tzw. żółte, czerwone, zielone i fioletowe certyfikaty)

Bezpieczeństwo energetyczne polskiego systemu elektroenergetycznego wymaga poniesienia szeregu nakładów inwestycyjnych, przede wszystkim w odtworzenie i rozwój infrastruktury sieciowej oraz w odbudowę i rozbudowę nowych mocy wytwórczych. Stosowana i planowana dywersyfikacja źródeł wytwórczych pod kątem zastosowanych paliw, jak i ukierunkowanie na rozwiązania proekologiczne są pochodnymi silnie restrykcyjnej polityki wspólnotowej (płynącej m.in. z dyrektyw [2] i [3]). Wsparcie realizacji celów inwestycyjnych może zatem pochodzić z różnych źródeł, co jest pochodną polityki UE w zakresie pozbawienia krajów członkowskich sztywnych reguł w sposobie osiągnięcia celów indykatorywnych z dyrektyw. W konsekwencji kraje zostały zmuszone do samodzielnego wypracowania mechanizmów wsparcia.

W Polsce systemy wsparcia zarówno dla źródeł kogeneracyjnych, jak i odnawialnych bazują na systemie certyfikacji wchodzącym w skład mechanizmu bezpośredniego wsparcia cen. W chwili obecnej z mocy prawa obowiązuje system uzyskiwania, obrotu i umarzania praw majątkowych będących pochodnymi świadectw pochodzenia energii elektrycznej wyprodukowanej w promowanym źródle energii. W okresie, którego dotyczy niniejszy *Raport TOE 2011*, miało miejsce szereg prac dotyczących systemu wsparcia, o charakterze zarówno legislacyjnym, jak i raportowo-informacyjnym, z czego najistotniejsze i warte szerszego omówienia wydają się być:

- prace nad projektem *rozporządzenia w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji* [12], tzw. rozporządzenia kogeneracyjnego;
- prace nad projektem *rozporządzenia w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczania 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* [11], tzw. rozporządzenia OZE;
- prace nad strategią działań w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej wyrażone w *Krajowym Planie Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* [19] oraz ministerialnym *Raporcie w zakresie rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce* [24];
- zapowiedzi zmian funkcjonowania mechanizmu wsparcia.

Poniżej scharakteryzowano ww. prace oraz będące ich efektem dokumenty, w tym projekty aktów wykonawczych.

Projekt rozporządzenia kogeneracyjnego

W dniu 15 kwietnia 2010 r. ukazał się projekt rozporządzenia [12], stanowiący wykonanie delegacji zawartej w art. 9a ust. 10 ustawy - Prawo energetyczne oraz implementujący przepisy decyzji Komisji 2008/952/WE z dnia 19 listopada 2008 r. Najistotniejsze elementy określone w projekcie rozporządzenia to:

- sposób obliczania:
 - średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji;
 - ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
 - ilości ciepła użytkowego w kogeneracji;
 - oszczędności energii pierwotnej, uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji, w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego;
- pojęcie „odbiorcy specjalnego”, czyli odbiorcy końcowego, traktowanego preferencyjnie ze względu na wysoki poziom energochłonności produkcji;
- nowy zakres poziomu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia z kogeneracji „metanowej”.

Wnioski

Przyjęty w Polsce rynkowy system wsparcia kogeneracji powinien pozytywnie wpływać na promowanie tych obszarów sektora elektroenergetycznego. Tak jednak nie jest. Zdaniem TOE podstawowe wątpliwości (oprócz już wymienionych w Raporcie TOE 2010) budzą:

- ryzyko kolejnych korekt wysokości obowiązku „metanowego”, aktualnego na dzień raportu wg projektu [12], korygowanego już kilkakrotnie w poprzednich wersjach projektu;
- rozbieżność w zakresie okresu trwania systemu wsparcia, który dla systemu „czerwonych” i „żółtych” certyfikatów kończy się w 2012 roku, a dla źródeł metanowych i biogazowych w 2018 roku. Rozbieżność ta może sugerować zmianę formy mechanizmu wsparcia dla wybranych typów źródeł. Taka potencjalna zmiana powoduje niepewność w zakresie procesu inwestycyjnego i projekcji sprzedażowych produktów powiązanych, tj. energii elektrycznej wraz z prawami majątkowymi;
- propozycja nierównego potraktowania odbiorców poprzez zakładane wprowadzenie definicji odbiorcy specjalnego. Zapis ten w sposób oczywisty promuje pewne wybrane

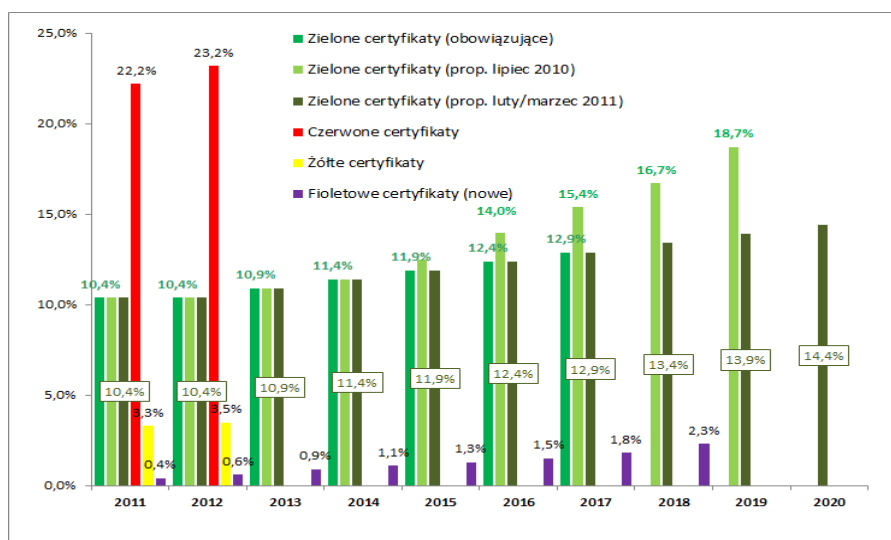
gałęzie przemysłu, przez co ciężar obowiązku ponoszony będzie przez pozostałe grupy odbiorców, mając tym samym charakter niedozwolonego subsydiowania;

- status dokumentu (rozporządzenia kogeneracyjnego) jako projektu - opóźnienie to w 2011 roku skutkuje brakiem możliwości realizacji ustawowych zapisów związanych z umorzeniem „fioletowych” certyfikatów, co może narażać przedsiębiorstwa sprzedażowe na ryzyko konfliktu z Prezesem URE w momencie wejścia w życie rozporządzenia i jego potencjalnym możliwym „działaniem wstecz” (w przypadku braku odpowiedniego zapisu w treści rozporządzenia), czego przykład mieliśmy już w roku 2007 w odniesieniu do kogeneracji.

Należy także podkreślić, że brak średnio- i długoterminowych regulacji prawnych dot. kogeneracji, uniemożliwia tworzenie produktów i przygotowywanie ofert dla klientów w wyżej wymienionych okresach.

Projekt rozporządzenia OZE

W dniu 3 marca 2011 r. ukazała się, datowana na 17 lutego 2011 r., wersja nr 2.6 projektu rozporządzenia OZE [11]. Najistotniejsze zmiany to propozycja korekt definicji oraz zmiana poziomu procentowego udziału energii elektrycznej ze źródeł OZE w bilansie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy końcowemu. Projekt wprowadza nową definicję biomasy oraz drewna pełnowartościowego. Zdaniem projektodawcy, dzięki tym regulacjom wytwarzanie energii elektrycznej w procesie spalania drewna stanowiącego surowiec przemysłowy nie będzie kwalifikowane jako produkcja z OZE. Drugą istotną propozycją zmian jest korekta procentowego udziału energii z OZE w bilansie sprzedaży energii odbiorcom końcowym, co zilustrowane zostało na rysunku poniżej. Na rysunku tym przedstawiono także obowiązki kogeneracyjne.



Rys. 1. Poziomy obowiązków umarzania świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji dla sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych, związane z promowaniem OZE i kogeneracji w Polsce.

Wnioski

Propozycja ścieżki procentowej z wersji 2.6 projektu rozporządzenia kogeneracyjnego sięga 2020 r., co sugerować może istnienie do wskazanej daty obecnego systemu wsparcia w niezmienionej formie. Zdaniem TOE będzie to rzutować na dalsze obniżenie efektywności mechanizmu. Należy zwrócić uwagę na różnice w ścieżkach procentowych w dwóch kolejnych wersjach projektów rozporządzeń (lipiec 2010 r. i luty 2011 r.) w kontekście celów indykatywnych. Niewielka dysproporcja między docelowymi poziomami z projektu 2.6 i dyrektywy, może budzić wątpliwości w zakresie poprawności projekcji. Należy jednak pamiętać, że cele indykatywne w dyrektywie odnoszą się do całego bilansu energetycznego kraju (w trzech podsektorach: energia elektryczna, ciepło i klimatyzacja oraz transport), a poziomy z projektów odnoszą się jedynie do sprzedaży energii elektrycznej netto odbiorcom końcowym.

Należy także podkreślić, że brak średnio i długoterminowych regulacji prawnych dot. OZE utrudnia tworzenie produktów i przygotowywanie ofert dla klientów w adekwatnych okresach.

Krajowy Plan Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promocji stosowania energii ze źródeł odnawialnych (OZE) [2], nałożyła na kraje członkowskie wymogi w zakresie opracowania tzw. krajowych planów działań w zakresie jej wdrożenia. W dniu 30 czerwca 2010 r. Komisja Europejska opublikowała stosowne wytyczne, tj. „Szablon do przygotowania krajowych planów działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”, na podstawie których Ministerstwo Gospodarki opracowało „Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”, zwany KPD, który został przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 7 grudnia 2010 r. oraz przesłany do Komisji. Dokument ten określa krajowe cele w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych, z uwzględnieniem podziału sektorowego na: (i) transport, (ii) energię elektryczną, (iii) ciepło i klimatyzację, w ścieżce do 2020 roku, uwzględniając jednocześnie wpływ innych środków polityki efektywności energetycznej na końcowe zużycie energii oraz odpowiednie środki, które należy podjąć dla osiągnięcia krajowych celów ogólnych w zakresie udziału OZE w wykorzystaniu energii finalnej. Krajowy Plan Działań określa również zasady i płaszczyzny współpracy między organami władzy lokalnej, regionalnej i krajowej.

W sposób szczegółowy w dokumencie opisane zostały zagadnienia związane z: (i) polityką wspierania OZE, (ii) wieloletnią projekcją rozwoju OZE, (iii) aspektami technicznymi, w tym projekcją zużycia energii, (iv) charakterystyką celów indykatywnych i środków ich osiągnięcia.

Należy także podkreślić, że w dniu 13 lipca 2010 r. Rada Ministrów przyjęła opracowany przez Ministerstwo Gospodarki we współpracy z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi

dokument zatytułowany: „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020”. Dokument koresponduje z zapisami „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” [31]

Wnioski

Dokument zawiera spójne i wartościowe informacje oraz wyniki analiz, dzięki czemu, pomimo swej znacznej objętości, jest materiałem przydatnym, pokazującym kierunki i strategię rozwoju energetyki odnawialnej. Zdaniem TOE dokument odpowiada wytycznym unijnym, mimo szerokiej dyskusji branży i wskazywania licznych jego niedociągnięć przez przedstawicieli sektora OZE. Negatywnie należy ocenić przyjęcie go przez polski Parlament ze zwłoką i przekazanie do Komisji Europejskiej po wyznaczonym (na połowę 2010 roku) terminie.

Zapowiedzi zmian funkcjonowania mechanizmu wsparcia OZE

Konieczność wsparcia inwestycji proefektywnościowych i proekologicznych znalazła swoje odzwierciedlenie w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” [31], która wyznacza ogólne kierunki działań zmierzające do wypełnienia zobowiązań akcesyjnych i poakcesyjnych Polski. Dokument ten był i nadal jest podstawą do trwających i obecnie zaawansowanych już prac nad zmianą architektury rynku energii w Polsce. Jednym z głównych jej elementów jest zmiana polskiego systemu wsparcia OZE. Zapowiedzi zmian, wyrażone przez przedstawicieli Ministerstwa Gospodarki [15], dotyczą głównie wprowadzenia kryteriów dla wysokości przyznawanego poziomu wsparcia. Ilość przyznawanych zielonych certyfikatów na jednostkę wyprodukowanej energii może, wg tych zapowiedzi, zależeć od:

- nośnika energii odnawialnej, czyli technologii produkcji;
- wielkości źródła, w myśl zasady, że im większa moc źródła, tym mniejsze dofinansowanie;
- daty włączenia danej instalacji do eksploatacji, czyli im starsze źródło, tym mniejszy poziom wsparcia.

