

# Wspieranie energetyki odnawialnej w Wielkiej Brytanii a rozwiązania krajowe

Autor: Maciej Syroka

(Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki – 4/2005)

## „Duża nowelizacja” ustawy – Prawo energetyczne

Dnia 18 kwietnia 2005 r. została opublikowana długo oczekiwana ustawa z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska.<sup>1)</sup> Ustawa ta dokonuje znaczącej przebudowy wielu obszarów sektora energetycznego, a szczególnie korzystne regulacje wprowadza wobec podsektora odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE).

Najistotniejszą zmianą wynikającą z obecnie wprowadzanych rozwiązań jest umożliwienie sprzedaży świadectw pochodzenia, będących dokumentami potwierdzającymi wytworzenie określonej ilości energii elektrycznej w źródle odnawialnym, niezależnie od sprzedaży energii elektrycznej. Towarzyszy temu nałożenie na przedsiębiorstwa energetyczne, sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym, obowiązku zakupu świadectw pochodzenia. Ustalono przy tym również alternatywny sposób wypełnienia obowiązku poprzez wniesienie opłaty zastępczej. Wprowadzeniu nowych mechanizmów nie towarzyszy natomiast wycofanie tych istniejących dotychczas, tak więc w rezultacie w dalszym ciągu funkcjonuje, w nieco zmodyfikowanej formie, obowiązek zakupu energii z OZE.

Podstawowym instrumentem wspierania OZE w Polsce stał się jednak nowo wprowadzony mechanizm, oparty na obowiązkowym nabywaniu świadectw pochodzenia, a właściwie praw z nich wynikających. Należy przypuszczać, że będzie on determinować rozwój krajowego rynku OZE w dłuższym horyzoncie czasowym.

Niniejszy tekst przedstawia rozwiązania brytyjskie, w których od ponad trzech lat wykorzystywane są mechanizmy analogiczne do obecnie wdrażanych w Polsce. Wiedza ta może być pomocna przy dokonywaniu oceny rozwiązań funkcjonujących w kraju, a także dzięki niej możliwe jest zweryfikowanie oczekiwań co do efektów, jakie mogą przynieść te mechanizmy w naszych warunkach.

## Obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w Wielkiej Brytanii (*Renewables Obligation*)

Do 1 kwietnia 2002 r. podstawowym mechanizmem wspierania energetyki odnawialnej na terenie Anglii i Walii był „Obowiązek Paliw Niekopalnych” (*Non-Fossil Fuel Obligation, NFFO*), w ramach którego na przedsiębiorstwa sprzedające energię elektryczną nałożono obowiązek zakupu energii odnawialnej, poprzez umowy długoterminowe, zawierane w latach 1990-2002. Założeniem systemu było udzielanie finansowania w formie subsydiów nowym inwestycjom w OZE, zgłaszanym przez potencjalnych inwestorów w trybie przetargowym. Rozdysponowywane środki były pozyskiwane przez agencję *Non-Fossil Purchasing Agency Ltd (NFPA)* z podatku nakładanego na paliwa konwencjonalne. W wyniku realizacji programu w latach 1990-2000 nastąpił wzrost udziału energii elektrycznej z OZE od poziomu 1,8% do 2,6%

(do 1 600 MW). Stosowane rozwiązanie nie zawierało mechanizmów rynkowych, a przyrost udziału energii z OZE, gdyby jego tempo było utrzymane w kolejnych latach, okazałby się niewystarczający do wypełnienia przyjętego celu indykatywnego. Wobec takich uwarunkowań podjęto działania nad wypracowaniem rozwiązania bardziej przystającego do reguł zliberalizowanego rynku, którego uczestnikami są sprywatyzowane przedsiębiorstwa, a przy tym rozwiązania pozwalającego na znaczące zwiększenie przyrostu nowych mocy. Założeniem tego rozwiązania, wprowadzonego od 1 kwietnia 2002 r., było wspieranie rozwoju OZE w sposób jak najbardziej efektywny pod względem kosztowym, przy wydatnym oddziaływaniu mechanizmów rynkowych oraz ograniczeniu stosowania interwencji o charakterze administracyjnym, co jest widoczne w obszarze kształtowania cen i wyboru technologii. Poniżej przybliżone zostaną ogólne zasady dotyczące funkcjonowania programu noszącego nazwę *Renewables Obligation (RO)*.

Począwszy od 1 kwietnia 2002 r. koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej zostały zobligowane do przedstawiania dowodu, że albo sprzedały one energię elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych (OZE) w określonej proporcji do wolumenu energii sprzedanej przez nich odbiorcom końcowym w Wielkiej Brytanii, albo że dokonał tego inny podmiot. Przyjęto, że wielkość udziału energii pochodzącej z OZE w całkowitej ilości energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym wynosi 3% dla roku rozliczeniowego 2002/2003 i stopniowo wzrasta do 10,4% w roku 2010/2011.

