

**Igor Styn**

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

---

## **PODSTAWOWE PROBLEMY ZWIĄZANE Z WYKORZYSTANIEM BIOMASY JAKO PALIWA DO WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE**

---

**Streszczenie:** Na tle analizy statusu prawnego biomasy jako paliwa służącego do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła autor artykułu przedstawia podstawowe kwestie związane z wykorzystaniem biomasy jako paliwa do produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w Polsce. Najważniejszymi barierami w wykorzystywaniu biomasy jako paliwa dla energetyki według autora są: niewykorzystanie potencjału rozwojowego produkcji energii elektrycznej i ciepła z biomasy jako energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz logistyka biomasy. Najistotniejszym problemem energetyki jest zabezpieczenie stałych dostaw biomasy, możliwie podobnego gatunku i charakterystyki opałowej. Jedynym rozwiązaniem wydaje się przejęcie przez przedsiębiorstwa energetyczne lub ich spółki zależne roli operatora dostaw oraz kredytodawcy wytwórców biomasy.

**Słowa kluczowe:** zarządzanie ryzykiem, odnawialne źródła energii, biomasa, produkcja energii elektrycznej.

### **1. Wstęp**

Głównym celem artykułu jest analiza ekonomicznych przyczyn wzrostu opłacalności produkcji energii elektrycznej z biomasy jako odnawialnego źródła energii oraz ryzyka logistycznego jako podstawowego ryzyka dla producentów energii elektrycznej z biomasy i sposobów zarządzania nim stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce. Dodatkowo w tekście przedstawiony został status prawny biomasy jako paliwa dla energetyki.

Artykuł składa się z trzech części. W pierwszej przedstawiono status prawny biomasy jako paliwa dla elektroenergetyki, w drugiej poddano analizie pięć głównych przyczyn wzrostu opłacalności produkcji energii elektrycznej z biomasy jako odnawialnego źródła energii w Polsce. W trzeciej części opracowania scharakteryzowano ryzyko logistyczne i sposoby zarządzania nim możliwe do zastosowania w praktyce. Na tym tle przedstawiono podejście do ryzyka logistycznego stosowane przez największe przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce.

## 2. Pojęcie biomasy i jej status jako paliwa dla elektroenergetyki

Zwiększenie zainteresowania sektora elektroenergetycznego inwestycjami w odnawialne źródła energii (zwane dalej OZE) w Polsce wynika z norm unijnych. Inwestycje w OZE w Polsce mają miejsce głównie w energetykę wiatrową i klasyczną z użyciem biomasy jako paliwa, którym opala się kocioł w jednostce wytwórczej.

Dyrektywa 2009/28/WE definiuje energię ze źródeł odnawialnych jako m.in. energię pozyskiwaną z biomasy, gazu pochodzącego z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i ze źródeł biologicznych (biogaz) [Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE..., art. 2]. Dyrektywa powtarza za wcześniejszymi deklaracjami UE, że celem podstawowym polityki energetycznej UE jest osiągnięcie 20% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto we Wspólnocie w 2020 r., w tym cel dla Polski to 15% jej zużycia brutto w 2020 r. Dyrektywa umacnia obowiązek stosowania energii odnawialnej, który definiuje jako krajowy system wsparcia zobowiązujący:

- producentów energii do wytwarzania części energii z OZE,
- dostawców energii do pokrywania części swoich dostaw przez energię z OZE lub
- użytkowników energii do pokrywania części swojego zapotrzebowania przez energię z OZE i stosujący m.in. tzw. zielone certyfikaty dokumentujące pochodzenie energii z OZE.

Biomasa jest „ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa (łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi), leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych i miejskich” [Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE..., art. 2].

Podstawowymi aktami prawnymi obowiązującymi na terenie Polski regulującymi kwestię biomasy jako paliwa wykorzystywanego w elektroenergetyce do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła są:

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne<sup>1</sup> (zwana dalej PE),

2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. 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<sup>2</sup> (zwane dalej ROZE).

PE w art. 3 pkt 20 definiuje OZE jako źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania m.in. energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo

<sup>1</sup> Tekst jednolity: DzU 2006 nr 89, poz. 625, z późn. zm.