W chwili obecnej obowiązujący system nie rozgranicza pochodzenia energii odnawialnej, przez co wszystkie „kierunki” technologiczne (mając jednakowy poziom wsparcia) mają jednakowe szanse na rozwój. Reforma zakłada jednak uzależnienie technologiczne pochodzenia energii z OZE oraz jego wpływ na poziom przyznawanego certyfikatu. Zgodnie z [15] omawiane wsparcie będzie mogło się wahać od np. 0,8 do 1,2 certyfikatu/MWh. Preferowane będą te technologie, których potencjał rozwoju w Polsce jest największy, a nakłady na technologie nie mogą zostać pokryte przychodami z rynku w ekonomicznie uzasadnionym okresie. Do źródeł tych zaliczyć można [15]: źródła na biomasę, energetykę wiatrową oraz źródła biogazowe.

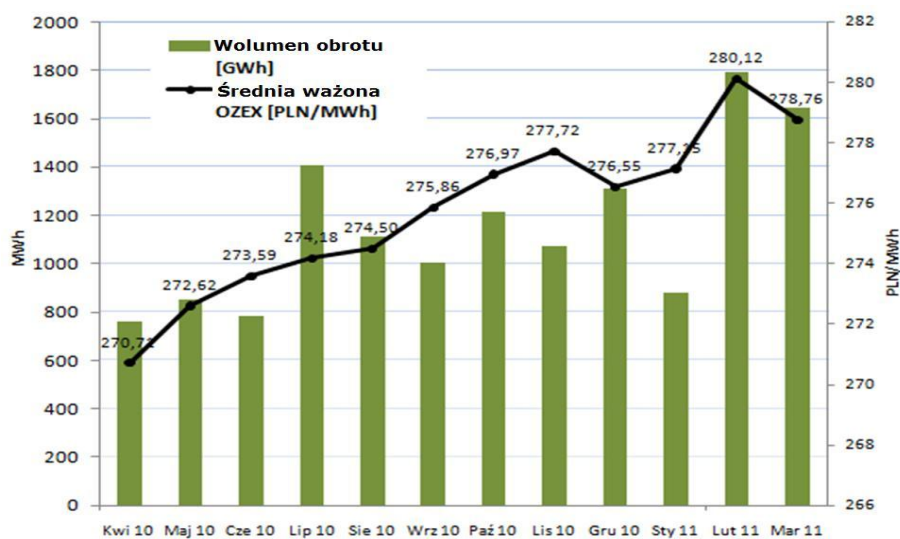
Wnioski

Należy podkreślić enigmatyczny charakter zapowiedzi Ministerstwa Gospodarki, dot. zmian systemu wsparcia OZE, a także brak ich przełożenia w formie pisanej, czy to w postaci projektu ustawy/rozporządzenia, czy nawet formalnych założeń, co w ocenie TOE niekorzystnie wpływa na efektywność całego mechanizmu i implikuje szereg ryzyk o charakterze inwestycyjnym. Zdaniem TOE, powyższe zapowiedzi stoją w opozycji do wieloletniej (2017 r. w obowiązującym rozporządzeniu i 2020 r. w ostatnim projekcie rozporządzenia) ścieżki wsparcia wszystkich źródeł OZE jednakowym modelem systemu certyfikacji.

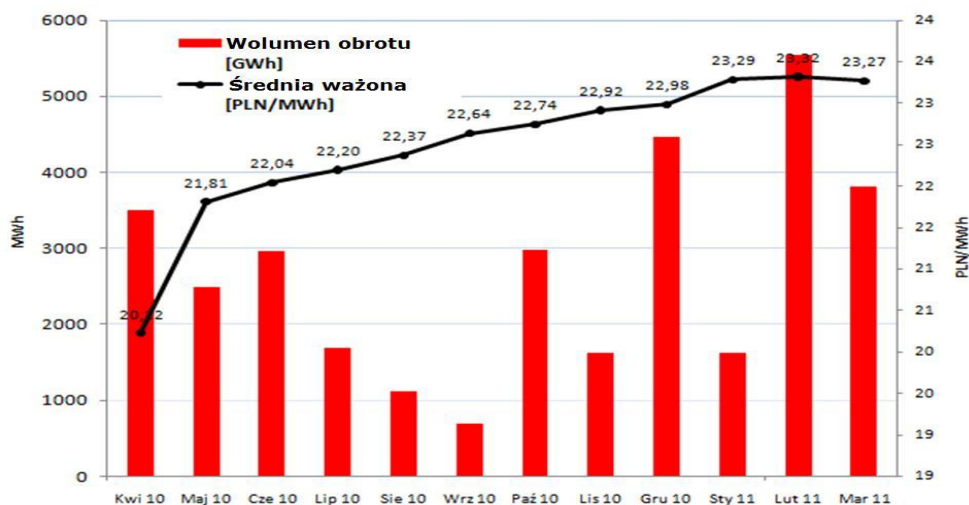
Wybrane dane wolumetryczno-cenowe praw majątkowych (transakcje sesyjne)

Analiza danych wolumetryczno-cenowych dla okresu będącego przedmiotem *Raportu TOE 2011* wskazuje na niewielkie sezonowe zróżnicowanie płynności oraz monotoniczny charakter notowań i średnich ważonych indeksów cenowych, co zilustrowane zostało na poniższych rysunkach 2, 3 oraz 4. Głównymi determinantami poziomów cen były: (i) wartość pieniądza w czasie, (ii) poziom jednostkowych opłat zastępczych oraz (iii) możliwość odzyskania akcyzy. Jednostkowa opłata zastępcza w systemie wsparcia OZE (typ PMOZE) wyniosła dla 2010 roku 267,95 zł/MWh. Jednostkowe opłaty zastępcze w systemie wsparcia kogeneracji wyniosły w 2010 roku:

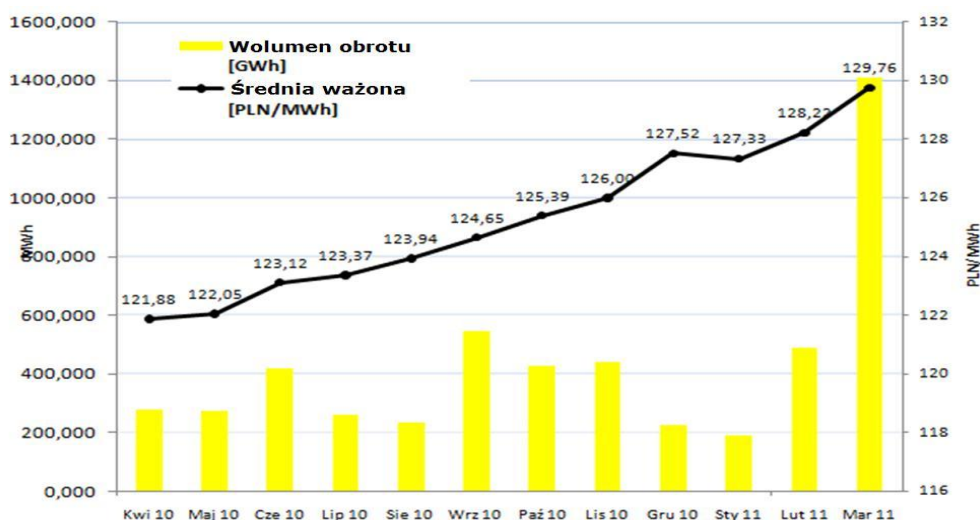
- dla kogeneracji typu PMGM – 128,80 zł/MWh,
- dla kogeneracji typu P MEC – 23,32 zł/MWh,
- dla kogeneracji typu PMMET – 59,16 zł/MWh.
-



Rys. 2. Płynność i poziom cenowy notowań „zielonego certyfikatu”.



Rys. 3. Płynność i poziom cenowy notowań „czerwonego certyfikatu”.



Rys. 4. Płynność i poziom cenowy notowań „żółtego certyfikatu”.

3. Uruchomienie *market coupling*’u na połączeniu ze Szwecją w kontekście rozwoju/rozszerzenia tego modelu wymiany

Warunki wymiany międzysystemowej w minionym roku uległy znacznej poprawie. PSE-Operator oferował moce przesyłowe zarówno w aukcji rocznej, jak i w aukcjach miesięcznych i dziennych. Proces przetargowy na alokację mocy przesyłowych prowadzony przez Centralne Biuro Aukcyjne (CAO) jest przejrzysty i efektywny oraz prowadzony w sposób profesjonalny. Jednakże niektóre decyzje Operatorów dotyczące redukcji mocy w poszczególnych godzinach są trudne do zrozumienia.

Brak płynności polskiego rynku w zakresie wymiany przysparza jego uczestnikom wiele trudności w zajęciu pozycji. Bardziej aktywne działania handlowe, prowadzone przez największych graczy na rynku, pozwoliłyby na zwiększenie jego płynności, co z kolei uczyniłoby polski rynek bardziej atrakcyjnym.

Udostępnienie kabla szwedzkiego do komercyjnej wymiany było wydarzeniem pozytywnym, jednakże realizacja tego przedsięwzięcia na zasadach *market coupling* uwidoczniła wiele niedoskonałości. Podporządkowanie ograniczeń czasowych w tym segmencie rynku wymogom rynku szwedzkiego generuje trudne do oszacowania ryzyko niezbilansowania polskich uczestników, a przez to nikłe obroty w tym segmencie. Ponadto wprowadzenie 3. fixingu na TGE jest kolejnym krokiem komplikującym rynek spot i ograniczającym płynność. 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 przyniósł 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.

Sytuacja powyższa uzasadnia szerszą dyskusję i analizę zalet metody *market coupling* w relacji do aukcji *explicit* na rynku niesynchronizowanym czasowo z rynkami sąsiednimi. Jest to istotny sygnał do dyskusji w przypadku wprowadzenia tej metody na kolejnych granicach.

Planowane od pewnego czasu wprowadzenie aukcji na zasadzie *flow based* jest ciągle przesuwane ze względu na zastrzeżenia uczestników rynku i trudno wiarygodnie ocenić ich wpływ na przyszły kształt wymiany międzysystemowej.

W styczniu 2012 OSP planuje udostępnić do wymiany międzysystemowej połączenie z Ukrainą. Ważne, aby przy tym przedsięwzięciu stosować zasady sprawdzone i dobrze działające na innych granicach.

Wniosek

Wymiana międzysystemowa na zasadach aukcji *explicit* funkcjonuje prawidłowo, natomiast wprowadzenie metody *market coupling* w połączeniu ze Szwecją uwidoczniło niedostosowanie polskiego rynku do tego rozwiązania. Przed udostępnieniem kolejnych połączeń transgranicznych dla metody *market coupling* należy dążyć do zsynchronizowania czasowego rynku polskiego z rynkami sąsiednimi. Sytuacja w wymianie ze Szwecją pogłębiła i ponownie wykazała problemy wynikające z aktualnej konstrukcji polskiego rynku spot.

4. Rynek Dnia Bieżącego

Kolejny rok funkcjonowania Rynku Dnia Bieżącego („*Intraday*”) nie spowodował znaczących zmian w zakresie zauważalnej poprawy jego płynności, i zasadniczo można stwierdzić, że nie był wykorzystywany do celów handlowych. Główną przyczyną tego stanu rzeczy to brak rozchyleń cenowych na rynku bilansującym ($\Delta B=0$ oznaczająca zrównanie cen CROs oraz CROz), co powoduje brak odpowiednich bodźców ekonomicznych dla wytwórców produkujących zarówno energię konwencjonalną, jak i pochodzącą z wiatru.

Jedynie nieliczne sytuacje wykorzystania Rynku Dnia Bieżącego, jakie można było zaobserwować to te, gdzie ten obszar rynku ograniczał się do wykorzystania go w nagłych (awaryjnych) sytuacjach, takich jak:

- „przegrafikowanie” przez wytwórców energii elektrycznej, z bloku który uległ awarii na inny blok, przy jednoczesnym braku możliwości dokonywania korekt zgłoszeń JWCD na rynek bilansujący;
- korygowanie pozycji grupy po zgłoszeniu w dobie n-1 przez grupy bilansujące.

Wnioski

Należy sądzić, że głównym powodem braku płynności na Rynku Dnia Bieżącego jest brak rozchylenia cen. Cena rozliczeniowa na Rynku Dnia Bieżącego była wykorzystywana jedynie w sytuacjach awaryjnych.

5. Realizacja zapisów „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”

W poniższej tabeli przedstawiono ocenę realizacji wybranych założeń „*Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*” [31] w 2010 roku w kontekście „*Programu działań wykonawczych na lata 2009 -2012*” (załącznik 3 do Polityki [31]).

