

Wybrane uwarunkowania handlu energią elektryczną, w kontekście działalności przedsiębiorstw obrotu i odbiorców energii¹

Wstęp

Jednym z głównych celów wszystkich zmian i liberalizacji rynków energii nie tylko w Polsce, ale także w Unii, oraz ogólnie zmian we wszystkich sektorach paliwowo – energetycznych, jest poprawa warunków (głównie cenowych, ale także obsługi) dostaw do odbiorców końcowych produktów, jakimi są nośniki energii. Należy pamiętać, że głównym podmiotem każdego rynku jest klient/odbiorca i to on przecież decyduje, komu powierzyć dostawę energii (energii elektrycznej, ale także ciepła, gazu, paliw), na jakich warunkach i po jakiej cenie. To odbiorcy powinni być przede wszystkim uprawnieni do oceny celowości otwarcia rynków energii.

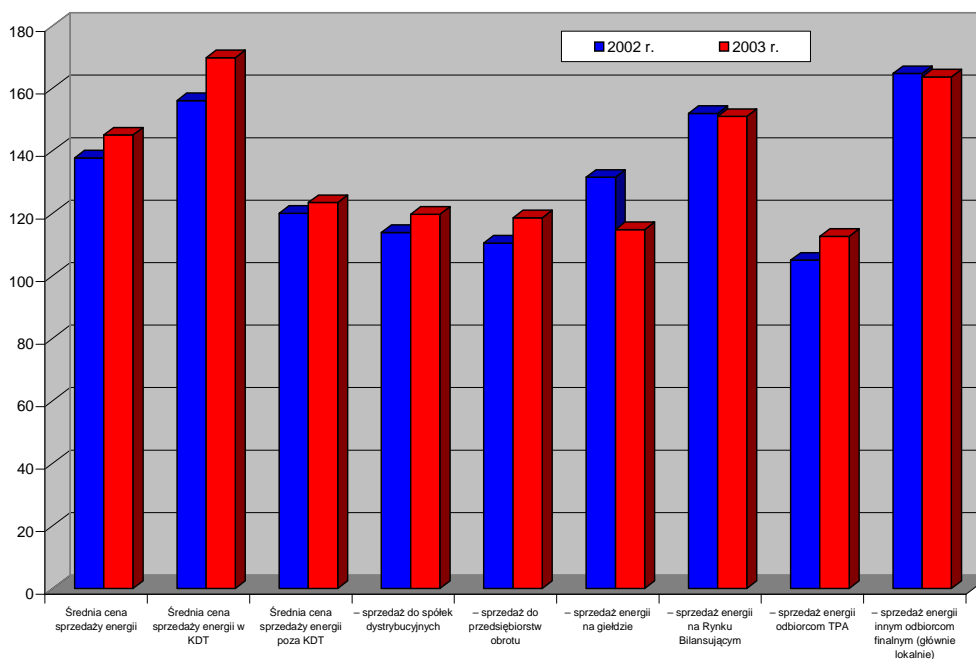
Jednym z kluczowych elementów umożliwiających odbiorcom dostęp do rynku energii jest tzw. zasada dostępu stron trzecich do sieci. Zasada dostępu stron trzecich do sieci (dalej TPA), oznaczająca możliwość korzystania z sieci energetycznego przedsiębiorstwa sieciowego bez obowiązku kupowania od niego energii elektrycznej, z założenia powinna służyć rozwijaniu konkurencji na rynku energii elektrycznej. Zgodnie z danymi URE [8] w 2003 roku na prawie 6 tys. odbiorców uprawnionych z zasady TPA korzystało 44, odbiorcy ci kupili w 2003 r. około 6,7 TWh. Dla porównania w tabeli 1 przedstawiono stan otwarcia rynków energii elektrycznej według danych z początku 2003 roku w wybranych krajach Unii Europejskiej [9]. W realiach polskiego rynku energii elektrycznej tylko nieliczni odbiorcy korzystają z zasady TPA. Liczne bariery, z których kilka zostanie przybliżonych w dalszej części artykułu, skutecznie uniemożliwiają praktyczną implementację zasady TPA. Nakładające się na te bariery poziomy cen sprzedaży energii elektrycznej oraz silne zróżnicowane cen w różnych segmentach rynku stawiają często pod znakiem zapytania opłacalność zmiany dostawcy energii elektrycznej przez odbiorcę. Przykładowe, średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej uzyskane w 2003 r. przez 12 wytwórców systemowych w poszczególnych segmentach rynku, przybliżono za [8] na rysunku 1.