<sup>2</sup> Zob. DzU nr 156, poz. 969.

rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych. Artykuł 9a ust. 9 PE deleguje na ministra gospodarki obowiązek wydania rozporządzenia określającego m.in., jakie rodzaje energii elektrycznej lub ciepła zaliczane są do energii wytwarzanej w OZE i w jakim zakresie. Rozporządzeniem tym jest ROZE. Paragraf 4 ust. 1 pkt 1 ROZE stwierdza, że do energii wytwarzanej w OZE zalicza się, niezależnie od mocy tego źródła, m.in. energię elektryczną lub ciepło pochodzące w szczególności ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu.

Pojęcie biomasy jest zdefiniowane w § 2 pkt 1 ROZE. Biomasa to stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty oraz części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji. Natomiast biogaz zdefiniowany w § 2 pkt 3 ROZE to gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów.

Takie zdefiniowanie biomasy pozwala na zaliczenie do niej wielu substancji i jest zgodne z podejściem do definicji biomasy i biogazu zawartych w dyrektywie 2009/28/WE i dyrektywie 2003/30/WE obowiązującej do końca 2012 r.

Na potrzeby używania biomasy w jednostkach wytwórczych (czyli według ROZE wyodrębnionych zespołach urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy) w zależności od mocy elektrycznej źródła (lub źródeł łącznie, jeżeli biomasa jest spalana w więcej niż jednym źródle) ROZE dzieli biomasę na:

- 1) tzw. agrobiomasę i
- 2) tzw. biomasę leśną,

przy czym nazwy te nie są nazwami nadanymi przez ROZE, lecz oficjalnie funkcjonującymi w branży.

Biomasa leśna to odpady i pozostałości z produkcji leśnej, a także przemysłu przetwarzającego jej produkty (np. fabryk mebli, wytwórni palet).

Agrobiomasa to biomasa pochodząca z upraw energetycznych (czyli według ROZE plantacji zakładanych w celu wykorzystania pochodzącej z nich biomasy w procesie wytwarzania energii) lub odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty (np. zakładów tłuszczowych, browarów, gorzelni), a także części pozostałych odpadów (poza biomasą leśną).

ROZE nakłada na wytwórców energii elektrycznej obowiązek uzyskania energii pochodzącej z OZE od 8,7% całości energii wyprodukowanej i sprzedanej przedsiębiorstwom obrotu (w roku 2009) do 12,9% (w roku 2017).

Ze względu na to, jaki rodzaj biomasy może być spalany w jednostkach wytwórczych, ROZE dzieli jednostki wytwórcze na:

- 1) te, w których można spalać oba rodzaje biomasy bez ograniczeń,
- 2) te, w których spalanie biomasy leśnej jest i będzie systematycznie ograniczane aż do 2017 r. (aż do jej wyeliminowania w 100% – w przypadku jednostek wytwórczych, w których biomasa jest współspalana z innym paliwem, np. z węglem,

lub ograniczenia do 40% – w jednostkach wytwórczych, w których spalana jest tylko biomasa).

Pierwszą grupę stanowią te jednostki wytwórcze, w których biomasa jest spalana w źródłach o mocy elektrycznej:

1) do 5 MW mocy zainstalowanej łącznie (w przypadku jednostek, w których biomasa jest współspalana z innym paliwem),

2) do 20 MW mocy zainstalowanej łącznie (w przypadku jednostek, w których spalana jest tylko biomasa).

ROZE nie jest dostosowane do nowych regulacji wspólnotowych. Zmian wymaga przede wszystkim zwiększenie procentowego udziału energii z OZE oraz wyłączenie współspalania biomasy z węglem z końcem 2012 r. jako OZE możliwych do stosowania w jednostkach wytwórczych większych niż te o całkowitej mocy mniejszej od 20 MW lub równej tej wartości.

Istotnym dokumentem, chociaż w realiach polskich mającym jedynie charakter indykatywny, a nie normatywny, jest przyjęta przez Radę Ministrów nowa wersja Polityki energetycznej do 2030 r.<sup>3</sup>, która potwierdza utrzymanie dotychczasowych mechanizmów wsparcia dla OZE oraz bezpośrednie wsparcie m.in. dla nowych inwestycji w OZE, w tym w szczególności w małe biogazownie.

