

Generalnie, trudno mi szacować efekty tej propozycji, gdy nie dysponuję „Strategią rozwoju energetyki odnawialnej”, do której odnosi się Artykuł 4 projektu ustawy – czy to właśnie on jest ową „Strategią”? Jestem nieco zakłopotany.

Kolejny zasadniczy problem stanowi mylenie „Świadectw Pochodzenia” ze „Zbywalnymi Zielonymi Certyfikatami”. Dlatego też Dyrektywa o Energii Odnawialnej jasno stwierdza (punkt 11 Preambuly):

„(11) Ważne jest by wyraźnie rozróżnić świadectwa pochodzenia od zbywalnych zielonych certyfikatów.”

Świadectwo pochodzenia jest niczym innym, jak tylko etykietą produktu. Handlowanie nimi ma taki sam sens, jak handel opisami składu produktów w supermarkecie. Tak jak etykiety na produktach w supermarkecie, świadectwa pochodzenia nie są naturalnie jednorodne – szczególnie jeśli obejmują wszelkie odnawialne źródła energii.

Innymi słowy, Świadectwa Pochodzenia są niczym innym, jak tylko „głównym szkieletem dla etykiety elektryczności” i byłoby trudne stworzenie sprawnie funkcjonującego rynku z efektywnym mechanizmem ustalania ceny. Mówiąc prostym językiem: Ceną jabłek i pomarańczy nie można handlować tak jak pojedynczym towarem tylko dlatego, że oba nazywamy owocami. Nadawanie czemuś wspólnego imienia nie ułatwia handlu i nie usprawnia dobrze działającego rynku – przeciwnie – działanie takie zniekształca rynek.

Zakładając, że intencją polskiego Rządu jest stworzenie rynku „Zbywalnych Zielonych Certyfikatów” (zamiast rynku świadectw pochodzenia, co jest niemożliwe) istnieje wiele kwestii, którymi należy się zająć. Możliwe, że już się nimi zajęto, nie mogę jednak tego odnaleźć w przesłanym przez Pana projekcie. Tworzenie rynku „Zbywalnych Zielonych Certyfikatów” jest złożonym procesem, który powinien zostać dogłębnie przeanalizowany i przemyślany PRZED ROZPOCZĘCIEM HANDLU. Jeśli pośród inwestorów nie ma wystarczającego stopnia pewności, że system został zaprojektowany w sposób właściwy, będą oni przewidywać polityczne działania na rynku po rozpoczęciu handlu, co zaburza rynek i zniechęca do inwestowania. Wspomnieć należy o kilku kwestiach, którymi polski Rząd powinien się zająć przed zakończeniem procesu legislacyjnego dotyczącego handlu certyfikatami:

1. Płynność

W celu przyciągnięcia inwestorów i uzyskania przychylności instytucji finansowych sprawą zasadniczą jest by istniały efektywne rynki ZARÓWNO dla elektryczności (dostępność długoterminowych kontraktów na zakup energii) jak i „Zbywalnych Zielonych Certyfikatów”. Jeśli chodzi tylko o rynek elektryczności, trudno zawrzeć 15-20 letnie umowy sprzedaży energii. Jeśli rynek certyfikatów ma działać, to konieczne jest istnienie równoległe funkcjonującego rynku finansowy dla „Zbywalnych Zielonych Certyfikatów” w celu przyciągnięcia inwestorów. W krótkim okresie trudno dostrzec, w jaki sposób polski rynek certyfikatów miałby uzyskać płynność konieczną do wytworzenia efektywnych mechanizmów ustalania cen na „rynku spot dla certyfikatów”. Jeszcze trudniej dostrzec jak rynek ZASADNICZYCH kontraktów na certyfikaty miałby uzyskać potrzebną płynność. Odsobniony polski rynek kontraktów na ZC (prawdopodobnie bazujący na transakcjach futures i opcjach) jest jeszcze trudniejszy do wyobrażenia, jeśli weźmie się pod uwagę niski poziom wytwarzania energii odnawialnej w Polsce. Takie właśnie wnioski sprawiły, że przed kilkoma laty Rząd duński wstrzymał utworzenie swojego rynku certyfikatów. Rynek posiadałby wystarczającą płynność, nawet przy jakichś 2,000 MW mocy wiatrowej zainstalowanej wówczas w Danii. Rozwinięcie się właściwego rynku transakcji futures na skandynawskim rynku ELEKTRYCZNOŚCI (NordPool) zajęło 7 lat, a głębokość rynku jest wciąż mała, gdy poruszamy się poza obszarem 3-letnich kontraktów. Nie istnieje obecnie żaden rynek certyfikatów, choć Wielka Brytania dokłada starań, żeby ten cel osiągnąć.

2. Rynek dla każdej technologii

Tym, co sprawia, że zadanie to jest jeszcze ambitniejsze jest fakt, że jeśli rynek ma działać, to konieczne jest stworzenie rynków ZC dla każdej technologii – w przeciwnym razie tylko najtańsze technologie OZE będą się rozwijać. Trudno wyobrazić sobie, jak mógłby funkcjonować rynek obejmujący więcej niż jedną technologię. Z drugiej strony, im więcej rynków, tym mniejsza płynność.