Jednocześnie określono, że do udokumentowania faktu wypełnienia przez sprzedawcę wyżej przedstawionego obowiązku zakupu służą specjalne certyfikaty – *Renewables Obligation Certificates (ROCs)*. Sprzedawca jest zobligowany do wykazania się przed brytyjskim regulatorem (*The Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem*), iż na określony dzień posiada liczbę certyfikatów odpowiadającą iloczynowi wymaganego udziału energii pochodzącej z OZE oraz ilości energii sprzedanej przez niego w ciągu danego roku rozliczeniowego odbiorcom końcowym w Wielkiej Brytanii. Sprzedawca może wejść w posiadanie *ROCs* samodzielnie wytwarzając energię elektryczną w OZE, bądź nabywając certyfikaty od akredytowanego wytwórcy lub na rynku wtórnym. Obrót certyfikatami może być prowadzony niezależnie od obrotu energią elektryczną. Rynek wtórny certyfikatów funkcjonuje w formie cyklicznych aukcji, prowadzonych przez instytucje finansowe i branżowe (*Standard & Poors, Platts, NFPA*), przy czym Ofgem nie posiada względem tego rynku żadnych uprawnień.

Istnieje również alternatywa w postaci możliwości wypełnienia przedmiotowego obowiązku przez sprzedawcę w drodze wniesienia opłaty zastępczej. Opłata ta w roku rozliczeniowym 2002/2003 wynosiła 30 £/MWh energii elektrycznej brakującej do wypełnienia przedmiotowego obowiązku i jest corocznie korygowana o wskaźnik inflacyjny. Opłata ta jest zbierana przez Ofgem w ramach tzw. *buy-out fund*, z którego środki po zakończeniu roku rozliczeniowego są przekazywane sprzedawcom, którzy wypełnili obowiązek poprzez przedłożenie *ROCs* do umorzenia. Kwota przekazywana sprzedawcom jest proporcjonalna do liczby zgromadzonych przez nich certyfikatów, co stanowi pewną zachętę do uczestnictwa w programie.

Certyfikaty są przyznawane źródłom odnawialnym, akredytowanym przez regulatora. Niemniej jednak pewne kategorie źródeł odnawialnych z założenia nie zostały objęte programem certyfikatów – są to m.in.:

– elektrownie wodne o mocy powyżej 20 MW,

- źródła wytwórcze oddane do eksploatacji przed dniem 1 stycznia 1990 r., jeżeli ich podstawowe elementy nie zostały wymienione (warunek ten nie dotyczy małych elektrowni wodnych o mocy poniżej 1,25 MW),
- źródła wytwórcze zlokalizowane poza terytorium Wielkiej Brytanii,
- źródła wytwórcze wykorzystujące jako paliwo odpady stałe, chyba że:
  - wykorzystywane paliwo powstało w wyniku termicznego bądź biologicznego rozkładu tychże odpadów, (w procesie pirolizy, zgazowania, fermentacji bądź kombinacji tych procesów),
  - odpady stałe stanowią biomasę.

Warto przy tej okazji zwrócić uwagę na fakt, że definicja biomasy, której spalanie uprawnia do uczestnictwa w programie, jest węższa niż w przypadku definicji wynikającej z Dyrektywy 2001/077/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 27 września 2001r. w *sprawie promocji energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii na wewnętrznym rynku* i nie obejmuje frakcji odpadów, zawierających substancje pochodzenia innego niż rolnicze i zwierzęce.

Wyłączenie części źródeł odnawialnych z mechanizmu *ROCs* wynika z faktu, że zostały one najczęściej wybudowane z wykorzystaniem środków publicznych, niejako przy okazji realizacji innych celów takich jak np. regulacja rzek, utylizacja odpadów stałych i do swojego funkcjonowania nie wymagają wsparcia. Tym samym przyznanie im wsparcia finansowego poprzez opisywany mechanizm nie miałoby praktycznie żadnego wpływu na podjęcie decyzji o ich budowie i dalszym funkcjonowaniu.

Dla źródeł odnawialnych nieobjętych wyłączeniem uczestnictwo w programie jest dobrowolne. To oznacza, iż mogą one w nim wziąć udział, o ile spełnią pewne warunki, dotyczące zapewnienia odpowiednich układów pomiarowych, umożliwienia przeprowadzenia kontroli oraz prowadzenia ewidencji i sprawozdawczości. Pozytywna weryfikacja danego wytwórcy w procesie akredytacji jest warunkiem koniecznym uczestnictwa przez niego w programie, aczkolwiek nie oznacza to, iż dla każdej jednostki wytworzonej przez niego energii elektrycznej będzie wydany *ROCs*. Ponadto w niektórych przypadkach już wydane *ROCs* mogą zostać unieważnione.