### **3. Ekonomiczne przyczyny wzrostu opłacalności produkcji energii elektrycznej z biomasy jako odnawialnego źródła energii w Polsce**

Według dokumentu pn. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku do roku 2020 będziemy mieli do czynienia w Polsce ze stałym wzrostem produkcji energii elektrycznej z OZE (zob. tab. 1), w tym z biomasy. Spowoduje to, według autorów dokumentu, zwiększenie mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach opalanych biomasą z 40 MW w 2010 r. do 623 MW w 2020 r. (zob. tab. 2). Wzrosną także znacznie ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (zob. tab. 3), co m.in. spowodowane jest wymuszonym regulacjami UE wzrostem produkcji energii elektrycznej z OZE.

**Tabela 1.** Prognoza produkcji energii elektrycznej netto z OZE do roku 2030 (w TWh)

Wyszczególnienie	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Produkcja energii elektrycznej	147,7	128,7	140,1	156,1	180,3	201,8
w tym energia z OZE	3,9	8,0	17,0	30,1	36,5	38,0
Udział energii z OZE (%)	2,7	6,2	12,2	19,3	20,2	18,8

Źródło: [Prognoza zapotrzebowania... 2009, s. 15].

<sup>3</sup> Wersja nr 8 z dnia 23.10.2009 r. opublikowana na stronie Ministerstwa Gospodarki: [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl).

**Tabela 2.** Przewidywane zainstalowane moce wytwórcze energii elektrycznej brutto wytwarzanej w OZE do roku 2030 (w MW)

Paliwo/technologia	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Razem, w tym:	1153	2050	4965	8651	10982	11647
Elektrownie wiatrowe	173	976	3396	6089	7564	7867
Biomasa stała (EC)	25	40	196	623	958	1218
Biogaz (EC)	33	74	328	802	1293	1379

Źródło: [Proгноza zapotrzebowania... 2009, s. 16].

**Tabela 3.** Prognoza wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych do roku 2030 (w PLN za 1 MWh)

Wyszczególnienie	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	233,5	300,9	364,4	474,2	485,4	483,3
Gospodarstwa domowe	344,5	422,7	490,9	605,1	615,1	611,5

Źródło: [Proгноza zapotrzebowania... 2009, s. 17].

Poza wymuszonym regulacjami UE wzrostem udziału energii z OZE w produkcji energii elektrycznej aż do 2020 r. oraz przewidywanym wzrostem cen energii elektrycznej kolejnym powodem zwiększenia opłacalności wytwarzania energii elektrycznej z biomasy w Polsce jest niewykorzystany areal gruntów nadających się pod uprawy celowe dla energetyki. Areal dostępny do produkcji roślin energetycznych w 2020 r. jest szacowany na 3 300 000 ha, co przy założeniu osiągnięcia średnio 145 GJ z 1 ha daje potencjał techniczny (możliwy do zagospodarowania w 2020 r., wyrażony w energii początkowej) upraw energetycznych w Polsce w wysokości 473 166 TJ. W tej liczbie potencjał upraw lignocelulozowych przeznaczonych do spalania w kotłach wynosi 208 888 TJ, reszta to potencjał produkcji na bioetanol, biodiesel i biogaz. Łączny potencjał techniczny biomasy szacowany do osiągnięcia w 2020 r. wynosi 926 950 TJ, co daje potencjał ekonomiczny (wyrażony w energii końcowej) 600 168 TJ, czyli 51,8% całego potencjału ekonomicznego OZE w Polsce [Możliwości... 2007, s. 20-26]. Według szacunków Ministerstwa Gospodarki, aby spełnić wymóg wyprodukowania 15% energii z OZE w 2020 r. potrzebujemy ok. 30,1 TWh energii z OZE [Proгноza zapotrzebowania... 2009, s. 15], co daje ok. 108 360 TJ, do wyprodukowania których trzeba zająć ok. 747 000 ha pod uprawy roślin energetycznych. Stanowi to jedynie 22,6% areалу szacowanego jako dostępny do zagospodarowania w 2020 r.