Tabela 2. Realizacja wybranych założeń Polityki energetycznej Polski do 2030 [31] w 2010 roku w kontekście „Programu działań wykonawczych na lata 2009 -2012” (załącznik 3 do Polityki [31]).

Lp.	Planowane działanie w 2010 r.	Stopień realizacji
1	Działanie 1.3. pkt 1: Przygotowanie i sukcesywne wdrażanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego, które zapewnią likwidację skrośnego finansowania produkcji ciepła w skojarzeniu z przychodami z produkcji energii elektrycznej i certyfikatów, poprzez wprowadzenie metody porównawczej (<i>benchmarking</i>) w zakresie sposobu ustalania cen ciepła.	Publikacja i wejście w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.
2	Działanie 1.3. pkt 2: Utrzymanie systemu wsparcia energii elektrycznej w technologii wysokosprawnej kogeneracji na poziomie zapewniającym opłacalność inwestowania w nowe moce oraz zapewnienie przewidywalności tego systemu w perspektywie kolejnych 10 lat – praca ciągła.	Publikacja projektu rozporządzenia kogeneracyjnego w wersji datowanej na 30.07.2010 r., w której proponuje się wprowadzić obowiązek kogeneracji „metanowej” w perspektywie do 2018 roku, w zakresie pozostałej kogeneracji do 2012 r. Rozporządzenie do momentu publikacji niniejszego Raportu nie weszło w życie.
3	Działanie 1.10: Kampanie informacyjne i edukacyjne promujące racjonalne wykorzystanie energii.	Realizowane na bieżąco.
4	Działanie 3.2: Określenie niezbędnych zmian ram prawnych dla wdrożenia programu polskiej energetyki jądrowej oraz przygotowanie i koordynacja wdrażania tych zmian.	W dniu 28 lutego, a następnie 1 marca 2011 r. wpłynęły do Sejmu projekty następujących ustaw: ustawy o zmianie ustawy - prawo atomowe oraz o zmianie niektórych innych ustaw oraz projekt ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących. Ww. ustawy do momentu publikacji niniejszego Raportu nie weszły w życie.
5	Działanie 4.2 (pkt 1 i 2): Utrzymanie mechanizmów wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, np. poprzez system świadectw pochodzenia.	<ul style="list-style-type: none"> • monitorowanie przez Ministra Gospodarki funkcjonowania mechanizmu wsparcia; • informacja nt. wykonania analizy efektywności kosztowej mechanizmu wsparcia (analiza nie została jednak upubliczniona); Projekt właściwego Rozporządzenia Ministra Gospodarki jest wciąż przedmiotem uzgodnień.
6	Działanie 5.1: Wdrożenie nowego modelu rynku energii elektrycznej, polegającego m.in. na wprowadzeniu rynku dnia bieżącego, rynków: rezerw mocy, praw przesyłowych oraz zdolności wytwórczych, jak również mechanizmu zarządzania usługami systemowymi i generacją wymuszoną systemu.	<ul style="list-style-type: none"> • pozytywnie należy ocenić wprowadzenie w 2010 r. rynku dnia bieżącego; • prace toczące się nad wdrożeniem architektury nowego modelu rynku energii elektrycznej nie zostały jeszcze zakończone.

Lp.	Planowane działanie w 2010 r.	Stopień realizacji
7	Działanie 5.2 pkt 1: Określenie katalogu niedozwolonych klauzul umownych w umowach zawieranych z odbiorcami w gospodarstwach domowych; pkt 2: Opracowanie dobrych praktyk w zakresie sprzedaży i umów (np. przyjazny sprzedawca).	<ul style="list-style-type: none"> • opublikowane przez Urząd Regulacji Energetyki 27.09.2010 r. Dobre Praktyki Sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych; • opracowanie standardu umowy pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą, który obecnie jest ujęty w projekcie zmiany ustawy - Prawo energetyczne; • wprowadzenie upublicznienia części obrotu energią elektryczną oraz zmiany zasad funkcjonowania platform obrotu energią elektryczną; Ustawa zmieniająca art. 49a do momentu publikacji niniejszego Raportu nie weszła w życie. • wprowadzenie opublikowaną i wprowadzoną w życie nowelą ustawy - Prawo energetyczne, zasad wypowiedzania umów przez odbiorców w gospodarstwach domowych.
8	Działanie 5.3: Stworzenie warunków umożliwiających kreowanie cen referencyjnych energii elektrycznej na rynku.	<ul style="list-style-type: none"> • obowiązek upublicznienia części obrotu energią elektryczną od 9 sierpnia 2010 r. (art. 49a opublikowanej i wprowadzonej w życie ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw); • monitorowanie realizacji nałożonego obowiązku przez Prezesa URE; • publikacja i wejście w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie określenia sposobu i trybu organizowania i przeprowadzenia przetargu na sprzedaż energii elektrycznej oraz sposobu i trybu sprzedaży energii elektrycznej na internetowej platformie obrotu; • brak kolejnej noweli ustawy, tzw. precyzyjnej (patrz pkt P3), umożliwiającej realizację obliża również na platformach obrotu. Projekt ustawy jest na etapie prac w komisji sejmowej.
9	Działanie 5.5: Ochrona najgorzej sytuowanych odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wzrostu cen tej energii.	<ul style="list-style-type: none"> • brak ustawy o ochronie odbiorców wrażliwych społecznie w gospodarstwach domowych. Projekt ustawy o odbiorcach wrażliwych społecznie jest wciąż przedmiotem uzgodnień.

Wnioski

Z zakresu działań, którym narzucono termin realizacji do końca 2010 roku należy przede wszystkim wymienić:

- zrealizowane opracowanie kodeksu dobrych praktyk;
- opracowanie standardu umowy pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą (GUD), który obecnie jest ujęty w projekcie zmiany ustawy - Prawo energetyczne;
- wprowadzenie upublicznienia części obrotu energią elektryczną oraz
- zmiany zasad funkcjonowania platform obrotu energią elektryczną.

Szereg innych działań zostało częściowo zrealizowanych ostatnią nowelą ustawy - Prawo energetyczne bądź jest w fazie przygotowań w związku z opracowanymi projektami zmian.

Działania te przyczyniają się do rozwoju konkurencyjnego rynku energii, jednak większość z nich realizowane jest ze znacznym opóźnieniem w stosunku do planu.

6. Skutki nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne dokonanej ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. („obligo giełdowe”)

Zgodnie ze zmianami ustawy - Prawo energetyczne, wprowadzonymi ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw [7], z dniem 9 sierpnia 2010 roku przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej zostały zobowiązane do sprzedaży co najmniej 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym. Dodatkowo wytwórcy energii elektrycznej, którzy mają prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, zostali zobowiązani do sprzedaży energii nieobjętej ww. obowiązkiem w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej, na rynku regulowanym lub na giełdach towarowych.

Zgodnie z art. 19 ustawy zmieniającej [7], „obowiązek giełdowy” stosuje się do energii elektrycznej niesprzedanej do dnia wejścia w życie ustawy zmieniającej, tj. do 9 sierpnia 2010 r.

W ocenie autorów Raportu 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. Jednakże administracyjne

zobowiązanie wytwórców do sprzedaży energii elektrycznej na określonej platformie handlowej oceniana jest przez TOE negatywnie.

W tym obszarze zagadnień należy także odnotować, że 11 grudnia 2010 r. Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie uruchomiła poee Rynek Energii GPW. W założeniu mająca stać się alternatywą dla TGE nowa platforma obrotu nie wygenerowała jednak porównywalnych obrotów, zarówno na Rynku Dobowo-Godzinowym, jak i na Rynku Terminowym. Istotną barierą rozwoju obu ww. rynków stał się brak jednoznacznego określenia, czy w ramach aktualnego statusu prawnego poee Rynek Energii GPW jest platformą handlową spełniającą kryteria określone w ustawie - Prawo energetyczne w zakresie tzw. „obliga giełdowego”. Według przedstawicieli URE „platforma prowadzona przez GPW z pewnością nie jest ani giełdą towarową, ani rynkiem regulowanym, co oznacza, że nie spełnia ustawowych wymogów dla realizacji 15 % obliga obowiązującego wszystkie firmy. Może jednak służyć wypełnianiu obowiązku przez wytwórców objętych systemem rekompensat. Jest tylko jeden warunek — w ustawie musi pojawić się przecinek.” [34]. Mimo nalegań branży nie ukazało się jednak żadne oficjalne, jednoznaczne i ogólnodostępne stanowisko Prezesa URE w tej sprawie. Wobec potencjalnego ryzyka niezaliczenia sprzedawanej przez wytwórców energii na poee Rynku Energii GPW, dla wywiązania się z prawnego obowiązku „obliga giełdowego” praktycznie cały obrót skoncentrował się na TGE. Dla porównania:

- poee Rynek Energii GPW: w okresie styczeń - kwiecień 2011 r. wolumen obrotów na Rynku Dobowo - Godzinowym Energii Elektrycznej wyniósł 816 736 MWh, co dało średni, dzienny wolumen obrotu 6 806 MWh, natomiast na Rynku Terminowym Energii Elektrycznej w tym samym okresie wolumen obrotów wyniósł 50 160 MWh.
- TGE: w okresie styczeń - kwiecień 2011 r. wolumen obrotów na Rynku Dnia Następnego Energii Elektrycznej wyniósł 6 256 046 MWh, co dało średni, dzienny wolumen obrotu 52 134 MWh; na Rynku Terminowym Towarowym Energii Elektrycznej w tym samym okresie wolumen obrotów wyniósł 23 906 929 MWh.

O ile na Rynku Dobowo-Godzinowym duże dysproporcje w obrotach mogą wynikać dodatkowo z mniej zaawansowanego niż na TGE systemu transakcyjnego i braku *market makera*, to Rynek Terminowy w zasadzie nie zaistniał poza sporadycznymi transakcjami na niewielkich wolumenach.

Wnioski

Trudno o jednoznaczną ocenę istniejącej sytuacji. Z punktu widzenia uczestnika rynku, konkurencja jest jak najbardziej wskazana, daje bowiem możliwość wyboru optymalnego dla przyjętej strategii „placu handlowego”. Niestety, niejasna sytuacja prawna, eliminująca część potencjalnych, alternatywnych do TGE platform, spowodowała, że konkurencja pomiędzy nimi stała się iluzoryczna. Z drugiej strony, na niewielkim i w zasadzie „wyspowym” polskim rynku energii dwie giełdy rozbijają strumień obrotu na parkiety, dodatkowo generujące w ramach fixingów na sesjach różne indeksy odniesienia. Powoduje to kolejny problem dla kreowania wiarygodnego indeksu obejmującego cały polski rynek.

7. Ustawa o efektywności energetycznej

W okresie analizowanym w niniejszym *Raporcie TOE 2011* kontynuowano prace nad projektem ustawy o efektywności energetycznej [6], zakończono dyskusję i przeprowadzono głosowania w Sejmie i Senacie. W dniu 29 kwietnia 2011 r. ustawę [6] podpisał Prezydent RP. W pracach na wszystkich poziomach legislacji oraz wcześniej, podczas prac w Ministerstwie Gospodarki (MG) aktywny udział brali przedstawiciele TOE.

Ustawa o efektywności energetycznej dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia 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 [5]. Określa ona 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.

W ramach prac nad ustawą, w kolejnych wersjach wprowadzono szereg poprawek i zmian, w tym także uwzględniono liczne uwagi TOE dot. brzmienia konkretnych zapisów. Zdaniem TOE przyjęty model (w tym przetargi, w wyniku których dokonywany jest wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które wydane będą świadectwa efektywności energetycznej, przelicznik jednostki toe, a także audyty efektywności energetycznej) jest bardzo skomplikowany i może stwarzać trudności praktyczne zarówno odbiorcom końcowym, jak i sprzedawcom ciepła i gazu (których system także obejmuje, w odróżnieniu od systemu wsparcia OZE i kogeneracji). System świadectw efektywności energetycznej, tzw. białych certyfikatów, w przypadku energii elektrycznej jest zbliżony do funkcjonujących systemów certyfikacji (OZE i kogeneracji). W związku z tym jego implementacja i stosowanie nie powinno przysparzać trudności spółkom obrotu – sprzedawcom energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Należy jednak zwrócić uwagę, że jego wdrożenie z pewnością spowoduje wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Wnioski

Ustawa promuje działania służące poprawie efektywności energetycznej poprzez system świadectw efektywności energetycznej, jednakże jego konstrukcja spowoduje, iż kosztami systemu zostaną obciążeni wszyscy odbiorcy końcowi energii elektrycznej, ciepła i gazu ziemnego.