OFGEM jest zobowiązany do unieważnienia już wydanego certyfikatu, gdy został on otrzymany w wyniku oszustwa lub błędu, bądź też odpowiadająca mu energia została wyeksportowana. Ponadto OFGEM może unieważnić certyfikat w przypadku wystąpienia wątpliwości co do wiarygodności informacji, na podstawie których był on wydany, jak również w razie braku możliwości weryfikacji tejże informacji. Uznano jednak, że unieważnienie certyfikatu może nastąpić wyłącznie, gdy nie został on przedstawiony jako dowód wypełnienia obowiązku.

Certyfikaty są papierami wartościowymi o dwuletnim okresie ważności, występującymi wyłącznie w formie elektronicznej, w rejestrze prowadzonym przez OFGEM. Prowadzony przez OFGEM system informatyczny zawiera informację na temat aktualnego właściciela każdego certyfikatu, a każda operacja skutkująca zmianą właściciela jest zgłaszana przez strony transakcji za pośrednictwem internetu. Od momentu wydania do umorzenia świadectwo przechodzi następującą drogę:

- po wydaniu umieszczane jest w rejestrze wytwórców,
- po jego odsprzedaży przechodzi do rejestru nabywców,
- po jego przedłożeniu przez sprzedawcę celem wypełnienia obowiązku zakupu przechodzi do rejestru świadectw umorzonych.

### **Rola OFGEM wobec systemu *Renewables Obligation***

OFGEM w odniesieniu do systemu *Renewables Obligation* zrealizował bądź realizuje następujące zadania:

- dokonuje akredytacji źródeł wytwórczych zgłoszonych do uczestnictwa w systemie. Przyznanie akredytacji danemu źródłu oznacza dokonanie oceny, że może być w nim wytwarzana energia elektryczna, uznawana za odnawialną. Poddanie się akredytacji jest warunkiem koniecznym uczestnictwa w systemie *ROCs*,
- utworzył i zarządza rejestrem *ROCs*,
- prowadzi monitoring wypełniania obowiązku zakupu,
- dokonuje corocznej korekty wysokości opłaty zastępczej, wniesienie której jest sposobem wypełnienia przedmiotowego obowiązku,
- zarządza funduszem *buy-out fund*, na który wnoszone są przez sprzedawców opłaty zastępcze,
- opracowuje sprawozdania z wypełnienia obowiązku zakupu w kolejnych latach rozliczeniowych.

Koszty uruchomienia systemu *ROCs* wyniosły około £ 536 500 i obejmowały wdrożenie dwóch programów informatycznych – Systemu Zarządzania Informacją o Sprzedaży Certyfikatów oraz Rejestru *ROCs*. Obecnie szacuje się, że roczne koszty całkowite związane z obsługą systemu *ROCs* wynoszą £ 518 800<sup>21</sup>.

Zadania OFGEM w zakresie odnoszącym się do systemu *ROCs* nie wyczerpują całokształtu działań dotyczących odnawialnych źródeł energii. Obecnie niezależnie od tego systemu wprowadzany jest system świadectw pochodzenia (*Guarantees of Origin, REGOs*), pozwalający na monitoring stopnia wypełnienia celu indykatywnego wskazanego w Dyrektywie 2001/77/WE. Wydaje się, że konieczność realizacji tego systemu wynika z faktu, że nie wszystkie rodzaje OZE mają możliwość uczestnictwa w systemie *ROCs*, a ponadto podmioty przystępują do niego na zasadzie dobrowolności.

### **Zagadnienia związane z procesem współspalania**

Obowiązujące w Wielkiej Brytanii przepisy dopuszczają możliwość uczestnictwa w systemie *ROCs* przez wytwórców, wytwarzających energię elektryczną z wykorzystaniem procesu współspalania (*co-firing*), tj. procesu, w którym w jednej jednostce wytwórczej jest spalana biomasa lub biogaz z innymi paliwami. Przepisy zakładają jednak stopniowe zmniejszanie się udziału energii pochodzącej ze współspalania w ogólnym wolumenie energii odnawialnej objętej mechanizmem wsparcia.

Obecnie uczestnictwo takiego podmiotu w systemie *ROCs* nie podlega żadnym ograniczeniom, istnieje jednak mechanizm zapewniający, że ilość energii elektrycznej wytworzonej przy wykorzystaniu procesu współspalania nie przekroczy określonego poziomu. Polega on na ograniczeniu popytu na *ROCs*, wydane na rzecz źródła wykorzystującego proces współspalania. Podmiot, na którym ciąży obowiązek przedłożenia *ROCs* do umorzenia, może go wypełnić przedkładając jedynie określony udział *ROCs*, wydanych na rzecz takich źródeł. Aktualnie obowiązek uważa się za spełniony, gdy udział ten nie przekracza 25%. Limit ten ulegnie obniżeniu do 10% w 2006 r., a następnie do 5% w 2011 r. Po 2016 r. nie będzie możliwości przedłożenia takiego świadectwa w związku z wyłączeniem współspalania z programu *ROCs*.