Wykorzystanie szacowanego na 2020 r. potencjału produkcji rolnej biomasy w 2006 r. wynosiło 32%, w tym upraw energetycznych – 1,41% (z czego celulozowych – 0%) [Możliwości... 2007, s. 44]. Szacowana powierzchnia upraw roślin energetycznych w 2008 r. wynosiła jedynie ok. 10 000 ha [Faber, Kuś, Matyka 2009, s. 2].

Oprócz powodowanego regulacjami prawnymi wzrostu popytu na energię elektryczną z OZE, w tym z biomasy, przewidywanego wzrostu cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz niewykorzystanego potencjału produkcji biomasy istnieją jeszcze inne przyczyny zwiększenia opłacalności produkcji energii elektrycznej z biomasy w Polsce. Są to:

- konieczność przyspieszonego inwestowania przez elektroenergetykę przede wszystkim w OZE bazujące na biomase oraz
- wielopłaszczyznowe wsparcie ekonomiczne OZE w Polsce.

Konieczność przyspieszonego inwestowania przez elektroenergetykę przede wszystkim w OZE bazujące na biomase wynika głównie:

1) ze zwolnienia gazów cieplarnianych emitowanych w procesie spalania biomasy z obowiązku rozliczania ich w ramach krajowych pułapów emisji (oszczędność dla wytwórcy w postaci braku konieczności zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na aukcji);

2) ze stosunkowo taniego kosztu budowy 1 MW mocy zainstalowanej w porównaniu z innymi OZE (np. możliwość zainstalowania jedynie kotła na biomasę w działającej jednostce wytwórczej);

3) ze stabilności przychodów z produkcji energii elektrycznej w odróżnieniu od innych OZE wykorzystywanych w Polsce (niezależność produkcji od warunków pogodowych, możliwość wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji – razem z ciepłem, lub trójgeneracji – razem z ciepłem i chłodem);

4) z dużych doświadczeń energetyki zawodowej ze współspalania biomasy z węglem.

Ponadto OZE w Polsce korzystają z wielopłaszczyznowego wsparcia ekonomicznego. Instrumentami tego wsparcia są:

- obowiązek zakupu przez sprzedawców energii po cenie rynkowej całej energii wytworzonej z OZE wraz z karami za jego niewypełnienie;
- obowiązek uzyskania przez sprzedawców energii i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii, w tym z OZE (tzw. zielonych certyfikatów) wraz z obowiązkiem uiszczenia opłaty zastępczej za niewywiązanie się z tego obowiązku (w wysokości 240 PLN za 1 MWh, waloryzowanej corocznie o wskaźnik wzrostu cen GUS od 2006 r.);
- przeznaczanie środków pieniężnych z opłat zastępczych i kar wyłącznie na wsparcie finansowe inwestycji związanych z OZE;
- ponoszenie przez OZE jedynie 50% kosztów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej;
- dodatkowe środki pieniężne przeznaczone m.in. na wsparcie budowy mocy wytwórczych energii elektrycznej i ciepła w ramach programów operacyjnych na lata 2007-2013.



#### 4. Ryzyko logistyczne i sposoby zarządzania nim

Podstawowym ryzykiem związanym z wykorzystaniem biomasy jako paliwa do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce jest ryzyko logistyczne o trzech składowych, którymi są:

- ryzyko przerwania ciągłości dostaw,
- ryzyko transportu,
- ryzyko składowania biomasy.

Dla elektrowni zawodowej najłatwiejszym problemem do rozwiązania jest kwestia składowania biomasy. Pewnym utrudnieniem jest tu fakt, że biomasa zarówno w postaci pierwotnej, jak i przetworzonej (jako paliwo wtórne) jest wysoce higroskopijna. Zbyt długie jej przechowywanie w nieprzystosowanych pomieszczeniach lub na placu powoduje, że chłonąc wodę, traci gwałtownie wartość energetyczną i obniża sprawność kotła. W związku z tym elektrownia nie powinna utrzymywać zbyt dużych zapasów biomasy, co kłóci się jednak z dużym ryzykiem ciągłości dostaw oraz ustawowymi wymogami posiadania minimalnego zapasu paliwa zapewniającego nieprzerwaną produkcję energii elektrycznej przez 10 dni. Najprostszym rozwiązaniem jest przechowywanie jej w silosach, co pozwala oszczędzać także powierzchnię składowania. Klasyczny silos ma pojemność ok. 250 Mg, czyli ok. 45-50 silosów postawionych obok siebie w zupełności wystarczy, by zapewnić rezerwy na 10 dni pracy bloku.