W praktyce zasada TPA sprowadza się do dokonywania zakupów energii elektrycznej u dowolnego producenta lub innego podmiotu, zajmującego się handlem energią. Podmiotami takimi, *de facto*, chyba najbardziej zainteresowanymi praktyczną implementacją zasady dostępu stron trzecich do sieci są przedsiębiorstwa obrotu (dalej PO). Przedsiębiorstwa te, będąc jednymi z głównych partnerów dla odbiorców w walce o rynek energii i implementację TPA, stanowią istotny element każdego konkurencyjnego rynku energii. W Polsce obrót energią elektryczną w porównaniu z pozostałymi krajami Unii nie jest mocno rozwinięty. Jest cały szereg przyczyn, które wpływają na taki stan rzeczy [3]. Jedną z tych przyczyn jest fakt, że rynek energii elektrycznej istnieje w Polsce w formie mocno uproszczonej i opartej o handel fizyczny (handel z dostawą fizyczną). Na rynku energii elektrycznej w Polsce długo bowiem panowała opinia, że idealny rynek to układ wytwórca – dystrybutor - konsument, a każde PO jest tylko niepotrzebnym pośrednikiem. Idealny jednak rynek, to rynek płynny, tzn. taki, na którym w dowolnym momencie można kupić i sprzedać oferowane na nim produkty, nie wpływając przy tym w sposób znaczący na ich chwilową cenę. Na takim rynku obok handlu produktami fizycznymi funkcjonują również instrumenty pochodne. Ważną rolę odgrywają kontrakty terminowe, obrazując przewidywania rynkowe w przyszłości i pomagając graczom podejmować decyzje.

¹ Materiał VI Sympozjum Naukowo – Technicznego „Energetyka 2004”. 1-3.09.2004 r. Bełchatów

Tabela 1. Stan otwarcia rynku energii elektrycznej w krajach Unii (stan 2003 roku) [9]

Kraj	Deklarowane otwarcie rynku	Energia na otwartym rynku [TWh]	Granica dostępu do sieci	Data 100 % otwarcia	Zmiana dostawcy			
					Wielcy odbiorcy przemysłowi		Drobny przemysł /gospodarstwa domowe	
					Zmiana	Zmiana lub renowacje	Zmiana	Zmiana lub renowacje
Austria	100%	54	-	2001	20-30%	brak danych	5-10%	brak danych
Belgia	52%	40	1/10 GWh	2003/2007	2-5%	30-50%	-	-
Dania	100%	32	-	2003	brak danych	>80%	-	-
Finlandia	100%	75	-	1997	brak danych	>50%	5-10%	10-20%
Francja	34%	131	7 GWh	2007	10-20%	brak danych	-	-
Grecja	34%	15	1 kV	2007	brak danych	brak danych	-	-
Hiszpania	100%	188	-	2003	10-20%	>50%	brak danych	brak danych
Holandia	63%	62	3*80 A	2003	20-30%	100%	-	-
Irlandia	56%	8	0,1 GWh	2005	10-20%	brak danych	-	-
Luksemburg	57%	3	20 GWh	2007	10-20%	>50%	-	-
Niemcy	100%	483	-	1999	20-30 %	>50%	5-10%	10-20%
Portugalia	45%	17	1 kV	2004	5-10%	100%	-	-
Szwecja	100%	129	-	1998	brak danych	100%	10-20%	>50%
Wielka Brytania	100%	330	-	1998	> 50%	100%	30-50%	brak danych
Włochy	70%	191	0,1 GWh	2007	> 50%	100%	-	-



Rys.1. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej uzyskane w 2003 r. przez 12 wytwórców systemowych w poszczególnych segmentach rynku [8]

Wybrane aspekty funkcjonowania zasady TPA w Polsce

W wielu referatach konferencyjnych, publikacjach prasowych, jak również internetowych podnosi się fakt, że mimo stosunkowo dużej liczby odbiorców, którzy nabyli prawo do korzystania ze swobodnego wyboru dostawcy energii (według danych URE [8] – w 2003 roku było to 641 odbiorców, a od początku 2004 r. jest to już 5 915 odbiorców), tylko niewielka część odbiorców uprawnionych korzysta z tej zasady. Od 2001 roku, kiedy tylko 6 zidentyfikowanych odbiorców uprawnionych korzystało z zasady TPA, w 2002 roku nastąpił wzrost do 19 odbiorców, a w 2003 r. – do 44. Jednakże ogółem odbiorcy ci kupili w 2002 roku w ramach TPA tylko około 3,8 TWh energii elektrycznej, a w 2003 roku zakup ten wzrósł do około 6,7 TWh. Zgodnie z danymi URE wielkość sumarycznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców uprawnionych w 2003 r. (około 38 TWh) w odniesieniu do sumarycznej sprzedaży tej energii odbiorcom finalnym (około 100 TWh) oznacza teoretycznie 38-procentowe otwarcie rynku energii elektrycznej, które od początku 2004 r. wzrosło już do ponad 50 %. Praktycznie otwarcie to – jak wynika z przytoczonych liczb – wynosi poniżej 7 %, czyli zasada TPA działa w ograniczonym zakresie. Większość odbiorców uprawnionych pozostaje przy tradycyjnym sposobie zakupu energii, tzn. jako odbiorcy taryfowi kupują energię w spółce dystrybucyjnej, do sieci której są przyłączeni. Jako przyczynę tego stanu zdecydowana większość odbiorców przedstawia bariery ekonomiczne i organizacyjne, a niektórzy dodatkowo – bariery prawne i techniczne. Bariery te szerzej przedstawiono w artykule [2].