Obowiązujące przepisy wprowadzają pewne ograniczenia dotyczące pochodzenia biomasy wykorzystywanej w procesie współspalania w odleglejszych horyzontach czasowych. Począwszy od 1 kwietnia 2009 r. systemem mogą być objęte źródła stosujące współspalanie, jeżeli udział energii chemicznej biomasy, pochodzącej z upraw energetycznych, stanowi przynajmniej 25% całkowitego udziału energii chemicznej biomasy. Od 1 kwietnia 2010 r. udział ten wzrasta do 50%, od 1 kwietnia 2011 do 75%.

### **Efekty regulacji brytyjskich**

W poniższej tabeli przedstawiono liczbę akredytowanych źródeł wytwórczych oraz ich moc zainstalowaną według stanu na dzień 1 kwietnia 2002 r. i 8 lutego 2005 r.

Tabela 1. Moc i liczba akredytowanych źródeł wytwórczych wg stanu na dzień 1 kwietnia 2002 r. i 8 lutego 2005r. Źródło: [1].

Technologia	Moc akredytowanych OZE na dzień 1.04.2002 r. [MW]	Liczba akredytowanych OZE na dzień 1.04.2002 r.	Moc akredytowanych OZE na dzień 8.02.2005 r. [MW]	Liczba akredytowanych OZE na dzień 8.02.2005 r.
Gaz wysypiskowy	473,8	202	642,7	285
Wiatr	461,3	79	881,0	117
Współspalanie biomasy z paliwami kopalnymi	170,9	11	712,6	30
Małe i mikro elektrownie wodne <20 MW	141,9	81	489,6	158
Biomasa	157,7	11	158,1	13
Gaz z unieszkodliwienia ścieków	44,9	46	66,4	91
Biomasa i ścieki z wykorzystaniem technologii zaawansowanej konwersji	0,0	0	1,8	2
Inne (pływy fal, fotowoltaika)	0,0	0	0,9	3
Suma	1 452,0	431	2 953,5	699

Z przedstawionej tabeli wynika, że w analizowanym okresie nastąpił wzrost mocy zainstalowanej akredytowanych źródeł wytwórczych o 1 501,5 MW, co stanowi 103,4%. Wśród technologii o istotnym udziale mocy szczególny wzrost odnotowała technologia wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem współspalania (317%), elektrowni wodnych (245%), siłowni wiatrowych (91%) oraz gazu wysypiskowego (36%); ponadto owyborze technologii zdecydowały siły rynkowe, a nie preferencje jakiejś instytucji wspierającej. Wielkości zawarte w tabeli świadczą, że żadna technologia nie była wyraźnie uprzywilejowana, cztery wymienione technologie osiągnęły znaczące przyrosty mocy (co mogło się odbyć zarówno w wyniku budowy nowych źródeł jak i adaptacji starych).

Zaprezentowane wyniki świadczą, że program *ROCs* stanowi wyraźny bodziec do długoterminowego inwestowania w OZE, a Wielka Brytania ma szansę wypełnić cele stawiane w dyrektywie. Przy tej okazji warto wskazać, że fundusze pochodzące z *ROCs* nie są jedyną formą wsparcia OZE.

Jak podają dokumenty rządowe [1], [3], na dofinansowanie prac badawczych, rozwojowych oraz instalacji pokazowych w obszarze źródeł odnawialnych i źródeł określanych mianem „*low carbon generation*” rząd brytyjski przeznaczył 500 mln £ na okres 2002-2008 (w tym 250 mln £ na okres 2002-2005), przy czym na sam program dotyczący energii z fal morskich 42 mln £.

Należy również dodać, że na trzyletni okres funkcjonowania systemu *ROCs* nakłada się wpływ NFFO – w związku z tym, mimo zakończenia tego programu, konieczne było zakończenie wcześniej rozpoczętych inwestycji. Ponadto okres 3 lat jest często zbyt krótki do ukończenia inwestycji, np. w przypadku energetyki wiatrowej typowy projekt jest realizowany w czasie przekraczającym 3 lata<sup>31</sup>. Tym samym należy mieć świadomość, że na rozwój OZE w Wielkiej Brytanii poza mechanizmem *ROCs* wpływają również inne czynniki<sup>41</sup>.