Ryzyko transportu polega na tym, że wraz ze wzrostem cen paliwa zmniejsza się promień opłacalności transportu surowca (biomasy w stanie surowym). Przy transporcie kołowym i cenach paliwa z końca 2009 r. dostawy biomasy opłacają się w promieniu ok. 100-150 km od elektrowni (lub miejsca jej przerobu na paliwo wtórne, np. w postaci pelletu) i nie widać szansy zwiększenia tego dystansu, zakładając bowiem wzrost konsumpcji i cen energii elektrycznej od najpóźniej 2011 r., trzeba także założyć o wiele szybszy wzrost cen paliw używanych w transporcie. Ponadto – w zależności od surowca – często wozi się biomasę o dużej pojemności, lecz małej wartości opalowej.

Najpoważniejszym ryzykiem logistycznym jest ryzyko przerwania ciągłości dostaw. Dostawy biomasy do jednostki wytwórczej muszą być stałe i pewne. Aby spełnić wymogi uzyskania energii elektrycznej wytworzonej z OZE w 2020 r. (15% w skali kraju) wyłącznie w drodze spalania biomasy, elektrownia zawodowa powinna wybudować instalację opalaną biomasą o zainstalowanej mocy w przedziale 200-300 MW (powyżej 300 MW mogą powstać problemy technologiczne). Blok opalany biomasą o mocy 200 MW<sub>e</sub> przy założeniu operacyjności w wysokości 95% oraz sprawności układu na poziomie 60% jest w stanie wytworzyć przy pracy ciągłej i bezawaryjnej ok. 1 mln MWh energii elektrycznej rocznie, przy wejściowej energii biomasy na poziomie ok. 5,98 mln GJ. Biomasa sucha ma różną wartość energetyczną; w zależności od surowca najczęściej mieszcząca się w przedziale od 16 do 21 GJ w 1 Mg. Daje to w skali roku konieczność spalania od 285 tys. do 374 tys. Mg bio-

masy suchej w takiej jednostce, co oznacza od 825 do 1080 Mg dziennie. Aby móc zapewnić stabilne dostawy biomasy na potrzeby wytwórcy używającego wspomnianego przykładowego bloku energetycznego, należy rozpocząć współpracę z producentami rolnymi mogącymi obsiać docelowo areal o powierzchni ok. 8000-12 000 ha (przy sorgo cukrowym) lub 20 000-40 000 ha (przy wierzbie wiciowej) [Dragan 2009, s. 5]. W warunkach rozdrobnienia rolnego w Polsce jest to trudne zadanie, którego realizacja jest silnie uzależniona od struktury rolnej danego regionu. Zaprezentowane przykładowe obliczenia pokazują skalę zjawiska oraz problem związany z rozdrobnieniem własności rolnej w Polsce.

Ryzyko przerwania ciągłości dostaw można zminimalizować na dwa sposoby:

1) albo poprzez zbudowanie przy elektrowni (lub elektrociepłowni) i użytkowanie linii produkcyjnej biomasy jako paliwa wtórnego (np. w postaci pelletu) o mocy produkcyjnej przekraczającej własne potrzeby (nadwyżka produkcji sprzedawana na rynku),

2) albo poprzez skupienie w ręku właściciela elektrowni lub elektrociepłowni na biomasę całego cyklu produkcji biomasy, począwszy od nabycia areалу pod jej uprawy.