Na podstawie wniosków oraz dyskusji podczas realizacji opracowań [6][7], a także bezpośrednich kontaktów z odbiorcami, można stwierdzić, że w wielu przypadkach niewielki aktualny udział odbiorców uprawnionych w bezpośrednim zakupie energii na rynku wynika głównie z przyczyn ekonomicznych, czyli niewielkiej lub nawet w skrajnym przypadku – zerowej opłacalności tego przedsięwzięcia. Dotychczasowi dostawcy energii, czyli „macierzyste” spółki dystrybucyjne w obawie o obniżenie przychodów niechętnie akceptują korzystanie odbiorców z przysługującej im prawnie zasady TPA. Jedynie nieliczne spółki dystrybucyjne podejmują w tym zakresie korzystną obopólnie współpracę z odbiorcami. Należy mieć nadzieję, że już w najbliższym czasie wprowadzone zostaną odpowiednie zmiany w obowiązujących przepisach prawnych, umożliwiające pełniejsze korzystanie odbiorców z zasady TPA. Szczególnie istotne jest określenie standardów w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz dopuszczenie do powstawania lokalnych rynków energii z udziałem odbiorców końcowych. Przeprowadzone analizy (np. w [6] i [7]) wykazały bowiem, że praktycznie bez żadnych nakładów finansowych możliwe jest w takim przypadku kilkuprocentowe obniżenie kosztów zakupu energii.

Jedną z ważniejszych barier technicznych stosowania zasady TPA w odniesieniu do odbiorców końcowych są wymagania operatorów (przedsiębiorstw sieciowych), co do odpowiednich układów pomiarowo-rozliczeniowych u odbiorców. Pozostałe bariery natury technicznej to przede wszystkim obawy przed obniżeniem przez spółkę dystrybucyjną (jako dotychczasowego dostawcę) niezawodności dostaw energii elektrycznej i standardów jakościowych, ale także odmowy zawarcia odpowiednich umów przesyłowych ze strony spółek dystrybucyjnych, motywowane brakiem technicznych warunków lub niemożnością utrzymania dotychczasowych technicznych warunków dostaw energii. Bardzo ważnym elementem, uniemożliwiającym skuteczne korzystanie z zasady TPA dla odbiorców charakteryzujących się stosunkowo małym zakupem energii, jest dokładność zgłaszania ofert na rynku bilansującym. Zgłaszanie ofert godzinowych z dokładnością do 1 MW, przy

przeciętnej mocy najmniejszych odbiorców uprawnionych do korzystania z TPA, wynoszącej kilka MW, stanowi już „na wejściu” duży błąd prognozy.

Uwarunkowania techniczne w zakresie wymagań infrastruktury rozliczeniowo – pomiarowej stanowią kolejny bardzo istotny element hamujący rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce. Przenoszenie do IRiESR wprost zapisów z IRiESP; wymagania wygórowanych technicznie rozwiązań, co do dróg przesyłu/transmisji danych pomiarowo – rozliczeniowych; wymagania, co do układów pomiarowych oraz zasad współpracy podczas dostarczania danych pomiarowo – rozliczeniowych do lokalnych Operatorów stanowią dla większości odbiorców energii elektrycznej barierę (zarówno finansową, ale także kadrową i merytoryczną) nie do przekroczenia. Bariere, która w poważny sposób utrudnia, a często wręcz uniemożliwia, realizację bezpośrednich transakcji dostawców z odbiorcami.

Wprawdzie odbiorcy indywidualni, zużywający energię elektryczną na potrzeby swoich gospodarstw domowych będą musieli, zgodnie z ustawodawstwem unijnym poczekać do 2007 roku, po 1 lipca 2004 r. teoretyczną możliwość swobodnego wyboru dostawcy energii powinna uzyskać duża grupa odbiorców, prowadzących działalność gospodarczą (nie będących gospodarstwami domowymi). Także w tym segmencie odbiorców obowiązujące jednak rozwiązania prawne, ale przede wszystkim wynikające z tych rozwiązań, uwarunkowania techniczne dostaw energii do tych odbiorców uniemożliwiają wykorzystanie tego prawa.