### **Stabilność prawa i proces konsultacji społecznych**

Podobnie jak to ma miejsce w przypadku każdej działalności gospodarczej, inwestor podejmując decyzję o budowie OZE musi uwzględnić różnorodne aspekty. Istotne są tu czynniki tworzące klimat dla przedsiębiorczości, takie jak otoczenie prawne i instytucjonalne, ułatwienia prowadzenia działalności gospodarczej, system podatkowy isądowy, łatwość egzekucji wyroków, koszt i dostępność kredytów, długość procedur sądowych itd.

Jak wskazuje raport stowarzyszenia Eurelectric [7], główny czynnik ryzyka dla inwestora zamierzającego wybudować źródło wytwórcze stanowi ryzyko polityczne i regulacyjne, sprowadzające się przede wszystkim do kwestii stabilności prawa w omawianym obszarze. Warto wobec tego przyrzeć się procesowi zmian przepisów dotyczących OZE oraz przebiegającemu obecnie w Wielkiej Brytanii procesowi konsultacji społecznych.

Proces konsultacji został zapowiedziany już w 2003 r. Zgodnie z przewidywaniami jego efektem mają być zmiany, które wejdą w życie z dniem 1 kwietnia 2006 r., tj. od początku roku rozliczeniowego 2006/7, tak by nie zakłócić warunków realizacji obowiązku w trakcie roku rozliczeniowego 2005/6. Wdokumencie rządowym [1], będącym punktem wyjścia do oceny obecnego systemu wskazano, że fundamentalną sprawą jest zaufanie do trwałości i stabilności programu *Renewables Obligation*, zatem nie przewiduje się wprowadzania w nim radykalnych

zmian. Planuje się, że zmiany wprowadzane będą bez gruntownego przebudowywania całego rozporządzenia i jego istotnych założeń oraz z ograniczeniem negatywnego wpływu na funkcjonujące inwestycje. Przede wszystkim każda proponowana zmiana ma być oceniana pod kątem jej wpływu na zaufanie inwestorów, efektywność programu w wypełnieniu zakładanych celów i wpływu na koszty ponoszone przez odbiorców. Uwzględniony ma być również wpływ każdej ze zmian na zaufanie do stabilności i spójności mechanizmów rozporządzenia.

Rząd deklaruje, że projekty objęte programem pozostaną nim objęte również po zakończeniu procesu konsultacji. Jak zaznaczono, dotyczy to również projektów nieukończonych, będących w trakcie realizacji.

Powyższy dokument odnosi się do konieczności dokonania przeglądu w zakresie określenia reguł programu po roku rozliczeniowym 2015/16 oraz modyfikacji reguł dla tańszych technologii<sup>51</sup>, energii wytwarzanej w skojarzeniu i energii pochodzącej z odpadów.

Jedną z ciekawszych propozycji rządu, poddawanych pod dyskusję w ramach konsultacji społecznych, jest wyłączenie energii wytworzonej w skojarzeniu z podstawy, do której odnosi się poziom obowiązku, określony w programie Renewables Obligation. Rząd wcześniej opierał się propozycjom dotyczącym takiego rozwiązania z uwagi na możliwy negatywny wpływ na cenę ROCs. Obecnie jednak powrócono do koncepcji – co ma związek z realizacją innej strategii rządowej – osiągnięcia do roku 2010 mocy 10 GWe przez źródła skojarzone, spełniające standardy efektywnościowe (*Good Quality CHP*)<sup>61</sup>.

## **Rekomendacje dla Polski**

Odnosząc się do doświadczeń brytyjskich w kontekście wprowadzonych zmian przepisów dotyczących OZE w Polsce należy zauważyć, że koncepcja świadectw pochodzenia, co do zasady słuszną, powinna być wprowadzana z uwzględnieniem polskich uwarunkowań społeczno-ekonomicznych, prawnych, instytucjonalnych oraz technologicznych.

Szczegółnej uwagi wymagają technologie wykorzystujące biomasę, z uwzględnieniem współspalania. Z jednej strony oferują one największy potencjał do wykorzystania w polskich warunkach oraz mogą stać się istotnym czynnikiem rozwoju gospodarczego, realizowanego w oparciu o zasoby krajowe, i to zarówno jeśli chodzi o sektor produkcji urządzeń na rzecz energetyki, jak i obszar związany z dostawami paliwa. Z drugiej strony wymagają one takich regulacji, które pozwoliłyby wyeliminować ich niekorzystny wpływ na środowisko naturalne oraz na inne dziedziny przemysłu, wykorzystujące biomasę.