3. Obowiązek dokumentowania produkcji zamiast obowiązku produkcji

Nie jest istotne czy ten obowiązek zostanie nałożony na producentów energii, dostawców czy też na odbiorcę końcowego. Istotą jest, by istniał obowiązek dokumentowania zakupu określonej ilości energii odnawialnej poprzez posiadanie certyfikatów (jest to fundamentalna zasada takiego systemu) – nie zaś obowiązek rzeczywistej produkcji energii. Akty prawne nie powinny regulować, kto ma produkować „zieloną” energię, decyzja ta powinna pozostać sprawą rynku. Każdy, na kogo nałożono taki obowiązek, powinien mieć trzy możliwości w kwestii decyzji, co do spełnienia swych obowiązków: 1) Produkować zieloną energię samemu; 2) Zakupić certyfikaty od innych producentów, np. od niezależnych właścicieli turbin wiatrowych; lub 3) Zapłacić karę za nie zastosowanie się do obowiązku.

Jeśli grupa udziałowców zostanie zobowiązana zarówno do produkcji jak i do wykupienia certyfikatów, będziemy mieli do czynienia z niewystarczającą konkurencją, zarówno po stronie podażowej jak i popytowej rynku certyfikatów, zaś sam rynek stanie się nieistotny.

Jest to jedynie kilka z kwestii, którymi należy się zająć przed wprowadzeniem handlu „Zbywalnymi Zielonymi Certyfikatami”. Kolejną sprawą jest wzrost niepewności inwestorów w sytuacji, gdy rozwijany jest odosobniony polski system a jednocześnie Unia Europejska może zdecydować o jego zmianie w 2005 roku ze skutkami od roku 2012.

Inne komentarze do konkretnych artykułów w projekcie ustawy:

Artykuł 3:

Czy przedstawione definicje są w zgodzie z definicjami z Dyrektywy Unii Europejskiej o Energii Odnawialnej, Artykuł 2, który stwierdza:

Artykuł 2:

Dla potrzeb niniejszej Dyrektywy stosują się następujące definicje:

- (a) „odnawialne źródła energii” - oznaczają odnawialne źródła energii inne niż paliwa kopalne (wiatr, promieniowanie słoneczne, energia geotermalna, fal, pływów, wody, energia zawarta w biomasie, gazach pochodzących z odpadów, gazach z zakładów obróbki ścieków i biomasie);
- (b) „biomasa” - oznaczają biodegradowalne części produktów, odpadów i pozostałości w rolnictwie (włączając substancje roślinne i zwierzęce), leśnictwie i powiązanych gałęziach przemysłu, jak również biodegradowalne frakcje odpadów przemysłowych i komunalnych;
- (c) „energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii” - oznaczają energię wytwarzaną przez zakłady wykorzystujące wyłącznie odnawialne źródła energii, jak również część energii elektrycznej wyprodukowaną ze źródeł odnawialnych w instalacjach hybrydowych wykorzystujących również konwencjonalne źródła energii, włączając energię odnawialną wykorzystywaną do napełniania systemów szczytowo-pompowych i włączając energię wyprodukowaną w systemach szczytowo - pompowych;
- (d) „zużycie energii elektrycznej” - oznaczają krajową produkcję energii elektrycznej, w tym autoprodukcję, plus wielkość importu, minus wielkość eksportu (krajowe zużycie energii elektrycznej brutto).

Dodatkowo stosują się definicje z Dyrektyw 96/92/EC Parlamentu Europejskiego oraz Rady z dnia 19 grudnia 1996 roku dotyczącej wspólnych zasad dla wewnętrznych rynków elektryczności (11).

Artykuł 5:

Jeśli strategia byłaby zmieniana, co 3 lata występowałoby zbyt duże ryzyko polityczne na rynku certyfikatów.

Artykuł 29 i Artykuł 32

Nie rozumiem związku pomiędzy „opłatą zastępczą” (właściwie nie rozumiem, co to jest) w Art. 29 i jej relacji do kary pieniężnej (300% opłaty zastępczej) wspomnianej w Art. 32. Jest to dla mnie bardzo niejasne, jednak sama kwestia kary jest absolutnie zasadnicza dla funkcjonowania rynku. Jeśli kara pieniężna jest związana z opłatą zastępczą, która z kolei wiąże się z ceną elektryczności (Art. 29), to jestem w stanie wyobrazić sobie bardzo nieprzyjemne zaburzenia w mechanizmie rynkowym. Ale jak powiedziałem, naprawdę nie rozumiem, czym jest opłata zastępcza.

Artykuł 33

Niejasne jest, co rozumie się poprzez „cenę minimalną”, po której Fundusz wykupuje świadectwa. Fundusz powinien płacić cenę rynkową, nie zaś narzucaną – w przeciwnym razie dążymy do sytuacji, gdzie zarówno cena, jak i ilość (wielkość obowiązku) są politycznie narzucone. To natychmiast eliminuje efektywne kształtowanie się ceny.

Christian Kjaer
Policy Director
European Wind Energy Association