Wybrane uwarunkowania funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu w Polsce

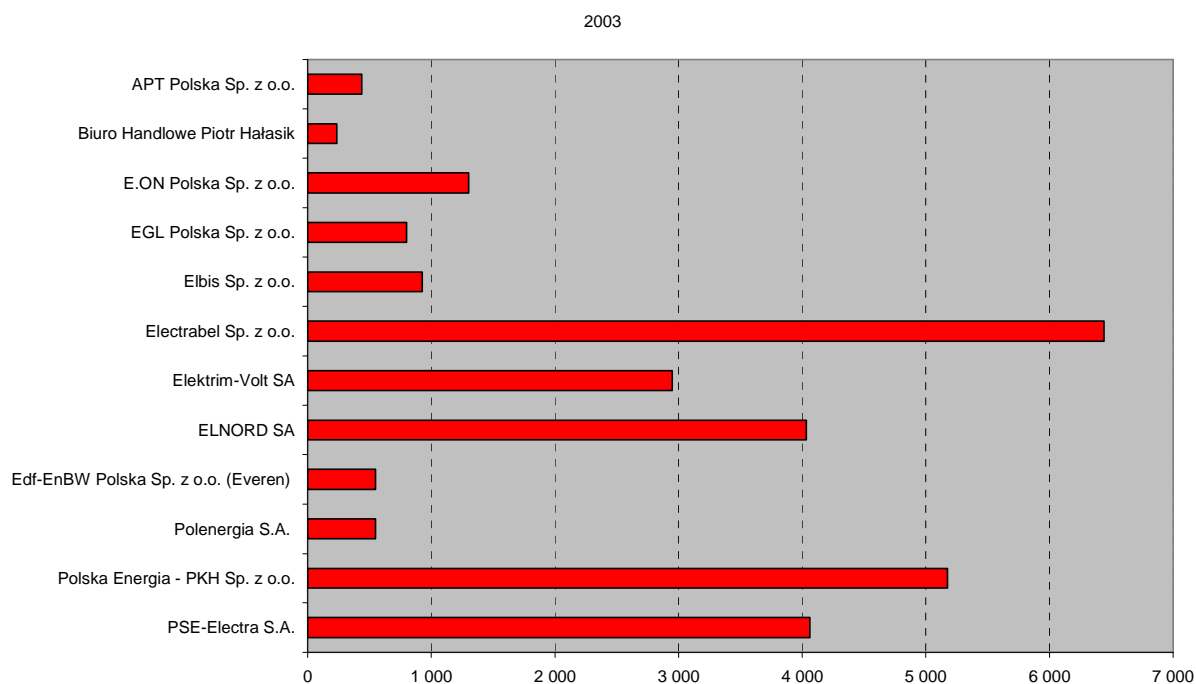
Ustawowa definicja obrotu² wydaje się być jedną z prostszych definicji zawartych w Prawie energetycznym, rzeczywistość jest jednak zdecydowanie bardziej skomplikowana. Uwarunkowania funkcjonowania PO „walczących” o równoprawny dostęp do rozwiązań rynkowych (przydzielonych pozostałym uczestnikom rynku energii elektrycznej od momentu wejścia w życie ustawy Prawo energetyczne w końcu 1997 roku) idą w parze z walką o pozyskanie odbiorców końcowych, jako naturalnego klienta PO na energetycznych rynkach unijnych. Od kilku lat PO, niezależnie od struktur właścicielskich (PO z udziałem kapitału zagranicznego, polskiego czy mieszanego) starają się wkomponowywać w strukturę rynku energii elektrycznej. Z roku na rok rośnie liczba transakcji zawieranych przez PO, liczba obsługiwanych przez PO odbiorców, sukcesywnie rośnie także liczba czynnie funkcjonujących (czyt. handlujących z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi oraz przede wszystkim z odbiorcami końcowymi) PO. Przy rozpatrywaniu funkcjonowania PO w Polsce należy jednak zwrócić uwagę na następujący fakt. Mimo, że koncesją na obrót legitymuje się kilkaset przedsiębiorstw energetycznych, rzeczywistych/znaczących graczy na rynku energii elektrycznej, poza znajdującymi się w strukturach spółek dystrybucyjnych wewnętrznymi ich jednostkami obrotu lub spółkami obrotu, których udziałowcem jest jedna spółka dystrybucyjna, jest zaledwie kilkadziesiąt. O wielkości rynku świadczy jednak wolumen sprzedaży energii elektrycznej przez te kilkadziesiąt PO, który w 2003 roku wyniósł około 30 TWh. Oczywiście do wolumenu tego oprócz sprzedaży energii elektrycznej bezpośrednio odbiorcom końcowym zalicza się transakcje PO z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi. Sukcesywny wzrost aktywności PO został także odnotowany w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2003 rok [8]. Prezes URE w 2003 roku poddał badaniu funkcjonowanie 19 najaktywniejszych jego zdaniem przedsiębiorstw obrotu na rynku energii elektrycznej oraz przeanalizował zmiany dotyczące tego sektora rynku.