*Polityka Energetyczna do 2025 r.*, będąca dokumentem rządowym przyjętym przez Radę Ministrów, przewiduje stałe monitorowanie stosowanych mechanizmów wsparcia i ich doskonalenie. *Zapisy Polityki Energetycznej do 2025 r.* zakładają, iż wykorzystanie biomasy do celów energetycznych nie powinno powodować niedoborów drewna w przemyśle drzewnym, celulozowo-papierniczym i płytowym-drewnopochodnym, a pozyskiwana biomasa będzie pochodzić z upraw energetycznych. Dokument zakłada również rozwój przemysłu na rzecz energetyki odnawialnej. Niestety, powyższe zapisy mają charakter życzeniowy, nie są bowiem one w żaden sposób poparte konkretnymi przepisami, programem bądź faktycznymi działaniami, pozwalającymi z jednej strony chronić wymienione branże przed rażącym pogorszeniem warunków funkcjonowania i środowisko przed nadmierną eksploatacją, a z drugiej wpływać na

zwiększanie areału upraw energetycznych oraz rozwój przemysłu.

Warto rozważyć, czy w polskich warunkach wymaga wspierania działalność polegająca na spalaniu pełnowartościowego surowca drzewnego, stanowiąca zagrożenie dla funkcjonowania innych dziedzin gospodarki. Przy tej okazji należy ocenić, czy z systemu wsparcia powinny korzystać duże elektrownie wodne oraz spalarnie odpadów.

Wyłączenie z mechanizmu wsparcia części OZE, tak jak to ma miejsce w Wielkiej Brytanii, wymaga wprowadzenia dwóch systemów – systemu ewidencji świadectw pochodzenia i systemu ewidencji gwarancji pochodzenia. Na potrzeby systemu świadectw pochodzenia wymagane jest utworzenie systemu ewidencji, odrębnego od tego wymaganego postanowieniami Dyrektywy 2003/077/WE, która nakazuje rejestrację całkowitej ilości odnawialnej energii elektrycznej. Wytwórca wykorzystujący pełnowartościowy surowiec drzewny nie otrzymywałby świadectw pochodzenia, a wyłącznie gwarancje pochodzenia nie przedstawiające wartości pieniężnej. Wydaje się, że rozwiązanie takie byłoby mniej kosztowne oraz bardziej racjonalne od rozwiązania obecnie wprowadzonego.

Inną sprawą wynikającą z zaleceń *Polityki Energetycznej do 2025 r.* jest stymulowanie wykorzystania biomasy pochodzącej z upraw energetycznych. Jak wskazuje raport wykonany na zlecenie Ministerstwa Handlu i Przemysłu [5], ograniczony rozwój podaży paliwa pochodzącego z upraw energetycznych nie wynika z braku popytu na nie ani też z jego wysokiej ceny. Decydują o tym inne czynniki: 20-letni cykl plantacji przy stosunkowo wysokich kosztach karczowania sprawia, że bez kontraktów wieloletnich rolnicy nie są zainteresowani zakładaniem upraw. W przypadku współspalania Wielka Brytania wprowadziła przepisy nakazujące wytwórcom osiągnięcie określonego udziału energii chemicznej biomasy pochodzącej z upraw energetycznych, wcałkowitym udziale energii chemicznej biomasy.

Podobne rozwiązania, nakazujące wytwórcom osiągnięcie określonego udziału energii chemicznej biomasy pochodzącej z upraw energetycznych, wcałkowitym udziale energii chemicznej biomasy, powinny zostać wprowadzone w Polsce. Wydaje się jednak, że wdrożenie stosownych rozwiązań powinno nastąpić w krótszym horyzoncie czasowym. W Wielkiej Brytanii mechanizm ten ma stymulować rozwój obszarów wiejskich, a nie przeciwdziałać negatywnym wpływom na branżę drzewną, nie mającą tam większego znaczenia. W Anglii powierzchnia lasów stanowi zaledwie 8% powierzchni. W pozostałych częściach Wielkiej Brytanii udział ten osiąga nawet 15%, jednak przeważają w nich lasy młode, nie nadające się do gospodarczego wykorzystania. Z uwagi na niską dostępność surowca przemysł drzewny nie rozwinął się, wyroby przemysłu drzewnego w 80% pochodzą z importu, również biomasa w większości jest sprowadzana. W odróżnieniu od Wielkiej Brytanii, Polska jest krajem znacznie bardziej zalesionym (28,4% powierzchni kraju), przemysł drzewny ma bardzo duże znaczenie dla gospodarki, 80% produkcji przemysłu drzewnego jest eksportowane, a biomasa wykorzystywana przez OZE pochodzi z dostaw krajowych. Oznacza to, że w polskich warunkach istnieje konieczność szybkiego wdrożenia regulacji mających na celu ochronę surowca drzewnego.