8. Dobre praktyki sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

W 2010 roku URE zakończyło prace nad *Dobrymi praktykami sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych*, zwanymi dalej *Dobrymi praktykami*. W ramach tych prac przeprowadzono szerokie konsultacje społeczne z uczestnikami rynku energii elektrycznej i gazu, w tym z branżowymi stowarzyszeniami i organizacjami, do grona których należało także TOE. Efektem konsultacji było zebranie kilkuset uwag oraz poprawek, które doprowadziły do modyfikacji i powstania drugiej wersji *Dobrych praktyk* (patrz też Raport TOE 2010 [26]). Kolejnym krokiem były indywidualne dyskusje oraz szczegółowa analiza uwag zgłoszonych przez towarzystwa (w tym TOE) do kolejnej, drugiej, przesłanej przez URE do zaopiniowania wersji *Dobrych praktyk*. W ramach wspólnych prac URE i TOE uzyskano konsensus i zgodne z realiami działania rynku obrotu energią elektryczną rozwiązania w większości diskutowanych zapisów szczegółowych. Prace nad *Dobrymi praktykami* zostały zakończone opublikowaniem 27 września 2010 r. przez Prezesa URE rekomendowanej wersji dokumentu. W ostatecznej wersji *Dobrych Praktyk* URE m.in. proponuje dodatkowo, aby sprzedawcy oferowali odbiorcom możliwość zawierania tzw. umów kompleksowych, a operatorzy umożliwili różnym sprzedawcom zawieranie takich umów. W *Dobrych praktykach* znalazły się także zalecenia, by można było wykonać te operacje za pomocą kanałów elektronicznych. Prezes URE zaproponował wykorzystanie *Dobrych Praktyk* przez przedsiębiorstwa energetyczne, w tym spółki obrotu, jako dokumentu bazowego przy opracowywaniu własnych Kodeksów *Dobrych Praktyk*.

Wnioski

Zdaniem TOE *Dobre praktyki* URE stanowią ważny krok w rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce, a także w drodze do pełnego uwolnienia tego rynku (zwolnienia sprzedawców z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w grupie G). Zakłada się, że opracowane z udziałem przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych, w tym tych zrzeszonych w TOE, *Dobre Praktyki* będą stanowić dokument bazowy do opracowywania własnych Kodeksów *Dobrych Praktyk* przez poszczególne spółki obrotu.

9. Wzorzec umowy kompleksowej dla sprzedawców z urzędu sprzedających energię elektryczną w grupie taryfowej G

W 2010 roku TOE dostrzegło potrzebę stworzenia jednolitego wzorca umownego dla usługi o charakterze powszechnym, jaką jest usługa kompleksowa świadczona odbiorcy

w gospodarstwie domowym przez sprzedawcę z urzędu. Mając na uwadze, że: (i) sprzedaż energii w tym segmencie rynku odbywa się po cenach zatwierdzanych przez Prezesa URE, (ii) segment ten obejmuje odbiorców niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy, TOE uznało, że spółki obrotu posiadające status sprzedawcy z urzędu w zakresie realizacji obowiązku publicznoprawnego zapewnienia usługi kompleksowej nie prowadzą wobec siebie działalności konkurencyjnej. Dzięki temu możliwe stało się rozpoczęcie prac nad wspólnym wzorcem bez ryzyka zarzutu niedozwolonego porozumienia podmiotów dominujących. Celem pracy było stworzenie wzorca, który wprowadzałaby tożsame zasady świadczenia usługi powszechnej na terenie działania różnych sprzedawców z urzędu. Przyjęto założenie, że wzorzec ma wprowadzać wysokie standardy obsługi odbiorcy uprawnionego do usługi kompleksowej, a także, że ma być dla niego czytelny i zrozumiały. Przejrzystość reguł, wedle których następuje świadczenie usługi kompleksowej, może – w ocenie TOE – przyczynić się do rozwoju rynku. Odbiorcy staną się bowiem bardziej świadomi mechanizmów, jakie na nim funkcjonują.

Szczególne role w ustalaniu tych reguł przypada dokumentom tworzonym przez uczestników rynku, takim jak chociażby wzorce umowne, w tym wzorzec opracowany przez TOE. Usługa kompleksowa nie jest bowiem uregulowana przepisami prawa w stopniu umożliwiającym uniknięcie pojawiających się wątpliwości. W szczególności kontrowersje budzi poziom zaangażowania w tę usługę przedsiębiorstw dystrybucyjnych. TOE stoi na stanowisku, że przynajmniej w odniesieniu do usługi kompleksowej, świadczonej przez sprzedawcę z urzędu, a zatem usługi, co do której wyłączona jest po stronie sprzedawcy swoboda kontraktowa, przedsiębiorstwa dystrybucyjne powinny ponosić pełne koszty związane ze świadczoną w ramach usługi kompleksowej usługą dystrybucji, w szczególności koszty zapewnienia należytych standardów jakościowych tej usługi. Przepis art. 5a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, który nakłada na przedsiębiorstwa dystrybucyjne obowiązek zawarcia ze sprzedawcą z urzędu umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych w celu dostarczania energii odbiorcom uprawnionym, w powiązaniu z art. 5 ust. 2 pkt 2 tejże ustawy, klasyfikującym standardy jakościowe do elementów istotnych umowy o świadczenie usług dystrybucji, przesądza, w ocenie TOE, konieczność organizacyjnego i finansowego zaangażowania się przedsiębiorstw dystrybucyjnych w świadczenie usługi kompleksowej. Obserwowana w niektórych przedsiębiorstwach dystrybucyjnych tendencja do ograniczania swego udziału w usłudze kompleksowej do samego tylko transportu energii, z pominięciem całej „otoczki” związanej m.in. z obsługą reklamacji o charakterze technicznym, w świetle przytoczonych przepisów nie może mieć miejsca. Kwestie te powinny być bardziej szczegółowo normowane na gruncie przyszłego Prawa energetycznego.

Należy podkreślić, że wzorzec umowy kompleksowej (ogólne warunki umów) opracowany przez TOE został skonsultowany z przedstawicielami Stowarzyszenia Konsumentów Polskich [35] i uzyskał ich pozytywną rekomendację.

Wnioski

Podjęte od 2007 roku działania niestety nie doprowadziły do jednoznacznego uregulowania kwestii świadczenia usług kompleksowych i roli poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych zaangażowanych w tę usługę, w szczególności spółek obrotu, które z woli ustawodawcy posiadają status sprzedawcy z urzędu. Wypracowanie jasnych i przejrzystych zasad świadczenia usług kompleksowych, w tym ram prawnych, zwłaszcza przez sprzedawców z urzędu, wymaga jeszcze wiele dyskusji oraz jednoznacznych ustaleń na linii: przedsiębiorstwo dystrybucyjne, sprzedawca i odbiorca końcowy.

10. Proces zmiany sprzedawcy

Na rynku energii elektrycznej w Polsce wzajemne relacje pomiędzy przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi (w tym OSD) i sprzedawcami energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym m.in. te w zakresie procedury zmiany sprzedawcy, regulują dokumenty w randze ustaw i rozporządzeń, a uszczegóławiają je Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRiESD) oraz umowy zawarte pomiędzy ww. podmiotami, zwane generalnymi umowami dystrybucyjnymi (GUD). Treści zawarte obecnie przez sprzedawców GUD mogą być różne w odniesieniu do poszczególnych OSD. Ponadto obszary w nich regulowane opisane są na różnym poziomie szczegółowości. Mimo opracowania i rekomendowania przez Prezesa URE, PTPiREE oraz TOE wzorca GUD (patrz Raport TOE 2010), liczne zapisy podpisanych GUD różnią się między sobą, zarówno pomiędzy różnymi sprzedawcami (na terenie jednego OSD), jak i na terenach poszczególnych OSD.

Generalna umowa dystrybucyjna określa m.in. powiązane bezpośrednio lub pośrednio z procesem zmiany sprzedawcy:

- przebieg i harmonogram procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej;
- przekazywanie do OSD przez sprzedawcę informacji o zawarciu lub rozwiązaniu umowy sprzedaży energii;
- zasady wstrzymywania i wznowiania dostaw energii do odbiorcy przez OSD;
- zasady wyznaczania i udostępniania danych pomiarowych.

Proces zmiany sprzedawcy energii najczęściej jest opisany w GUD bardzo ogólnie, a w odniesieniu do szczegółów następuje odesłanie do różniących się wśród OSD zapisów IRiESD. Proces ten najczęściej składa się z sześciu podstawowych kroków, mogących jednak występować u danego OSD w różnej kolejności.

W zakresie wymiany dokumentów podczas procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej mogą one wyglądać odmiennie u różnych OSD (różne szablony zgłoszeń, różny zakres danych podawanych w zgłoszeniach, zgłaszanie elektroniczne lub/i papierowe, różne podejście OSD do weryfikacji zgłoszenia itp.).

Proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej może mieć także różny czas trwania, zarówno przy pierwszej, jak i przy kolejnej zmianie sprzedawcy (wynikający np. z zapisów w IRiESD w odniesieniu do układu pomiarowo-rozliczeniowego będącego własnością OSD).

Uwzględniając powyższe, z punktu widzenia sprzedawcy pojawiają się znaczne utrudnienia, przede wszystkim z uwagi na:

- konieczność pozyskiwania różnych danych od klientów w zależności od OSD;
- konieczność szczegółowego zapoznania się z podejściem danego OSD do weryfikacji zgłoszenia.

Przekazywanie przez sprzedawcę do OSD informacji o zawarciu lub rozwiązaniu umowy sprzedaży energii elektrycznej nie jest najczęściej uregulowane w GUD IRiESD i brak jest precyzyjnego zdefiniowania sposobu postępowania. Różny jest sposób i terminy powiadamiania danego OSD o zawarciu nowej umowy sprzedaży lub aneksu do obowiązującej umowy dla klienta zderegulowanego. Różny jest także sposób i termin powiadamiania danego OSD o rozwiązaniu umowy sprzedaży.

W związku z tym, z punktu widzenia sprzedawcy pojawiają się dodatkowe (w stosunku do wymienionych wyżej) znaczne utrudnienia, przede wszystkim z uwagi na:

- konieczność znajomości obowiązujących procedur w zależności od OSD;
- znaczne zwiększenie przygotowywanej i przesyłanej dokumentacji pomiędzy poszczególnymi podmiotami.

Zasady wstrzymywania i wznawiania dostaw energii elektrycznej do odbiorcy przez OSD obejmują m.in. sytuację, w której odbiorca po zderegulowaniu nie reguluje należności z tytułu sprzedaży energii elektrycznej. Sprzedawca w powyższym przypadku może zgłosić się z wnioskiem do OSD o wstrzymanie dostaw energii. Niestety format oraz termin składania wniosku może być także odmienny w zależności od OSD - wniosek jest różnie traktowany przez OSD. Wznowienie dostaw energii przez OSD następuje również jedynie na wniosek sprzedawcy.

Jeśli chodzi o udostępnianie danych pomiarowych, to tu także mamy do czynienia z brakiem jednolitego formatu, a także sposobu i terminu/ów udostępniania danych pomiarowych przez OSD sprzedawcy. W związku z tym, obecnie na terenach OSD funkcjonują:

- różne sposoby udostępniania danych pomiarowych przez OSD (serwery ftp, serwery sftp, platformy wymiany informacji – PWI, e-mail, itp.);
- różne formaty udostępnianych danych pomiarowych przez OSD (różnego rodzaju tabele, pliki w formacie PTPiREE, itp.);

- rzadko kiedy precyzyjnie określony/e termin/y udostępniania danych pomiarowych przez OSD.

Ponadto należy zauważyć, że w przypadku określenia terminu udostępnienia danych sprzedawcy i niewywiązania się z niego przez OSD, OSD nie ponosi praktycznie żadnych konsekwencji z tego tytułu.

Należy także podkreślić, że pełnienie przez sprzedawcę energii elektrycznej funkcji sprzedawcy rezerwowego (niezbędny element zgłoszenia podczas procedury zmiany sprzedawcy) na terenie danego OSD jest obecnie dla sprzedawcy sytuacją niekorzystną. Powyższe wynika wprost z faktu, iż brak jest obecnie na rynku energii elektrycznej w Polsce stosownych uregulowań w tym zakresie.

Wnioski

Obecnie na rynku energii elektrycznej w Polsce funkcjonuje wypracowany przez PTPIREE i TOE wzorzec GUD, rekomendowany do stosowania przez URE. Jednakże zarówno wypracowany wzorzec GUD, jak i zapisy IRiESD nie precyzują wszystkich kwestii w zakresie procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. W związku z tym, wzorzec ten może stanowić dobry punkt wyjścia do dalszej pracy nad wypracowaniem finalnej wersji GUD, która z jednej strony będzie w sposób jednoznaczny regulowała wszystkie najważniejsze kwestie w zakresie współpracy sprzedawcy i OSD, a z drugiej będzie kompromisem uwzględniającym interesy wszystkich zainteresowanych stron.