² zgodnie z zawartą w rozdz. 1 ustawy Prawo energetyczne definicją:

*obró*t to działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym paliwami lub energią

W Sprawozdaniu [8] stwierdzono, że tylko 13 z nich prowadzi działalność we własnym imieniu, zaś pozostałe działają na rzecz spółek dystrybucyjnych. W 2000 r. tylko 3 z badanych 13 przedsiębiorstw prowadziły działalność w zakresie obrotu energią i sprzedały łącznie 2,6 TWh, a w następnym roku już 7 przedsiębiorstw prowadziło działalność w tym zakresie, a obrót wyniósł wówczas 17,6 TWh. Z kolei w latach 2002 i 2003 zaobserwowano wzrost aktywności przedsiębiorstw obrotu – wszystkie badane jednostki prowadziły działalność, a roczne obroty wyniosły odpowiednio 30,9 TWh i 30,3 TWh. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej przez PO, wg URE, wykazuje tendencję rosnącą: w 2000 r. wynosiła 96,75 zł/MWh, w 2001 – 103,66 zł/MWh, natomiast w 2002 i 2003 odpowiednio 119,16 oraz 122,30 zł/MWh. Zgodnie z danymi URE, średnie ceny energii sprzedanej przez przedsiębiorstwa obrotu dla odbiorców finalnych i pozostałych są najniższe i wynoszą 100-120 zł/MWh, a ich poziom jest ustabilizowany. Najwyższy poziom średnich cen charakteryzuje energię ze źródeł odnawialnych. Sprzedaż energii elektrycznej przez wybrane PO, zdaniem URE, mające największy udział w rynku energii elektrycznej w Polsce przedstawiono na rysunku 2.

Wielu teoretyków (nie zawsze energetyków) zajmujących się zagadnieniami handlu, podczas obrad konferencji energetycznych lub w ich kuluarach zadaje pytania związane z celowością funkcjonowania PO w Polsce, takie jak: czy rzeczywiście PO są potrzebne? Czy PO nie są dodatkowym ogniwem w handlu energią elektryczną? Czy nie bezpieczniej byłoby pozostawić dotychczasowy sektorowy, zamknięty układ funkcjonowania sektora? Doświadczenia państw Unii Europejskiej, zapisy obowiązujących Polskę dokumentów unijnych, a także coraz częstsze przykłady odbiorców korzystających z zasady dostępu stron trzecich w Polsce, uzyskiwane przez tych odbiorców niższe ceny energii elektrycznej, nowe standardy obsługi tych odbiorców (wyrażane często w zewnętrznych opiniach dotyczących współpracy z PO) w pełni wydają się odpowiadać na wyżej postawione pytania.