Kolejną kwestią, związaną z energetycznym wykorzystaniem biomasy jest kwestia sposobu i częstotliwości pobierania próbek paliw oraz dokonywania pomiarów masy paliw i oznaczania ich ciepła spalania. Porównanie stosownych przepisów dotyczących wykorzystania biomasy świadczy, że reguły brytyjskie nie są tak rygorystyczne, jak to jest w polskim rozporządzeniu. W systemie tym to wytwórca powinien wykazać, że przyjęty przez niego sposób działania zapewnia



reprezentatywność i wiarygodność wyników, ma on jednak możliwość dostosowania metodyki pomiarów do jego indywidualnych warunków. Dzięki temu unika się wykonywania działań nie wpływających z rzeczywistej potrzeby, co prowadzi do ograniczenia kosztów funkcjonowania systemu. Taki stan rzeczy sprawia, że ograniczenia zawarte w polskich przepisach pozwalają na rozwój wykorzystania współspalania przede wszystkim w przypadku dużych źródeł. Wydaje się, że z wielu względów taki stan rzeczy nie jest najwłaściwszy, tym bardziej że Dyrektywa 2003/077/WE zaleca, aby unikać zmuszania przedsiębiorców do ponoszenia zbędnych kosztów. Wydaje się, że w dalszym okresie wskazane byłoby stopniowe liberalizowanie przepisów dotyczących pomiarów, jeżeli monitoring wytwórców nie wykaze nieprawidłowości i nadużyć.

W obecnym stanie biomasa nie jest w należyтым stopniu wykorzystywana przez OZE energetyki lokalnej i rozproszonej, do których to źródeł wydaje się być najbardziej odpowiednia z uwagi na poziom kosztów transportu i możliwość zapewnienia odległości od plantacji do elektrowni do ok. 40-50 km.

Dokonując oceny systemu brytyjskiego pod kątem możliwości adaptacji pewnych rozwiązań w warunkach polskich, warto zwrócić uwagę na następujące kwestie:

– Wysokość opłaty zastępczej w Polsce na poziomie 240 zł/MWh. Zakładając, że cena świadectwa pochodzenia ukształtuje się na poziomie opłaty zastępczej, OZE za sprzedaż jednostki wytworzonej energii wraz z odpowiadającym jej świadectwem pochodzenia będzie otrzymywać około 360 zł/MWh. Jest to więcej niż w Wielkiej Brytanii, gdzie poziom cen jest wyższy niż w Polsce. W Wielkiej Brytanii występuje możliwość realizacji obowiązku poprzez wniesienie opłaty zastępczej, ustalonej na akceptowalnym poziomie (30 £/MWh energii elektrycznej brakującej do wypełnienia przedmiotowego obowiązku). Opłata ta zapobiega spekulacji *ROCs* i działa jako ogranicznik kosztów, które w ostatecznym rozrachunku są ponoszone przez odbiorców końcowych. Na ograniczenie możliwości spekulacji *ROCs* może mieć też wpływ stosunkowo krótki ich okres ważności, wynoszący 2 lata, co uniemożliwia gromadzenie *ROCs* w dłuższym okresie w oczekiwaniu na wzrost ceny.

– Zarządzanie rejestrem *ROCs* w Wielkiej Brytanii jest realizowane bezpośrednio przez OFGEM, a więc instytucję budżetową. Powierzenie takiego zadania podmiotowi komercyjnemu, nastawionemu na zysk (tak, jak TGE SA) skutkuje koniecznością monitorowania jego działalności, tak by było wiadomo jakie koszty zostaną w związku z tym przeniesione na odbiorców oraz czy nie istnieje zagrożenie dla realizacji programu z przyczyn leżących po stronie podmiotu prowadzącego rejestr. Zasadnym wydaje się, że przepisy powinny regulować tę kwestię, tak by nie występowało deformowanie rynku świadectw.

Dla porównania można przytoczyć dane dotyczące monitoringu kosztów transakcyjnych na rynku *ROCs*. Raport opracowany na potrzeby *National Audit Office* [4] wskazuje, że szacunkowe koszty transakcyjne sektora, uwzględniając zarówno koszty ponoszone przez wytwórców OZE, jak i sprzedawców, stanowią 0,4% łącznych przychodów ze sprzedaży certyfikatów *ROCs*.<sup>71</sup> Cytowane dane dowodzą, że system jest zaprojektowany efektywnie pod względem kosztowym.

– Rozwiązania brytyjskie wskazują na istnienie możliwości zamiany *ROCs* na pozwolenia handlu emisjami (ang. *Emissions Trading Allowances*). Powyższe może oznaczać, że w przyszłości wystąpi możliwość sprzedaży świadectw pochodzenia również poza granicami Polski.