Kolejną kwestią, o której warto wspomnieć jest zwiększająca się liczba GUD zawieranych przez sprzedawców z OSDn (operatorami systemów dystrybucyjnych, nieposiadających miejsc przyłączenia do sieci PSE Operator S.A.). Naturalną konsekwencją tego faktu powinna być próba wypracowania również w tym przypadku wzorca GUD w oparciu o dotychczas wykonane prace, o których wspomniano w powyższym akapicie.

Należy dodatkowo podkreślić, że w obowiązującym rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rozporządzeniu systemowym), zmiana sprzedawcy jest opisana na bardzo dużym poziomie ogólności w § 12. W znajdującym się na etapie konsultacji społecznych projekcie nowego rozporządzenia systemowego w §12 i 13 podjęto próbę uszczegółowienia tej sprawy, niemniej jednak zdaniem autorów wymaga ona jeszcze sporo pracy.

Ostatnią sprawą, którą warto poruszyć w kontekście procedury zmiany sprzedawcy, jest regulacja kwestii sprzedaży rezerwowej. Proponuje się szczegółowe uregulowanie niniejszej kwestii albo we wzorcu GUD, albo w kolejnej nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne.

11. Zmiana stawki VAT w 2011 roku

W trakcie prac nad nowelizacją przepisów prawa w zakresie podatku VAT nie uwzględniono specyfiki branży energetycznej w zakresie zmiany stawki dla energii elektrycznej. Brak stosownych zapisów w tym zakresie spowodowałby istotne problemy w funkcjonowaniu spółek obrotu. Zgodnie z przyjętymi w umowach z odbiorcami zasadami rozliczeń, spółki obrotu energią elektryczną sprzedające energię elektryczną nabywcom końcowym zobowiązane są wystawiać faktury prognozowe z tytułu dostaw energii elektrycznej za okresy rozliczeniowe, które obejmowały w części lub w całości okres zmiany stawki VAT. W przypadku braku odpowiednich przepisów przejściowych, konieczna byłaby korekta kilku milionów wystawionych faktur i innych dokumentów prognozowych bezpośrednio po dniu wejścia w życie nowej stawki podatku.

Z związku z powyższym TOE zainicjowało stworzenie zespołu, w skład którego weszli przedstawiciele wielu spółek obrotu energią elektryczną oraz jednej z firm doradczych. Zespół wypracował propozycje zapisów zmian do ustawy, pozwalających na optymalne rozliczenie zobowiązania podatkowego z tytułu VAT w okresie zmiany stawki tego podatku.

Przedstawiciele zespołu uczestniczyli w posiedzeniu Komisji Senackiej rozpatrującej projekt oraz aktywnie uczestniczyli w przedstawieniu oraz omówieniu zaproponowanych poprawek.

W efekcie ustawodawca przyjął zaproponowaną treść poprawek do ustawy o budżecie, które pozwalają na opodatkowanie 22% stawką VAT usług o charakterze ciągłym, wykonanych do końca ubiegłego roku, i stawką 23% usług wykonanych po tej dacie. Ponadto dla dostaw towarów (takich jak dostawa energii elektrycznej) rozliczanych w okresach rozliczeniowych, możliwe jest proporcjonalne określenie części czynności podlegających opodatkowaniu według różnych stawek, proporcjonalnie do okresu obowiązywania zmienionej stawki podatku.

Wnioski

Przyjęta przez Sejm RP wersja ustawy wprowadzająca zmiany stawki VAT z 22% do 23% w licznych swoich zapisach szczegółowych nie uwzględniała realiów działania sprzedawców energii elektrycznej, w tym w szczególności zaliczkowego modelu rozliczeń z odbiorcami końcowymi. W wyniku prowadzonych działań udało się (na poziomie poprawek Senatu) dostosować ustawę do realiów działania sektora, unikając znacznych, dodatkowych kosztów zarówno dla sprzedawców, jak i przede wszystkim dla odbiorców końcowych. Oczywiście z punktu widzenia kwot brutto płaconych przez odbiorców końcowych wzrost stawki VAT wpływa na wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej o wysokość podwyżki stawki VAT.

P1. Prace nad nową ustawą – Prawo energetyczne

Od listopada 2010 roku prowadzone są w sposób zorganizowany i ciągły prace dot. opracowania nowego Prawa energetycznego w ramach powołanego przy Ministerstwie Gospodarki zespołu ds. nowej ustawy - Prawo energetyczne. Podczas spotkań, które miały miejsce od stycznia do marca 2011 przedyskutowano zaproponowane 12 stycznia 2011 r. przez przedstawicieli Ministerstwa na podstawie własnych doświadczeń oraz dyskusji z przedstawicielami towarzystw branżowych, szczegółowe *Zagadnienia problemowe do rozstrzygnięcia w nowym prawie elektroenergetycznym* [17] (zgodnie z ustaleniami prawo gazowe ma stanowić odrębną ustawę). Należy podkreślić, że znaczna część zagadnień w obszarze obrotu energią elektryczną, była wynikiem wcześniejszych spotkań i dyskusji przedstawicieli Ministerstwa i TOE, a także wskazywanych w dokumentach TOE (w tym także rocznych Raportach TOE) koniecznych obszarów zmian dostosowawczych (patrz też [16], [17], [26] i [32]). Zagadnienia [17] zaproponowane przez Ministerstwo w ramach spotkań zostały rozszerzone o problemy i obszary zmian proponowane bezpośrednio w korespondencji towarzystw [16] oraz uwagach przesłanych do zagadnień [17]. Zgodnie z założeniami nowa ustawa będzie także w pełni implementować nowe dyrektywy unijne, w tym w szczególności dyrektywę 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r., dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE [1] (patrz Raport TOE 2010 [26]) oraz uwzględniać przewidywane działania i zadania w przyjętej przez Radę Ministrów „*Polityce energetycznej Polski do 2030 roku*” [31] (patrz też Raport TOE 2010 [26] oraz punkt 5 *Raportu TOE 2011.1*).

Wnioski

Rozpoczęcie i przebieg dyskusji nad nowym Prawem energetycznym TOE ocenia pozytywnie - liczne propozycje kierunkowe zmian są zbieżne z propozycjami zgłaszanymi przez sektor obrotu zarówno przed, jak i w czasie prac zespołu oraz wychodzą naprzeciw dalszemu rozwojowi rynku energii elektrycznej w Polsce. Na obecnym etapie konieczne jest jednak przejście od założeń problemowych do konkretnych rozwiązań – zapisów ustawy. W związku z tym TOE zadeklarowało kierunkowo możliwość udziału w dalszych pracach oraz (w razie takich potrzeb) opracowanie propozycji zapisów bezpośrednio związanych z działalnością spółek obrotu.

P2. Nowa architektura rynku energii elektrycznej w Polsce

Prace nad zmianami modelu rynku energii elektrycznej w Polsce - nową architekturą tego rynku - prowadzone są w ramach ministerialnego Zespołu Doradczego ds. Zmian w Funkcjonowaniu Rynku Energii Elektrycznej (Zespołu ZDREE). W ramach prac Zespołu

ZDREE w listopadzie 2010 roku zakończył się pierwszy etap prac, w którym została opracowana propozycja nowej architektury rynku energii elektrycznej w Polsce; przyjęto dokument pt. „*Koncepcja Mechanizmu Bilansowania Zasobów Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Etap 1 projektu*” [20], zwany dalej Koncepcją. Należy podkreślić, że wcześniej (patrz Raport TOE 2010 [26]) w ramach prac przygotowawczych został opracowany i przyjęty przez Zespół w lutym 2010 roku „*Ramowy plan prac nad przebudową architektury hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce*” [28], w którym zostały przedstawione założenia merytoryczne oraz najważniejsze uwarunkowania realizacyjne dla prac Zespołu w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej.

W Koncepcji przewiduje się m.in. wprowadzenie następujących rodzajów rynków (administrowanych przez OSP):

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

Należy także podkreślić, że Koncepcja była przedmiotem szczegółowej opinii TOE [23] oraz dyskusji i prezentacji wewnętrznej podczas wrześniowego posiedzenia Rady Zarządzającej TOE [22]. W ramach dalszych prac propozycja rozwiązań koncepcyjnych zostanie poddana szerszej analizie na forum Zespołu oraz jego odpowiednich grup roboczych, w pracach których biorą udział także reprezentanci TOE. Kolejnym krokiem ma być prezentacja pełnych wyników pierwszych symulacji modelowych zróżnicowania cen w poszczególnych strefach.

Wnioski

Rozpoczęte na przełomie 2009/2010 działania i prace zmierzające do przebudowy architektury hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce, w tym w szczególności rozwiązania szczegółowe, powinny stanowić, zdaniem TOE, odzwierciedlenie kierunków i działań unijnych, zmierzających do pełnej liberalizacji rynku energii elektrycznej oraz być zbieżne z docelowym modelem unijnym.

Zdecydowanie pozytywnie należy ocenić włączenie do prac przedstawicieli wszystkich czynnych uczestników rynku energii elektrycznej, w tym przedstawicieli sektora obrotu. W ramach nowego modelu TOE dostrzega jednak konieczność znacznych zmian dostosowawczych (głównie w ramach realizacji pełnienia zmodyfikowanej funkcji podmiotu bilansującego oraz realizacji sprzedaży energii elektrycznej w strefach czy węzłach), które mogą ograniczyć obszary działania niektórych spółek obrotu. Należy także podkreślić, że dalsze kierunki zmian z pewnością będą warunkowane decyzją polityczną dot. modelu, w tym w szczególności zgodą na zróżnicowanie cen energii elektrycznej w różnych obszarach Polski.

Dodatkowo wskazać trzeba na ryzyko niedotrzymania wstępnie ustalonego przez MG czteroletniego okresu prac nad zmianami architektury, ze względu na już istniejące opóźnienia nad wstępnymi pracami koncepcyjnymi.

P3. Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (druk 3237), projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (druk 3794)

W ramach prac sejmowych (wg stanu na 31 marca 2011 r.) przygotowywane są dwa poselskie projekty zmian ustawy – Prawo energetyczne, określone w drukach sejmowych nr 3237 [10] oraz 3794 [9]. Oba projekty są procedowane równolegle w jednej powołanej do tego celu przez Sejmową Komisję Gospodarki Podkomisji nadzwyczajnej. Pierwszy projekt (druk 3237), zwany potocznie ustawą „przecinkową”, wprowadza m.in. zmiany doprecyzowujące: definicję odbiorcy końcowego (poprzez dodanie w art. 3 pkt 13a, na końcu definicji słów „energii elektrycznej”) oraz przede wszystkim zmiany art. 49 ust. 2 (prawdopodobnie także 1) dot. tzw. „obliga giełdowego”. W art. 49a, wprowadzającym obowiązek upublicznienia obrotu energią elektryczną, w ustępie 2 proponuje się dodanie przecinka, usuwając tym samym wątpliwości interpretacyjne – w duchu debaty prowadzonej w trakcie prac legislacyjnych zarówno w Sejmie, jak i wyższej izbie Parlamentu – dotyczącej możliwości sprzedaży energii elektrycznej na rynku regulowanym, a także na internetowych platformach handlowych, jako samodzielnych formach wypełnienia obowiązku upublicznienia obrotu. W propozycji poselskiej zmiana art. 49 ust 2 sprowadza się jedynie do uzupełnienia brzmienia tego ustępu o przecinek (stąd potoczne używanie nazwy „ustawa przecinkowa”). Drugi projekt (druk sejmowy 3794) ma umożliwić, w przypadku braku w danej gminie planu zagospodarowania przestrzennego, złożenie wniosku o przyłączenie poprzez dołączenie do wniosku studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego lub, w przypadku braku planu zagospodarowania albo studium, decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku.

Towarzystwo Obrót Energii, pozytywnie oceniając konieczność zmian i doprecyzowania zarówno art. 13a ust. 3, jak i art. 49a ust. 2, zaproponowało jednak bardziej szczegółowe, niż w procedowanym projekcie, zapisy ustępu 2 art. 49a oraz w ślad za tym zmianę ust. 1 [14]. Zmiany te zostały pozytywnie przyjęte przez referujących propozycje sektorów przedstawicieli Ministerstwa Gospodarki, które zarekomendowało zmianę propozycji zawartej w druku sejmowym w ramach dalszych prac legislacyjnych.

Wnioski

Towarzystwo Obrót Energii pozytywnie ocenia konieczność zmian i doprecyzowania zarówno art. 13a ust. 3, jak i art. 49a ust. 2, zwracając jednak uwagę, że propozycje licznych zmian wykraczające poza zakres projektu opóźniają przyjęcie projektów i dalsze prace nad nimi.