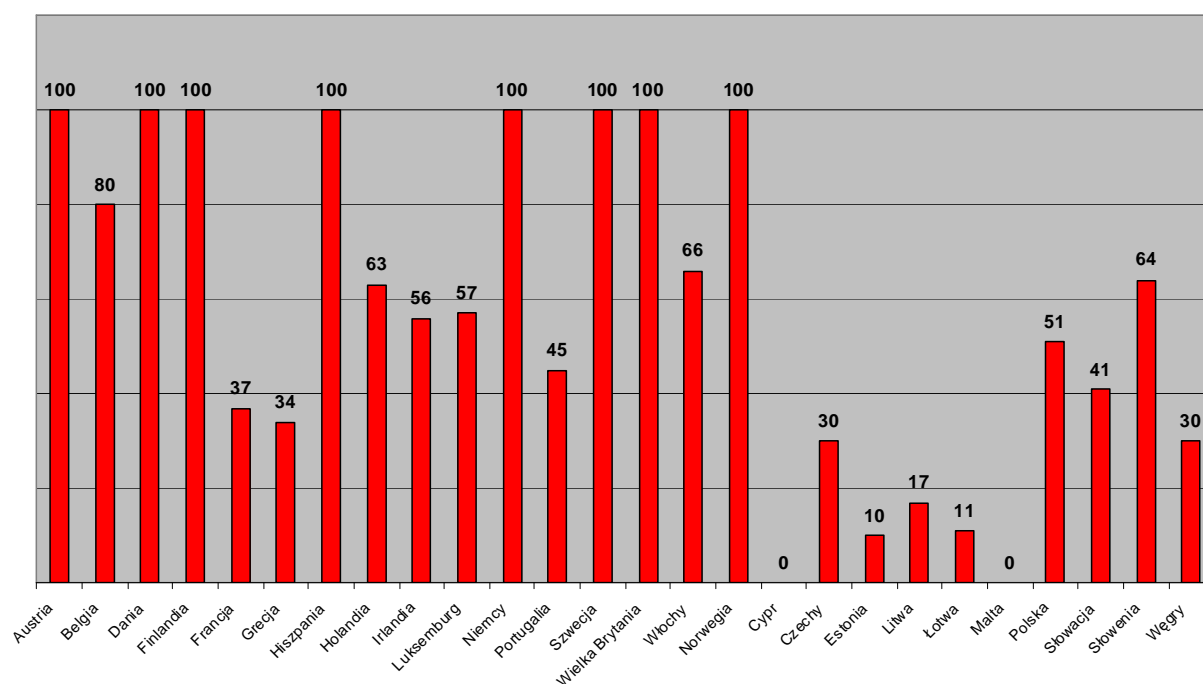
Rys. 2. Sprzedaż energii elektrycznej przez wybrane przedsiębiorstwa obrotu w 2003 roku

Szanse i bariery handlu energią elektryczną w Polsce przez przedsiębiorstwa obrotu

Z roku na rok coraz trudniej będzie dotychczasowym monopolistom w dostawach energii elektrycznej w Polsce zachowywać swoją pozycję. Liberalizacja i związane z nią otwarcie rynku energii elektrycznej stworzy duże szanse na zmniejszenie kosztów dostaw energii do odbiorców lub/i wprowadzenie nowych elementów obsługi odbiorców energii w Polsce. Najważniejszą kwestią związaną z tymi faktami jest rzeczywiste i realne umożliwienie odbiorcom prawa wyboru dostawcy energii elektrycznej. Na rysunku 2 przedstawiono deklarowane w 2004 roku otwarcie rynku energii elektrycznej przez poszczególne kraje Unii.

Planowane od 1 lipca 2004 roku zmiany zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej zostały ograniczone (z proponowanych wielu prorynkowych rozwiązań) do kilku wdrożeń, których wpływ na rynek dostaw do odbiorców może okazać się znikomy. Poza przewidywaną zmianą dokładności grafików z MWh na kWh (postulowaną przez odbiorców oraz PO od dłuższego już czasu), plan zmian do końca 2004 r. (a nawet wg niektórych źródeł do 1 lipca 2005 roku) praktycznie nie wprowadza w tym segmencie żadnych zmian.

Dyskusyjne, w dobie gwałtownie rozwijających się lokalnych rynków energii w Unii, było odejście od wprowadzenia od połowy 2004 roku grup bilansujących (GB). Szczególnie, biorąc pod uwagę, że zmiany organizacji sektora dystrybucji oraz „naturalne” (poprzez proces łączenia spółek dystrybucyjnych) umożliwienie tworzenia *de facto* przez spółki dystrybucyjne GB, praktycznie wskazuje na techniczną możliwość funkcjonowania tego typu grup. Pod tym kątem istotne są także działania podjęte przez zorganizowane grupy odbiorców (np. przedsiębiorstwa sektora Wielkiej Syntezy Chemicznej [6] czy spółki GK Orlen [7].), dotyczące wdrożenia GB - sygnalizujące przygotowania także odbiorców do funkcjonowania jako GB. Szczególnie wielcy odbiorcy wykazują coraz większą aktywność na rynku nie tylko w tej kwestii. Przykładami potwierdzającymi ten fakt, było ogłoszenie w 2003 roku przetargów na zakup energii elektrycznej przez kilku największych odbiorców energii (PKP Energetyka Sp. z o.o., KGHM Polska Miedź, spółki czy spółki Wielkiej Syntezy Chemicznej). Zdaniem prof. Popczyka (patrz [4] [5]) *wielcy odbiorcy w ostatnich 2 latach zrobili większy postęp na drodze zrozumienia rynku niż elektroenergetyka i rząd. Zatem dla nich Dyrektywa 2003/54/EC jest wielką szansą, a nie zagrożeniem, jak dla elektroenergetyki. Wielcy odbiorcy mogą też liczyć na wsparcie Komisji Europejskiej, dla której konkurencyjność przemysłu unijnego na globalnym rynku staje się najwyższym priorytetem. Zatem wielcy odbiorcy mogą z większą odwagą w kolejnych latach żądać od URE rozwiązań, które miały być wdrożone 1 lipca 2004 roku w obszarze rynku bilansującego i opłaty przesyłowej, eliminujących stopniowo ekonomię cen przeciętnych oraz wzmacniających ekonomię cen krańcowych w poszczególnych węzłach wytwórczych i odbiorczych systemu elektroenergetycznego (stanowiących podstawę wyboru lokalizacji inwestycji wytwórczych i inwestycji przemysłowych)*. Słowa te wręcz idealnie oddają rolę i znaczenie odbiorców w rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce.