W obu przypadkach stawia się na uzyskiwanie biomasy z areálu położonego w określonej odległości od elektrowni i elektrociepłowni, czyli bazuje się na lokalnych dostawach surowca (biomasy pierwotnej), traktując dostawy z zagranicy jako uzupełnienie. Wybór dowolnego rozwiązania z obu proponowanych oznacza, że elektrownia (lub jej wyspecjalizowana spółka zależna) musi działać jako operator dostaw, czyli kreować podaż poprzez:

- rozpoznanie wielkości i statusu największych gospodarstw rolnych w okolicy kotłowni,
- ocenę efektywności wiarygodności rolników w wieloletniej współpracy,
- wyliczenie kosztów uprawy wybranych roślin oraz optymalnej ceny zakupu biomasy,
- ocenę i znalezienie optymalnego miejsca i oszacowanie kosztów magazynowania zebranej przez rolników biomasy,
- opracowanie i wyliczenie kosztów zapłaty rolnikowi, odbioru, transportu i dostarczania biomasy do elektrowni,
- zawarcie umów z rolnikami o uprawie, magazynowaniu, odbiorze i zapłacie,
- nadzorowanie uprawy, odbiór i dostarczanie biomasy do elektrowni [Dragan 2009, s. 6].

Przed wszystkim operator dostaw powinien być wyposażony w kapitał obrotowy w wysokości ok. 60% kosztów zapłaty za biomasę producentowi, który to jest w stanie zamrozić kapitał na okres nawet paru miesięcy [Dragan 2009, s. 6]. Wynika to z przesunięcia czasowego zbiorów (raz w roku) w stosunku do stałych potrzeb dostaw dla elektrowni i konieczności suszenia biomasy. Istotnym problemem jest także zdecydowanie, jakie rodzaje roślin uprawiać, ma to bowiem znaczenie dla wytwórcy kotła, który pod określone chemiczne efekty spalania poszczególnych roślin (zawar-



tość pierwiastków i substancji powodujących np. korozję wysokotemperaturową) dobiera technologii wykonania kotła.

Podstawowym krokiem operatora dostaw jest zbadanie lokalnego rynku biomasy oraz rozpoczęcie współpracy z największymi producentami rolnymi w okolicy w celu przekonania ich do rozpoczęcia lub zwiększenia areалу upraw roślin energetycznych. Jak szacują praktycy, współpraca taka musi się rozpocząć minimum ok. 2-3 lata przed rozpoczęciem pełnej produkcji energii elektrycznej przez nową jednostkę, by strony nabrały do siebie zaufania, rolnicy systematycznie zwiększali powierzchnię upraw, a elektrownia przekonała się w praktyce, jakie rośliny dają w okolicy najbardziej efektywne plony suchej masy z 1 ha.

## **5. Strategie zarządzania ryzykiem logistycznym stosowane przez wytwórców energii elektrycznej w Polsce**

Jak dotychczas w długofalowy sposób zaczął w Polsce działać jedynie Vattenfall Heat Poland, który stawia na uprawę wierzby wiciowej, ślázowca pensylwańskiego lub miskanta na zlecenie na arealach obcych. Firma pokrywa nawet koszty przygotowania plantacji i zbiorów. Niektóre inne przedsiębiorstwa energetyczne (jak Dalkia Polska) kupują ziemię i same zaczynają uprawiać rośliny energetyczne przez swoje firmy zależne.

Mając bogate doświadczenia w zakresie współspalania biomasy z węglem i duże gwarantowane wsparcie, polska elektroenergetyka zawodowa, a w szczególności największe koncerny państwowe, powinny od dawna zacząć aktywnie zarządzać ryzykiem logistycznym związanym z biomasą. Niestety większość elektrowni zawodowych, w tym koncerny państwowe, zarządza ryzykiem logistyki w najprostszy możliwy sposób, czyli tworząc listy wiarygodnych dostawców biomasy, którzy kontraktują dostawy (coraz częściej na wiele lat) i są także odpowiedzialni za transport do bram elektrowni. W ten sposób problem faktycznego zarządzania ryzykiem dostaw zostaje przesunięty na firmy zewnętrzne. Wobec wzrostu zapotrzebowania na biomasę ze strony elektroenergetyki oraz zaostrzenia warunków kredytowania od 2009 r. krajowi dostawcy biomasy coraz częściej mają problem z zachowaniem płynności oraz kontraktowaniem odpowiednio dużych dostaw, w szczególności z zagranicy.