P4. Prace nad modelem rozwoju *smart metering* w Polsce

W roku 2010 bardzo wiele uwagi poświęcone zostało zagadnieniom związanym z rozwojem *smart meteringu* (systemów pomiarowych energii elektrycznej, pozwalających na dwustronną, zdalną transmisję danych w czasie rzeczywistym) oraz wypracowaniu kompleksowego podejścia mającego zapewnić spójny i efektywny rozwój inteligentnych sieci energetycznych (*smart grids*). Prace w tym zakresie stanowią jeden z kluczowych elementów europejskiej polityki energetycznej [1][5]. W Polsce działania w tym zakresie podjęte zostały przez Prezesa URE, który otworzył szerokie konsultacje społeczne, na podstawie których Regulator postanowił określić minimalne funkcjonalności, jakie powinny posiadać systemy AMI (ang. Advanced Metering Infrastructure) wdrażane przez OSD, jak i wymagania co do sposobu i zakresu ich wdrożenia. Towarzystwo Obrót Energią brało aktywny udział w konsultacjach organizowanych przez Ministerstwo Gospodarki wspólnie z URE, efektem których jest przygotowanie *Stanowiska Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, mającego za zadanie zapewnienie integralności powstających systemów oraz ograniczenie ryzyka inwestycyjnego wiążącego się z implementacją powszechnego systemu zdalnego dwukierunkowego opomiarowania*.

Uczestnictwo TOE w prowadzonych konsultacjach i opiniowaniu opracowanego dokumentu wynika z kluczowego znaczenia systemu AMI z punktu widzenia przedsiębiorstw energetycznych. Oprócz pozytywnego wpływu na poprawę bezpieczeństwa energetycznego oraz podnoszenia efektywności energetycznej, wdrożenie systemu może przynieść wiele korzyści sprzedawcom oraz samym odbiorcom energii. Kluczowe obszary działalności sprzedawców energii elektrycznej, na które wpływ może mieć wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych i rozwój inteligentnych sieci energetycznych, to:

- kontrola zużycia energii w czasie rzeczywistym,
- rozwiązania z zakresu zarządzania popytem (DSR),
- integracja mikroźródeł wytwarzania,
- zarządzanie energią dla odbiorców,
- nowoczesne rozwiązania w obrębie sieci inteligentnych, pozwalające na realizację na rzecz odbiorców całkowicie nowych zakresów usług o charakterze dodanym (np. odczyty danych pomiarowych innych mediów, usługi techniczne).

Podstawowym wyzwaniem jest określenie właściwego algorytmu obliczania efektu (najpewniej przy wykorzystaniu istniejących propozycji stosowanych dla oceny efektu przy działaniach dofinansowanych z RPO) bądź ukierunkowanie prac koncepcyjnych (w trakcie trwania projektu) nad stworzeniem alternatywnego/hybrydowego algorytmu. Koniecznym, a na chwilę obecną bardzo trudnym zadaniem, wydaje się być powiązanie zużycia energii przez pojedynczego odbiorcę ze stroną zakupową energii elektrycznej w celu ustalenia

„pochodzenia” energii elektrycznej konsumowanej przez odbiorcę, co może być przydatne/konieczne dla precyzyjnej kalkulacji efektu ekologicznego oraz zróżnicowania DSR w poszczególnych strefach/węzłach KSE.

Wnioski

Rok 2011 będzie niezwykle ważny dla rozwoju przedsięwzięć w obszarze *smart grids* i *smart metering*. Komisja Europejska zamierza przedstawić wyniki kolejnego etapu prac związanych z obszarem inteligentnych sieci w Europie. Powyższe, w połączeniu z bardzo dużą aktywnością polskiego Regulatora pozwala liczyć na rozwój inteligentnych sieci energetycznych w Polsce, a ze względu na charakter potencjalnych korzyści dla sprzedawców i odbiorców energii, wskazuje na konieczność bieżącego monitorowania i kontynuowania aktywności w obszarze kształtowania wszelkich regulacji determinujących ten obszar.

P5. GUD kompleksowy

Generalne umowy dystrybucyjne (GUD) stanowią podstawy (poza zapisami ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzeń wykonawczych oraz IRiESD) współpracy pomiędzy OSD oraz spółkami obrotu – jako sprzedawcami energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Operatorzy, poprzez zawierane ze sprzedawcami umowy o świadczenie usług dystrybucji, dokonują doprecyzowania zasad korzystania z sieci i „otwierają” poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na swoim obszarze. Podpisanie GUD między przedsiębiorstwami jest niezbędne, aby odbiorca energii mógł zmienić sprzedawcę (patrz też punkt 10). W ramach prac zespołu PTPIREE oraz TOE jeszcze pod koniec 2009 roku (patrz Raport TOE 2010 [26]) został opracowany oraz rekomendowany do stosowania, także przez Prezesa URE, wzorzec GUD. Niestety, mimo tego nie udało się wprowadzić na terenie Polski jednego, obowiązującego standardu umów, a w podpisanych GUDach istnieją liczne rozbieżności i różnice (patrz też punkt 10).

Mimo różnic w podejściach OSD i sprzedawców do umów GUD, a w konsekwencji do modelu umowy kompleksowej, w 2010 roku w ramach prac TOE udało się opracować jednolity wzorzec umowy kompleksowej dla sprzedawców z urzędu, sprzedających energię elektryczną w grupie G. Zakłada się, że prace te będą stanowić punkt wyjścia do opracowania wzorca GUD umożliwiającego zawieranie przez wszystkich sprzedawców na terenach wszystkich OSD umów kompleksowych – tzw. GUD kompleksowy. Bez umożliwienia zawierania na terenach wszystkich OSD umów kompleksowych nie tylko przez tzw. sprzedawców z urzędu, dalszy rozwój zasady TPA i rynku energii elektrycznej będzie bardzo utrudniony – odbiorca dostawałby dwie faktury, odrębnie za energię elektryczną i odrębnie za usługę dystrybucji.

Wnioski

Mimo opracowania i rekomendowania przez URE, PTPIREE i TOE standardu GUD, nie udało się jego praktyczne wdrożenie na terenie Polski. Niemniej jednak opracowanie w 2010 roku w grupie zadaniowej TOE jednolitego wzorca umowy kompleksowej dla sprzedawców z urzędu sprzedających energię elektryczną w grupie G stwarza podstawy do dalszych prac nad opracowaniem wzorca GUD, umożliwiającego zawieranie umów kompleksowych (tzw. GUD kompleksowy).

3. KSZTAŁTOWANIE SIĘ CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Rynek dnia następnego

Rok 2010 przyniósł znaczący wzrost cen energii elektrycznej na polskim rynku hurtowym. Średnia cena godzinowa energii na RDN TGE wyniosła w 2010 roku 191,73 zł/MWh, co stanowiło wzrost o 14% względem roku poprzedniego, w którym cena średnia kształtowała się na poziomie 168,66 zł/MWh.

Większą dynamikę wzrostu wykazał indeks cen dla godzin pozaszczytowych (do godziny 7 i od godziny 23 włącznie w dni robocze oraz w weekendy i święta), w których ceny wzrosły o 16% względem roku poprzedniego, niż dla godzin szczytowych (od 8:00 do 22:00 włącznie w dni robocze), w których wzrost wyniósł 11%.

Tempo wzrostu cen energii było silnie zróżnicowane w poszczególnych kwartałach 2010 roku. W pierwszym kwartale 2010 roku średnia cena wyniosła 183,49 zł/MWh, czyli o 1% mniej niż rok wcześniej. Był to jedyny kwartał, w którym obserwowany był spadek cen. Najwyższy, wynoszący 22%, wzrost cen zaobserwowano w czwartym kwartale 2010 roku, w którym cena wyniosła 205,34 zł/MWh, względem 167,94 zł/MWh w czwartym kwartale 2009 roku.

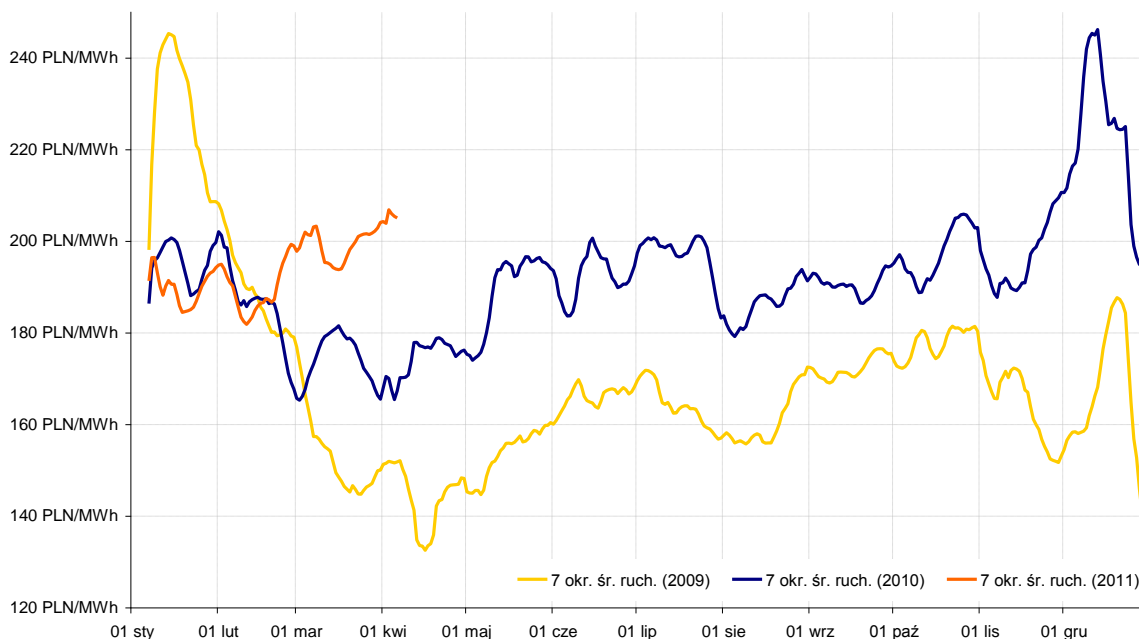
W pierwszym kwartale 2011 roku cena energii osiągnęła poziom 193,48 zł/MWh. Tempo wzrostu cen rok do roku wyniosło 5% i było szybsze niż w analogicznym okresie roku 2010, jednak nie tak szybkie jak w kwartale drugim, trzecim i czwartym roku 2010.

Zarówno w roku 2010, jak i w pierwszym kwartale roku 2011 obserwowana była tendencja do spłaszczania się różnic cen pomiędzy godzinami szczytowymi a pozaszczytowymi. W roku 2009 ceny w godzinach szczytowych były wyższe średnio o 28% względem godzin pozaszczytowych, w 2010 roku zróżnicowanie wyniosło 22%, a w pierwszym kwartale 2011 roku 20%.

Główną przyczyną wzrostu cen energii w 2010 roku był wzrost zapotrzebowania krajowego na energię elektryczną względem roku 2009, związany z wyższym niż w 2009 roku tempem wzrostu gospodarczego. W 2010 zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło średnio o ponad 4%. Największy wzrost zaobserwowano w drugim kwartale – wyniósł on 5,0%, a najmniejszy w kwartale czwartym – 2,8% (por. rys. 6).

Rok 2010 przyniósł również istotne dla Rynku Dnia Następnego wydarzenie. W czwartym kwartale 2010 roku przeprowadzony został *market coupling* polskiego Rynku Dnia Następnego TGE i szwedzkiego rynku Nordpool (patrz punkt 3 rozdziału 2).