Rys. 2. Deklarowane otwarcie rynku energii elektrycznej w 2004 roku [%]

Kolejną istotną barierą w relacjach dostawca (np. PO) – odbiorca są uwarunkowania techniczne w zakresie wymagań infrastruktury rozliczeniowo – pomiarowej. Aspekt ten, szerzej omawiany także na czerwcowym posiedzeniu Komitetu Rynku Energii Elektrycznej w Międzybrodziu Żywieckim³, zdaniem uczestników rynku stanowi bardzo istotny element hamujący rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce. Przenoszenie do IRiESR wprost zapisów z IRiESP; wymagania wygórowanych technicznie rozwiązań, co do dróg przesyłu/transmisji danych pomiarowo – rozliczeniowych; wymagania, co do układów pomiarowych oraz zasad współpracy podczas dostarczania danych pomiarowo – rozliczeniowych do lokalnych OSR stanowią dla większości odbiorców energii elektrycznej barierę (zarówno finansową ale także kadrową i merytoryczną) nie do przekroczenia. Bariere, która w poważny sposób utrudnia, często wręcz uniemożliwia, realizację bezpośrednich transakcji PO z odbiorcami.

Następnymi barierami, ale i zarazem szansami na przyszłość (biorąc pod uwagę stopień zaangażowania prac PO, zrzeszonych w Towarzystwie Obrotu Energią⁴ - TOE) dla PO jest handel na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE) oraz dopuszczenie do handlu energią pomiędzy PO, a co za tym idzie - dopuszczenie uczestnictwa PO w rynku (poprzez dopuszczenie do RB) z tzw. otwartymi pozycjami. W ramach prowadzonych działań po wielu dyskusjach oraz spotkaniach udało się ustalić model oraz warunki dostępu PO do TGE, akceptowane przez spółkę PSE SA – Operator (jako OSP), TGE oraz TOE. Rozwiązanie tego problemu od kilku lat natrafiało na szereg trudności natury technicznej, formalnej, a nawet prawnej. Planowane wejście 1 października 2004 r. PO na TGE jest z jednej strony kolejnym krokiem w stronę rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce oraz w stronę wyrównania

³ patrz www.toe.pl/kre

⁴ patrz www.toe.pl

szans (pozycji handlowych) poszczególnych uczestników tego rynku, z drugiej natomiast może pozytywnie wpłynąć na funkcjonowanie TGE, poprzez wprowadzenie nowych graczy handlowych na parkiet TGE, zwiększenie wolumenu energii na TGE oraz stworzenie możliwości powstania/rozwoju innych, poza oferowanymi dziś, instrumentów giełdowych.

Szczególnie kłopotliwą barierą dla rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce, a co za tym idzie i rozwoju działalności PO, są niejasne i często bardzo dyskusyjne rozwiązania prawne w zakresie rynków energii. Przykładowo umożliwienie operatorom swobodnego kształtowania zapisów IRiESR, jak i IRiESP pozwala to praktycznie bez kontroli Prezesa URE na stawianie często bardzo wysokich barier technicznych uniemożliwiających handel energią pomiędzy odbiorcą a dostawcą. Zgodnie jednak z nowymi regulacjami sytuacja ta w krótkim horyzoncie czasowym powinna ulec zmianie (Prezes URE będzie zatwierdzał instrukcje), co z kolei powinno pozytywnie wpłynąć na rozwój rynku. Drugim przykładem, szczególnie bolesnym dla PO są przyjęte przez Prezesa URE interpretacje co do obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, które spowodowały nawet nałożenie kar na niektóre PO. Wątpliwości szeregu czołowych w Polsce kancelarii prawnych, co do zagadnień wywiązania się lub nie PO z tego obowiązku, dobitnie świadczą o braku jednoznaczności zapisów w obowiązujących aktach prawnych. Należy podkreślić, że każde z tych uwarunkowań, wywiera nie tylko negatywny wpływ na działalność PO w Polsce ale także (a może przede wszystkim) na możliwość praktycznego wykorzystania zasady TPA na rynku energii elektrycznej w Polsce.