Większość wytwórców energii elektrycznej i ciepła bagatelizuje zagrożenie przerwania ciągłości dostaw, posilkując się najczęściej importem biomasy, głównie z Ukrainy. Wytwórcy ci nie zakładają, że za 2-3 lata, mimo że mają bardzo często podpisane umowy wieloletnie z dostawcami, będą wystawieni na rosnące ryzyko przerwania ciągłości dostaw i w efekcie korzystania z biomasy różnego rodzaju i gatunku, niekoniecznie tego, dla którego został zaprojektowany kocioł i na który jest wystawiona gwarancja i rękojmia sprawnej i bezawaryjnej pracy układu wytwarzania. Źródłem wzrostu ryzyka przerwania ciągłości dostaw jest przede wszystkim:

1) rosnący szacowany popyt na biomasę ze strony energetyki w Polsce (do 8,3 mln Mg suchej masy w 2020 r. i 10,6 mln Mg w 2030 r. [Faber, Kuś, Matyka 2009, s. 2]),

2) rosnąca konkurencja cenowa ze strony energetyki niemieckiej oraz innych krajów UE także zainteresowanych biomasą,

3) konkurencja na rynku słomy zbożowej i odpadów z produkcji przemysłu spożywczego (najpopularniejszych w 2009 r. rodzajów agrobiomasy) ze strony innych nabywców (głównie producentów grzybów i pasz).

Bagatelizowanie problemu zarządzania ryzykiem logistycznym biomasy wynika w dużej mierze z tego, że większość podmiotów z branży energetycznej do tej pory nie zainwestowała w wytwarzanie energii elektrycznej z OZE na tyle, by chociaż wypełnić prawnie określone minima jej produkcji. Duże koncerny państwowe (jak PGE czy Tauron) i firmy prywatne (jak PAK) jako jedne z ostatnich zainteresowały się energetyką wiatrową i dopiero teraz – razem z obecnymi na naszym rynku koncernami europejskimi (jak EDF, Vattenfall, RWE czy CEZ) – z około dwuletnim opóźnieniem – przygotowują w pośpiechu plany inwestycji w jednostki wytwórcze opalane wyłącznie biomasą. W odróżnieniu od europejskich konkurentów obecnych na polskim rynku, którzy realizują przemyślaną strategię maksymalizacji produkcji energii elektrycznej w kogeneracji (wchodząc na rynek, nabywali i dokupowali przede wszystkim elektrociepłownie w dużych ośrodkach miejskich) oraz z OZE (różnią się jedynie w tym, czy postawić na energię wiatru, czy z biomasy), polskie duże koncerny energetyczne działają bez przemyślanej strategii. Nie stać ich na jednoczesne odnawianie mocy wytwórczych w oparciu na węglu brunatnym lub kamiennym (co czyniły do tej pory i planowały robić dalej) oraz inwestycje w OZE na poziomie, który zagwarantowałby im utrzymanie pozycji dominujących producentów energii elektrycznej w Polsce po 2013 r., co wpisały sobie w strategię długookresowe jako cele minimalne. W efekcie wszyscy duzi wytwórcy energii elektrycznej w Polsce jednocześnie budują lub ogłaszają plany budowy bloków (lub tylko kotłów) opalanych biomasą (PGE w Zespole Elektrowni Dolna Odra i Turowie, Tauron w Jaworznie, EDF w Toruniu, potem we Wrocławiu; plany ogłosił także PAK). Plany te w zakresie instalowanej mocy są bardzo różnicowane. Z reguły w planach dominują jednostki o mocy zainstalowanej 20-50 MW, chociaż na przykład EDF planuje w przyszłości zainstalować w EC Toruń blok o mocy ok. 150 MW. Jednocześnie bardzo dużo elektrowni i elektrociepłowni zaczyna zwiększać zakres współspalania biomasy z węglem.

Brak wcześniejszego zainteresowania biomasą w takiej skali ze strony energetyki zawodowej i przemysłowej skutkował i skutkuje do tej pory niedorozwojem rynku biomasy, w szczególności upraw celowych na potrzeby energetyki.