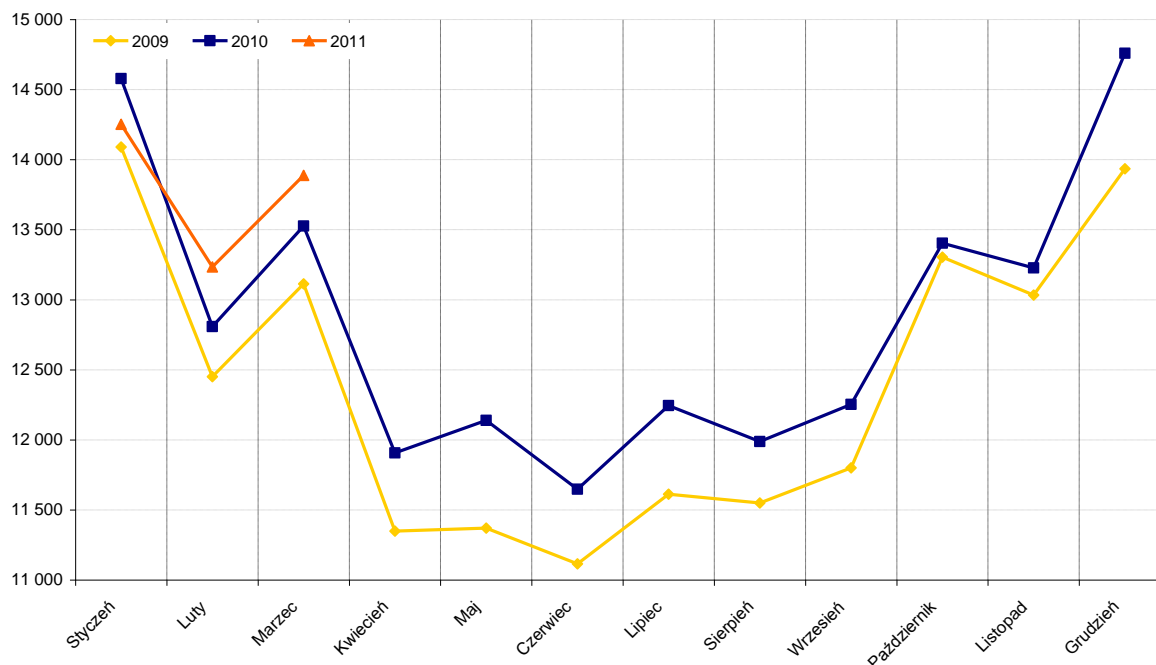
Rynek Dnia Następnego TGE 2008 - Q1 2011 (PLN/MWh)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Rys 5. Ceny dobowe na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii

Krajowe zapotrzebowanie na moc 2009 - Q1 2011 (GWh)



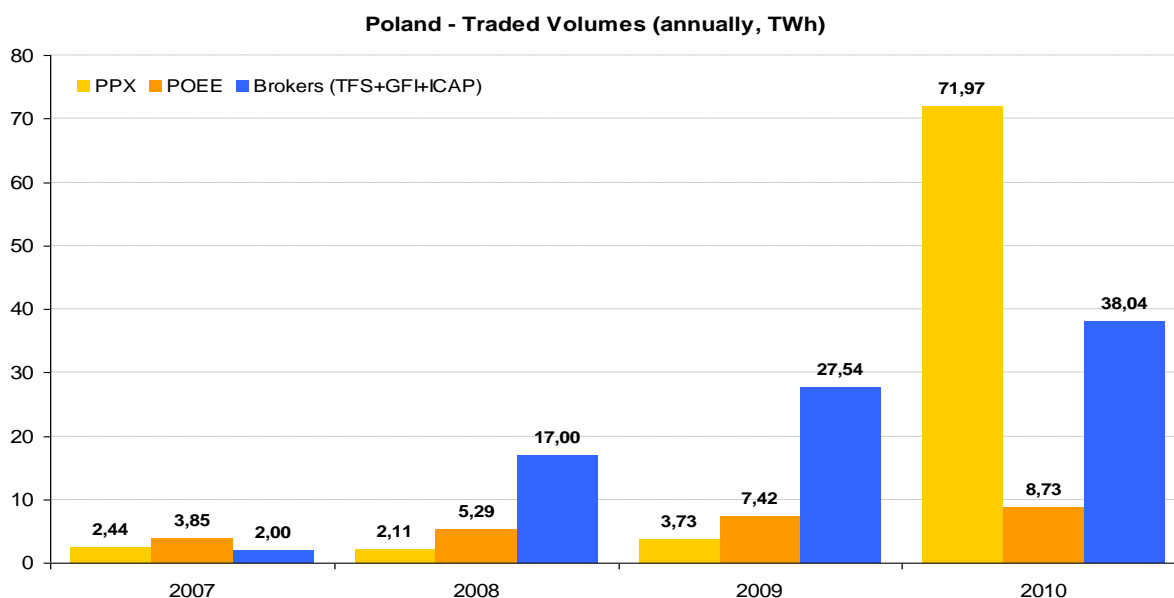
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE-Operator S.A.

Rys. 6 Całkowite miesięczne krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (GWh)

3.2. Rynek terminowy

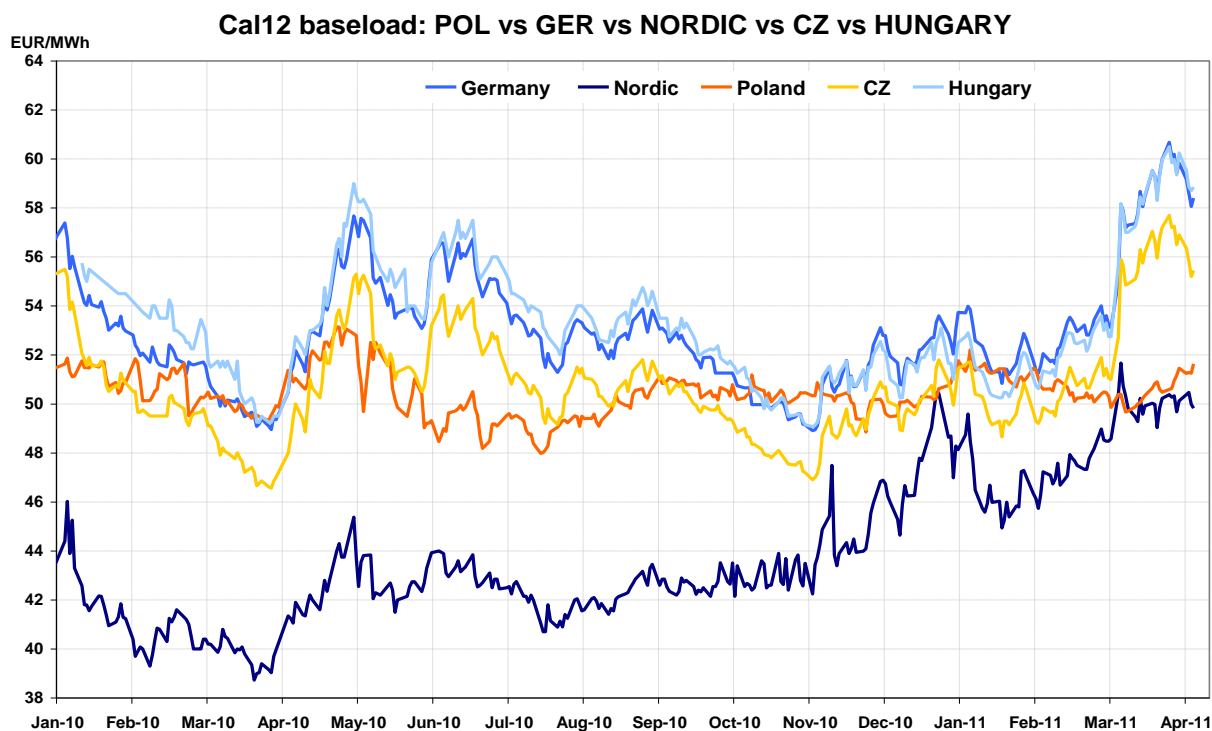
Rok 2010 przyniósł skokowy wzrost płynności na Rynku Terminowym TGE (rys. 7), co było spowodowane wprowadzeniem tzw. „obligo giełdowego” (patrz punkt 6 rozdziału 2). Ceny kontraktów forward energii elektrycznej w Polsce były w pewnym stopniu powiązane z sąsiednimi rynkami, jednak te zależności były zaburzane przez zachowanie kursu EUR/PLN. Po wyraźnym spadku cen produktu bazowego *Year Ahead* w maju 2010 ceny na kontrakty w dalszej części krzywej utrzymywały się w bardzo wąskim kanale cenowym do końca 2010, pomimo niespotykanej wcześniej płynności (por. rys. 7-9).

W okresie od sierpnia do końca roku na TGE odbyły się 64 aukcje zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej, z których 18 zostało rozstrzygniętych. Średni ważony kurs kontraktu bazowego na produkt Cal11 dla aukcji wyniósł 192,99 zł/MWh w porównaniu do 193,34 zł/MWh dla ogółu kontraktów na Cal11 zawartych na Rynku Terminowym TGE w tym okresie. W pierwszym kwartale 2011 odbyło się 10 aukcji zakupu lub sprzedaży, żadna z nich nie została rozstrzygnięta. Średni ważony kurs kontraktu bazowego na Cal12 w analizowanym okresie wyniósł 201,40 zł/MWh (wg obliczeń własnych na podstawie danych TGE).



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

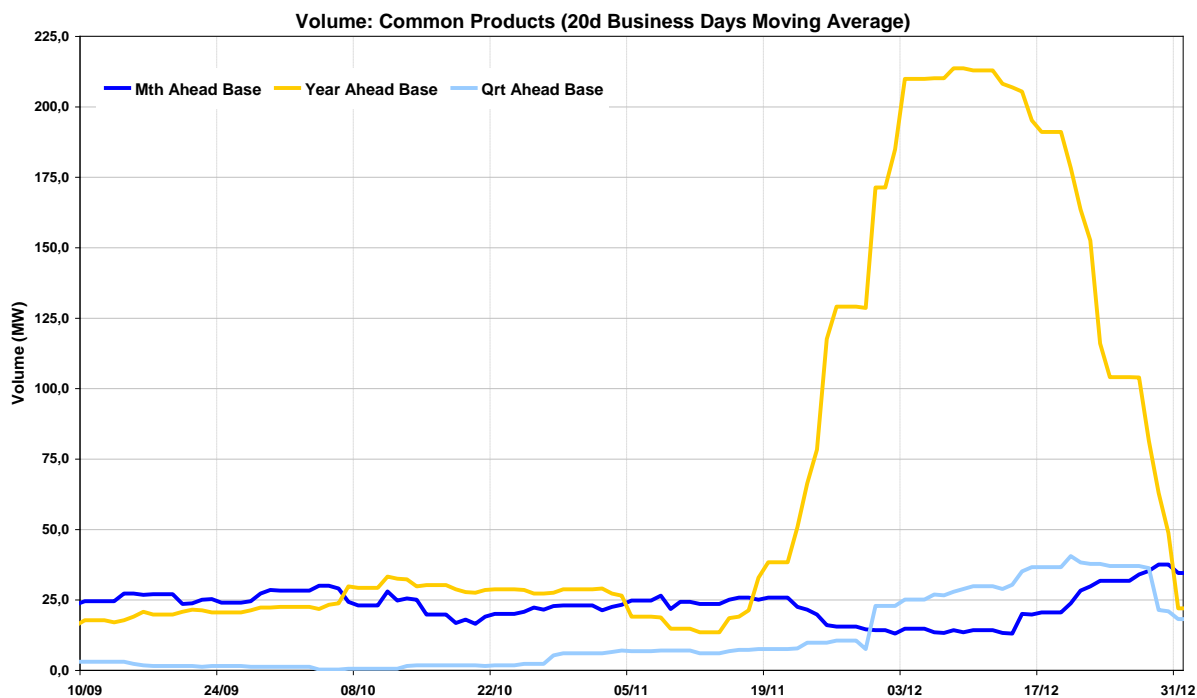
Rys. 7. Wolumeny obrotu na rynkach dnia następnego i forward (POEE, TGE) oraz rynku forward (TFS+GFI, tylko kontrakty miesięczne, kwartalne i roczne) w okresie 2007-2010.



Rys. 8. Ceny kontraktu forward na rok 2012 profil bazowy w Polsce i sąsiednich krajach (EUR/MWh).

Przez większą część roku obroty na produktach standardowych BoY10 i Cal11 były umiarkowane - aż do listopada i grudnia 2010, gdy wytwórcy zabezpieczali produkcję na rok 2011. Stabilne obroty szły w parze z niewielką zmiennością cen na większości produktów. Wysokie ceny na rynku spot w grudniu 2010, wywołane ekstremalnymi warunkami pogodowymi, wzmocniły presję na wzrost cen na rynku terminowym dla produktów o bliskim okresie dostawy. Styczeń 2011 przyniósł łagodną pogodę i niższe od oczekiwanego zapotrzebowanie. Czynniki fundamentalne w połączeniu z długą pozycją uczestników rynku przełożyły się na niskie ceny na rynku spot w styczniu 2011, wyraźnie poniżej kwotowań dla tego miesiąca z rynku terminowego.

Kryzys nuklearny w japońskiej elektrowni atomowej Fukushima, spowodowany trzęsieniem ziemi z 11 marca 2011 zwiększył niechęć do elektrowni atomowych w Niemczech. Pociągnęło to za sobą decyzję gabinetu Angeli Merkel o czasowym zamknięciu 7 najstarszych elektrowni atomowych w tym kraju. Ta decyzja spowodowała reakcje na tamtejszym rynku energii, silne wzrosty cen i podwyższoną zmienność. Ceny na rynku polskim zareagowały zdecydowanie słabiej, odnotowując tylko umiarkowane wzrosty.