Podsumowanie

Najbliższe lata pokażą znaczenie zasady dostępu stron trzecich do sieci, a także związane z tym ściśle możliwości działania i rozwoju przedsiębiorstw obrotu (PO) w Polsce. Miejmy nadzieję, że wpływ doświadczeń innych krajów Unii z wdrażania rynków energii (rozumianych nie tylko jako rynek energii elektrycznej) pozytywnie wpłynie na tempo zmian rynku energii elektrycznej w Polsce. W zakresie praktycznej implementacji zasady TPA najpoważniejszymi barierami technicznymi, które skutecznie blokują możliwość swobodnego wyboru dostawcy energii elektrycznej, są: (j) wysokie wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz systemów transmisji danych pomiarowych, jakie stawiają przed podmiotami zainteresowanymi zasadą TPA Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych oraz (ii) brak przejrzystych zasad bilansowania podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, przenoszących rzeczywiste koszty bilansowania, jakie ponoszą Operatorzy.

Na każdym konkurencyjnym rynku liczba dostawców, charakter dostaw oraz jakość towarów jest uzależniona od zachowań i decyzji odbiorców. Mając na uwadze dotychczasowy charakter działalności PO w Polsce, wydaje się, że tego typu przedsiębiorstwa są jednymi z lepiej przygotowanych na konkurencję. Bez jednak szybkich zmian uwarunkowań zewnętrznych ich funkcjonowania (niezależnych w dużej mierze od PO), rozumianych nie jako polepszenie sytuacji PO w stosunku do innych uczestników rynku ale jako potraktowanie PO tak jak innych dostawców energii, szybkie wdrażanie prawdziwej konkurencji z pełną możliwością wyboru dostawcy w sektorze elektroenergetycznym może natrafiać na trudności.

Literatura

- [1] Bujko J., Janiczek R., Madajewski K., Malko J. Popczyk J., Toczyłowski E.: Potrzeba nowej doktryny w zakresie zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym kraju. XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa *Aktualna problemy w elektroenergetyce APE'04 – Południe*. Wisła, 7-9 czerwca 2004

- [2] Ciura Sz., Kocot H., Kulesa M.: Praktyczne stosowanie zasady dostępu stron trzecich do sieci. Materiał przygotowany na V Konferencję Naukowo – techniczną Elektroenergetyczne Sieci Rozdzielcze Sieci 2004 w dniach 15-17 września 2004 r. we Wrocławiu
- [3] Górski G.: Rynek musi być płynny. Rozmowa z Prezesem Rady Zarządzającej Towarzystwa Obrotu Energią. Przesył, Dystrybucja i Obrót Energią Elektryczną, Warszawa, czerwiec 2004.
- [4] Popczyk J.: Aktualna sytuacja wielkich odbiorców na rynku energii elektrycznej. Materiał seminarium „Wielcy odbiorcy na rynku energii”. KGHM Polska Miedź. Lubin, 10 kwietnia 2003 r.
- [5] Popczyk J.: Dwa etapy w ostatnich 15 latach. Cykl *Polska energetyka w Unii Europejskiej*. www.cire.pl , 5 lipca 2004 r.
- [6] Praca zbiorowa: Analiza możliwości zmniejszenia kosztów zakupu energii elektrycznej przez grupę zakładów azotowych i chemicznych wchodzących w skład sektora Wielkiej Syntezy Chemicznej oraz realizacji funkcji operatora handlowo – technicznego na rynku energii elektrycznej. Etap. 1, 2 i 3. Partner RE Sp. z .o.o. Gliwice, sierpień – grudzień 2003 r.
- [7] Praca zbiorowa: Analiza techniczno – ekonomiczna do opracowania strategii optymalnego zaopatrzenia PKN ORLEN S.A. i Grupy Kapitałowej ORLEN w energię elektryczną. Partner RE Sp. z o.o., EM&CA SA. Warszawa, październik 2003 r,
- [8] Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2003 r. Biuletyn URE nr 3/2004, Warszawa, 4 maja 2004 r.
- [9] Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, DG TREN Draft Working Paper, Brussels, 1.03.2004
- [10] Kulesa M.: Obrót energią elektryczną – funkcjonowanie, szanse i bariery. Przesył, Dystrybucja i Obrót Energią Elektryczną 2004. Warszawa, czerwiec 2004
- [11] Kulesa M.: Porównanie podstawowych wymagań OSP i OSR dotyczących układów pomiarowo – rozliczeniowych - materiał wyjściowy do dyskusji na posiedzeniu Grupy Roboczej „Rynek Energii” w dniu 24 czerwca 2004 r. w Międzybrodzu Żywieckim. Towarzystwo Obrotu Energią, Warszawa, czerwiec 2004 r.