## 6. Wnioski końcowe

Istnieje pięć głównych przyczyn opłacalności produkcji energii elektrycznej z biomasy jako energii pochodzącej z OZE:

1) wymuszony regulacjami UE wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE, przynajmniej do 2020 r.,

2) przewidywany wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, przynajmniej do 2020 r.,

3) duży i ciągle niewykorzystany potencjał produkcji biomasy (rozwoju upraw celowych dla energetyki) w Polsce,

4) konieczność przyspieszonego inwestowania przez elektroenergetykę przede wszystkim w OZE bazujące na biomase oraz

5) wielopłaszczyznowe wsparcie ekonomiczne OZE w Polsce.

Niestety w warunkach polskich czynniki te nie działają efektywnie. Wskutek zaniedbań sektora elektroenergetycznego rynek biomasy w Polsce rozwija się chaotycznie, bez pomysłu ze strony sektora na jego organizację, co przyniosłoby obojętne korzyści zarówno wytwórcom biomasy, jak i ich finalnym nabywcom, i zminimalizowałoby ryzyko logistyczne. Do tego potrzebna jest strategia logistyki oparta na przejściu przez elektrownie zawodowe i przemysłowe (lub ich spółki zależne) funkcji operatora dostaw, która pozwoli rolnikom spokojnie planować produkcję, a elektrowniom – zminimalizować ryzyko przerwania ciągłości dostaw.

W optymistyczny scenariusz rozwoju rynku biomasy na potrzeby energetyki zawodowej i przemysłowej, a co za tym idzie – produkcji energii elektrycznej z biomasy, nie wierzy nawet samo Ministerstwo Gospodarki, zakłada bowiem, że podstawowym źródłem energii z OZE w Polsce do 2030 r. będzie energia wiatru. Ministerstwo planuje, że zainstalowane moce wytwórcze w elektrociepłowniach w jednostkach opalanych wyłącznie biomasa w 2010 r. osiągną jedynie 40 MW (4% mocy farm wiatrowych), w 2015 r. – 196 MW (5,8% mocy farm wiatrowych), a w 2020 r. – 623 MW (10,2% mocy farm wiatrowych) [*Prognoza zapotrzebowania...2009*, s. 16].

## Literatura

- Dragan J., *Biomasa z upraw celowych jako gwarancja stabilnej pracy kotła*, www.cire.pl (25.03.2009).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, (DzUrz WE L nr 140 z 05.06.2009).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca Dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (DzUrz WE L nr 140 z 05.06.2009).
- Faber A., Kuś J., Matyka M., *Uprawa roślin na potrzeby energetyki*, poradnik wykonany na zlecenie Vattenfall Heat Poland, Warszawa 2009, www.vattenfall.pl.
- Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020*, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, grudzień 2007, www.ieo.pl.
- Polityka energetyczna Polski do roku 2030*, wersja 8, projekt z dnia 23.10.2009 r., www.mg.gov.pl.
- Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”*, wersja 4, projekt z dnia 23.10.2009 r., www.mg.gov.pl.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. 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 (DzU 2008 nr 156, poz. 969).

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (DzU 2006 nr 89, poz. 625, z późn. zm).

## **BASIC PROBLEMS CONNECTED WITH BIOMASS AS THE FUEL FOR POWER GENERATION IN POLAND**

**Summary:** In the paper – on the background of the analysis of legal status of biomass as the fuel for power and heat generation – the author presents basic problems standing before the biomass market being *in statu nascendi*.

According to the author, the basic problems in the use of biomass as the fuel for power generation in Poland are: biomass logistics, technological barriers, and fragmentation of agricultural property.

The most important problem to be faced by power generation is to provide constant biomass supply, possible of the same kind and calorific characteristics. The only possible solution seems to be taking the role of supply operator and lender to the biomass producers by the power generation companies themselves or by a subsidiary company.

The presented situation in the biomass market in Poland is insomuch interesting that according to available analyses the biomass market in Poland has great and solid perspectives of growth to the level exceeding even requirements imposed on Polish economy by the climate policy of the EU.