Źródło: Vattenfall Energy Trading Poland

Rys. 9. Płynność rynku forward energii elektrycznej w Polsce – średni dobowy wolumen transakcji dla kontynuowanych kontraktów następnego miesiąca, kwartału i roku (MW/doba).

4. PROPOZYCJE DZIAŁAŃ KRÓTKO- I DŁUGOTERMINOWYCH

Działania krótkoterminowe (DK)

- 1.DK. W celu zapewnienia dalszej liberalizacji i rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce niezbędne jest pełne jego uwolnienie poprzez **podjęcie ze strony Prezesa URE decyzji dotyczącej zwolnienia wszystkich spółek obrotu z obowiązku przedkładania do zatwierdzania taryf dla odbiorców w grupach taryfowych G** (w tym gospodarstw domowych). Zdaniem TOE bez pełnego uwolnienia nie jest możliwy rozwój konkurencji na detalicznym rynku energii elektrycznej, szczególnie w segmencie klientów masowych (w tym głównie w grupie G). Konkurencja w segmencie klientów masowych spowoduje zarówno ożywienie w zakresie powstawania nowych produktów i usług, jak i doprowadzi do podniesienia poziomu obsługi klienta.
- 2.DK. W obszarze promowania OZE i kogeneracji **należy jak najszybciej upublicznić i poddać pod dyskusję wyniki prac Ministerstwa Gospodarki oraz podjąć decyzję o przebudowaniu systemu wsparcia** w taki sposób, aby wspierał przede wszystkim rozwój źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych. Weryfikacji powinny także ulec modele kształtowania opłat zastępczych. W przypadku OZE poziom opłat zastępczych w modelu powinien zostać skorelowany ze zmiennością cen, jakie źródła OZE uzyskują podczas sprzedaży tej energii. Rozwiązaniem problemu wypełnienia przez Polskę celu 15% udziału OZE w końcowym zużyciu energii w 2020 roku oraz poziomu cen świadectw pochodzenia (OZE) i wysokich obciążeń odbiorców końcowych energii elektrycznej mogłoby być wprowadzenie do obrotu świadectw pochodzenia ciepła „zielonego”.
- 3.DK. Biorąc pod uwagę znaczący wzrost płynności rynku, zarówno spot, jak i terminowego z fizyczną dostawą, co daje podstawy do wykreowania coraz bardziej wiarygodnych indeksów cenowych, **należy możliwie szybko wdrożyć rynek finansowy towarów giełdowych**. Umożliwi to uczestnikom rynku wykorzystanie nowych instrumentów do zarządzania ryzykiem i pozycją handlową, a ponadto da impuls do dalszego zwiększania płynności rynku z fizyczną dostawą.
- 4.DK. W celu skutecznego rozwoju zasady TPA i dalszej praktycznej liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce **konieczna jest kontynuacja opracowywania standardów umów**, które powinny funkcjonować w relacji odbiorca końcowy, operator systemu dystrybucyjnego, sprzedawca, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie, w tym w szczególności:
 - o opracowanie wzorca generalnej umowy dystrybucyjnej, umożliwiającej zawieranie wszystkim sprzedawcom umów kompleksowych;

- uzgodnienie (przy wykorzystaniu istniejącego wzorca TOE) pomiędzy operatorami (OSD) a sprzedawcami wzorca umowy kompleksowej.
- 5.DK. Aby możliwy był rozwój oraz funkcjonowanie konkurencyjnego rynku energii w zgodzie z zaleceniami i wytycznymi Unii Europejskiej, TOE zaleca **systematyczną, kwartalną rewizję założeń ujętych w „Programie działań wykonawczych na lata 2009 -2012”** (załącznik 3 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.”). Wdrożenie założonych działań w objętych harmonogramem terminach uchroni Polskę przed negatywnymi konsekwencjami, zarówno w wymiarze wewnętrznym, związanym z funkcjonowaniem przedsiębiorstw energetycznych oraz postrzeganiem rynku energii przez poszczególnych odbiorców energii, jak również w wymiarze międzynarodowym, związanym m.in. z otwarciem rynku polskiego na międzynarodową współpracę, czy też działaniami kontrolnymi organizacji unijnych związanych z dotrzymywaniem terminów wdrożenia odpowiednich wytycznych.
- 6.DK. Pozytywnie oceniając kontynuowane w 2011 roku prace przygotowawcze zmierzające do opracowania założeń do **nowej ustawy – Prawo energetyczne, widzimy konieczność: przyspieszenia prac nad nową ustawą, uwzględnienia w niej wszystkich nowych dyrektyw unijnych, a także „poprawienia” wszystkich zapisów, co do których występują obecnie spory/wątpliwości prawno – interpretacyjne.**
- 7.DK. Zarówno wprowadzone **zmiany ustawy – Prawo energetyczne, jak i rozpoczęte prace dotyczące zmian architektury rynku energii elektrycznej w Polsce powinny m.in. zmierzać do stworzenia warunków dla rozwoju płynnego i konkurencyjnego rynku energii**, który jest najlepszym stymulatorem inwestycji i narzędziem ograniczania ryzyka regulacyjnego.
- 8.DK. **W obszarze wymiany międzysystemowej** do proponowanych działań w krótkoterminowym horyzoncie czasowym TOE zalicza następujące elementy:
- monitorowania procesu określania dostępnych mocy transgranicznych przez Prezesa URE;
 - monitorowanie prac nad wprowadzeniem metody *flow-based*, jako metody określania dostępnych mocy transgranicznych;
 - monitorowanie planów wprowadzenia metody *market coupling*, jako metody udostępniania mocy transgranicznych i dalsza analiza zasadności stosowania tej metody w sytuacji braku synchronizacji czasowej pomiędzy polskim rynkiem spot a rynkami sąsiednimi;
 - monitorowanie procesu udostępniania mocy w wymianie międzysystemowej na połączeniach wschodnich.

Działania długoterminowe (DD)

Towarzystwo Obrót Energii, uwzględniając szerokie dyskusje wewnętrzne i zewnętrzne (w tym z innymi uczestnikami rynku energii elektrycznej) proponuje (w ramach kontynuacji działań opisanych w Raporcie 2010), aby działania długoterminowe objęły dwa główne obszary:

- 1.DD. **Wdrożenie nowej architektury rynku energii elektrycznej**, adekwatnie do koncepcji zaproponowanej w przyjętej przez Radę Ministrów „*Polityce energetycznej państwa do 2030 roku*”.
- 2.DD. **Rozbudowa mocy transgranicznych** na wszystkich kierunkach geograficznych.

5. ZASTOSOWANE SKRÓTY I OZNACZENIA

CRO	- Cena Rozliczeniowa Odchylenia
CROs	- Cena Rozliczeniowa Odchylenia sprzedaży
CROz	- Cena Rozliczeniowa Odchylenia zakupu
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
OSD	- Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	- Operator System Przesyłowego – PSE Operator SA
OZE	- odnawialne źródła energii
PMOZE	- prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia (dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE)
PMGM	- prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej do 1 MW (tzw. „żółte certyfikaty”)
PMGMET	- prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego (tzw. „fioletowe certyfikaty”)
PMGEC	- prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w pozostałych (poza wymienionymi dla PMGM i PMGMET) jednostkach kogeneracyjnych (tzw. „czerwone certyfikaty”)
poDeeK	- indeks cenowy będący średnią ważoną ceną kontraktów zawartych na daną godzinę dostawy; jeśli na daną godzinę dostawy nie zawarto kontraktów poDeeK przyjmuje wartość z poprzedniego dnia dostawy dla tej samej godziny doby
Polityka	- „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”
PTPiREE	- Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
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 Obrotu Energią
- TPA - *Third Party Access* - zasada dostępu stron trzecich do sieci
- URE - Urząd Regulacji Energetyki

6. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

- [1] 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
- [2] Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE
- [3] Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG
- [4] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003
- [5] 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

- [6] Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej
- [7] Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, Poz. 104)
- [8] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89 z późn. zmianami)

- [9] Poselski projekt zmian ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (druk sejmowy 3794), Warszawa, 15 grudnia 2010 r.
- [10] Poselski projekt zmian ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (druk sejmowy 3237), Warszawa, 23 czerwca 2010 r.
- [11] 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 2.6), Warszawa, 17 lutego 2011 r.
- [12] Projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, Warszawa, 30 lipca 2010 r.

- [13] Informacja Prezes URE nr 8/2011 w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2010, Warszawa, 31 marca 2011 r.
- [14] Pismo TOE do Przewodniczącego Podkomisji nadzwyczajnej do rozpatrzenia poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (druk nr 3237) p. Andrzeja Czerwińskiego dot. stanowiska TOE do projektu ustawy. TOE, Warszawa, 3 marca 2011 r.

- [15] Strzelec-Łobodzińska J.: O nowym systemie wsparcia OZE. Wirtualny Nowy Przemysł, Warszawa, 7 lutego 2011 r.
- [16] Uwagi i komentarze TOE do „Zagadnień problemowych do rozstrzygnięcia w nowym prawie energetycznym” (w wersji z dnia 12 stycznia 2011 r.). TOE, Warszawa, 24 stycznia 2011 r.
- [17] Zagadnienia problemowe do rozstrzygnięcia w nowym prawie energetycznym (materiał wewnętrzny nie publikowany). Ministerstwo Gospodarki, Departament Energetyki, Warszawa, 12 stycznia 2011 r.
- [18] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. PSE Operator SA, Konstancin – Jeziorna, 2010 (tekst jednolity obowiązujący od dnia: 1 stycznia 2011 r.)
- [19] Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Warszawa, 7 grudnia 2010 r.
- [20] Koncepcja Mechanizmu Bilansowania Zasobów Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Etap 1. Zespół Doradczy ds. Zmian w Funkcjonowaniu Rynku Energii Elektrycznej (materiał wewnętrzny nie publikowany). Warszawa, listopad 2010 roku
- [21] Praca zbiorowa: Dobre Praktyki Sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, URE, Warszawa, 15 września 2010 r.
- [22] Koncepcja rynków bilansowania zasobów systemu - Projekt realizowany w ramach Zespołu Doradczego ds. zmian w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej (materiał wewnętrzny niepublikowany). Prezentacja dla Rady Zarządzającej TOE. PSE Operator SA, Warszawa, 4 września 2010 r.
- [23] Opinia Towarzystwa Obrót Energiją do projektu raportu Koncepcja Mechanizmu Bilansowania Zasobów Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (w wersji 1.0 z dnia 20 lipca 2010 r.). TOE, Warszawa, 24 sierpnia 2010 r.
- [24] Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020, Warszawa, 13 lipca 2010 r.
- [25] Uwagi TOE do projektu rozporządzenia „kogeneracyjnego”. TOE, Warszawa 7 maja 2010 r.
- [26] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2010 r. Raport TOE. Warszawa, 30 kwietnia 2010 r.
- [27] Uwagi TOE do dokumentu „Dobre Praktyki sprzedawców energii elektrycznej i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” TOE, Warszawa, 8 kwietnia 2010 r.
- [28] Ramowy plan prac nad przebudową architektury hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce, Zespół Doradczy ds. Zmian w Funkcjonowaniu Rynku Energii Elektrycznej (materiał wewnętrzny nie publikowany). Warszawa, luty 2010 roku
- [29] Statystyka elektroenergetyki polskiej. ARE SA, 2010
- [30] Dane dostarczone przez spółki obrotu - członków wspierających TOE, 2010
- [31] Polityka energetyczna Polski do 2030 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009 r.
- [32] RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE - stan na 31 marca 2009 r. Raport TOE. Warszawa, 30 kwietnia 2009 r.
- [33] www.mg.gov.pl
- [34] www.ure.gov.pl
- [35] www.skp.pl
- [36] www.toe.pl

7. ZESPÓŁ AUTORSKI

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

1. kol. Katarzyna Rozenfeld, Vattenfall Energy Trading Sp. z o.o. - przewodnicząca
2. kol. Robert Bański, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
3. kol. Janusz Bil
4. kol. Anna Gabrysiak, ENEA S.A.
5. kol. Piotr Gniewkowski, Kancelaria Radców Prawnych MGS s.p.
6. kol. Wojciech Graczyk, RWE Polska S.A.
7. kol. Marek Kulesa, TOE
8. kol. Janusz Kurzak, J.P. Morgan Energy Europe Ltd.
9. kol. Marcin Ludwicki, ENERGA - Obrót S.A.
10. kol. Witold Obniski, RWE Polska S.A.
11. kol. Zbigniew Olszewski, EGL Polska Sp. z o.o.
12. kol. Joanna Pułtorak, Tauron Polska Energia S.A.
13. kol. Maciej Sołtysik, Tauron Polska Energia S.A.
14. kol. Krzysztof Żukowski, Dom Maklerski IDMSA