## **Podsumowanie**

Powyższe przykłady świadczą o tym, że wprowadzenie w Polsce mechanizmu opartego oświadczenia pochodzenia jest uzasadnione i spójne z programem urynkowania energetyki, jak również tendencjami światowymi. Przedstawione propozycje zmian niektórych założeń nie wykraczają w istotniejszy sposób poza ogólne ramy programu, a ich wprowadzenie mogłoby zapewnić większą akceptowalność. Rekomendacje te są wynikiem analizy rozwiązań brytyjskich, opisano tylko te rozwiązania, które odpowiadają polskiej specyfice i których przeniesienie wydaje się być uzasadnione.

## **Literatura:**

- 1) Renewable energy 2005/6 Review of the Renewables Obligation Preliminary Consultation ([www.dti.gov.uk](http://www.dti.gov.uk)).
- 2) Renewables Obligation. Ofgem's Administration Procedures for Generating Stations with a declared Net Capacity of more than 50 kW. Lipiec 2004 ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)).
- 3) Energy White Paper. Our energy future – creating a low carbon economy. Dokument rządowy ([www.dti.gov.uk](http://www.dti.gov.uk)).
- 4) Economic analysis of the design, cost and performance of the UK Renewables Obligation and capital grant scheme. Report prepared for the National Audit Office. January 2005. Oxera Consulting Ltd ([www.nao.gov.uk](http://www.nao.gov.uk)).
- 5) An Assessment of Changes to the Renewables Obligation Rules relating to Co-firing. A report to DTI, Sierpień 2003. Ilex Energy Consulting ([www.dti.gov.uk](http://www.dti.gov.uk)).
- 6) The Costs of Supplying Renewable Energy. 17 luty 2005. Enviros Consulting Ltd ([www.dti.gov.uk](http://www.dti.gov.uk)).
- 7) Ensuring Investments in a Liberalised Electricity Sector. Raport Eurelectric marzec 2004 ([www.eurelectric.org](http://www.eurelectric.org)).
- 8) Renewable Energy Guarantees of Origin – Ofgem's Administration Procedures October 2004 ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)).
- 9) Polityka Energetyczna do 2025 r. Dokument rządowy przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r. ([www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl)).
- 10) Strona internetowa NFPA ([www.nfpa.co.uk](http://www.nfpa.co.uk)).
- 11) Strona internetowa OFGEM ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)).
- 12) Strona internetowa Forestry Commision ([www.forestry.gov.uk](http://www.forestry.gov.uk)).
- 13) Strona internetowa Ministerstwa Handlu i Przemysłu ([www.dti.gov.uk](http://www.dti.gov.uk)).

<sup>1]</sup> Ustawa weszła w życie 3 maja 2005 r., natomiast przepisy dotyczące odnawialnych źródeł energii wchodzi w życie z dniem 1 października 2005 r.

<sup>2]</sup> Obejmują one koszty zatrudnionych pracowników, koszty wsparcia technicznego, prawnego i informatycznego, audyt źródeł wytwórczych, wsparcie systemu oraz utrzymanie rachunków bankowych.

<sup>3]</sup> Z uwagi na badania wietrzności, uzgodnienia z przedsiębiorstwem sieciowym, Ministerstwem Obrony, Urzędem Lotnictwa Cywilnego, władzami i społecznościami lokalnymi oraz instytucjami zapewniającymi finansowanie, uzyskanie oceny oddziaływania na środowisko itd.

<sup>4]</sup> Jak podaje raport przygotowany dla *National Audit Office* (instytucji będącej odpowiednikiem Najwyższej Izby Kontroli) [4], przychody z tytułu sprzedaży *ROCs* stanowią 67% przychodów, otrzymywanych przez OZE w ramach wsparcia. Do innych źródeł wsparcia należą: zwolnienie z podatku nakładanego na energię ze źródeł konwencjonalnych (ang. *Levy Exemption Certificates Subsidy*) (13%), subsydiowanie przyłączy (10%), granty kapitałowe (1%) i przychody z tytułu uczestnictwa w programie handlu emisjami (ang. *EU ETS benefit*) (9%).

<sup>5]</sup> Do tańszych technologii dokumenty [1], [6] zaliczają technologie wykorzystujące gaz wysypiskowy, elektrownie wiatrowe zlokalizowane na lądzie, małe elektrownie wodne i współspalanie biomasy z węglem.

<sup>6]</sup> Jak podaje dokument [3], w Wielkiej Brytanii moc zainstalowana źródeł, spełniających wymogi *Good Quality CHP*, wynosi obecnie 4,8 GWe. Wymogi te zostały określone w programie rządowym *Quality Assurance CHP*.

<sup>7]</sup> Informacji na temat kosztów dostarczyła ankieta, uwzględniająca koszty jednorazowe (ang. *one-off*) i cykliczne (ang. *ongoing*) w podziale na koszty zatrudnienia pracowników, informatyczne, prawne, usług doradczych, brokerskie i pozostałe. Założono 24-letni okres dyskontowania od 2003/4 do 2026/7.