



Odnawialne źródła energii obecnie i w nowej perspektywie po 2013 roku

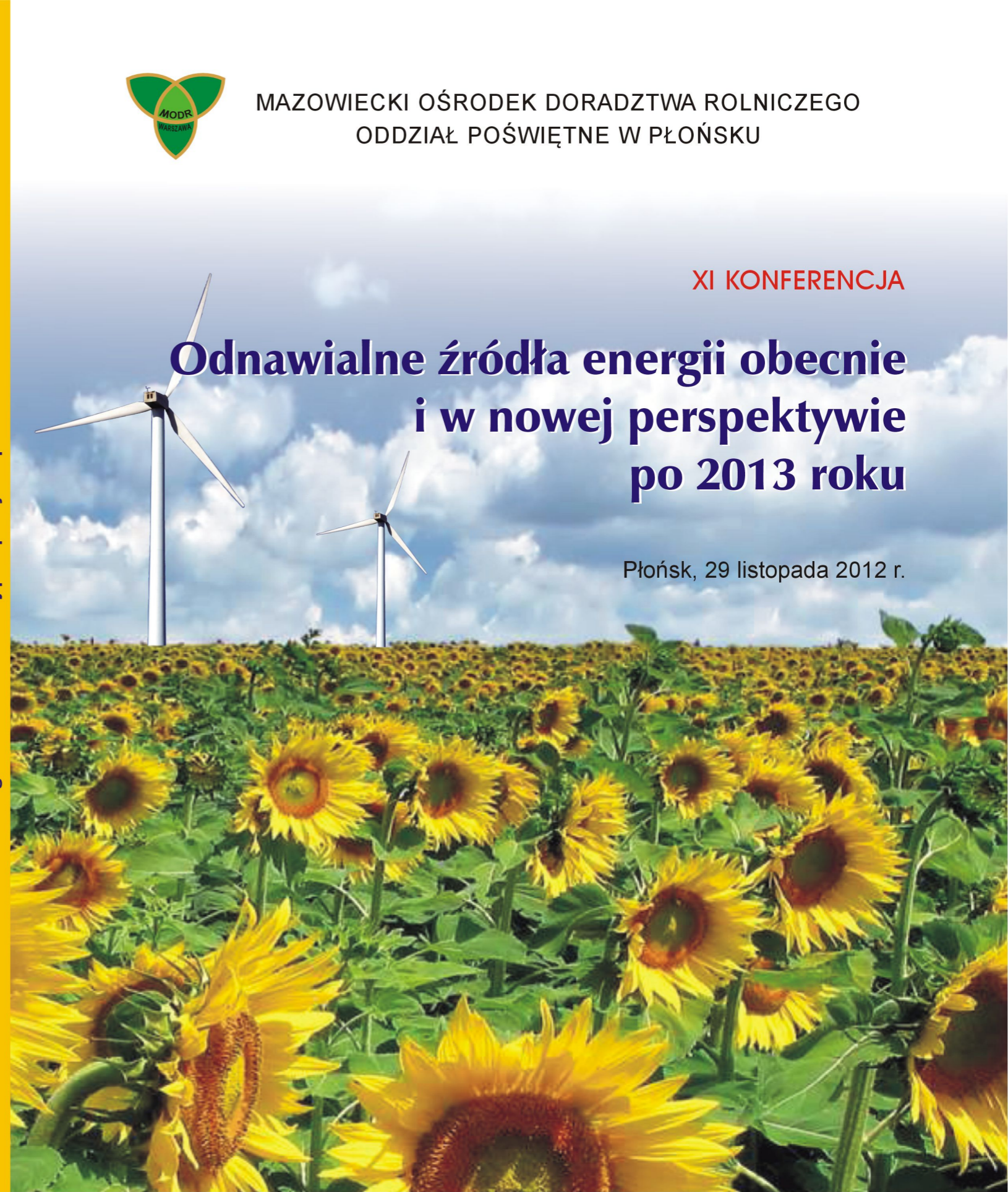


MAZOWIECKI OŚRODEK DORADZTWA ROLNICZEGO
ODDZIAŁ POŚWIĘTNE W PŁOŃSKU

XI KONFERENCJA

Odnawialne źródła energii obecnie i w nowej perspektywie po 2013 roku

Płońsk, 29 listopada 2012 r.



Europejski Fundusz Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich: Europa inwestująca w obszary wiejskie

Materiały konferencyjne opracowane przez Mazowiecki Ośrodek Doradztwa Rolniczego
na zlecenie Samorządu Województwa Mazowieckiego

Materiały konferencyjne współfinansowane ze środków Unii Europejskiej w ramach Pomocy Technicznej Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich
na lata 2007-2013

Institucja Zarządzająca Programem Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2007-2013 - Minister Rolnictwa i Rozwoju Wsi

ISBN 978-83-60408-47-6



**MAZOWIECKI OŚRODEK DORADZTWA ROLNICZEGO
ODDZIAŁ POŚWIĘTNE W PŁOŃSKU**

**ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII OBECNIE
I W NOWEJ PERSPEKTYWIE PO 2013 ROKU**

PŁOŃSK 2012

Spis treści:

Krajowy system wsparcia w projekcie ustawy o OZE i w nowym rozporządzeniu OZE <i>Mariusz Radziszewski</i>	3
Rola Mazowieckiej Agencji Energetycznej w działaniach na rzecz efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii <i>Dariusz Ciarkowski</i>	9
Kontraktacja plantacji wierzby energetycznej, topoli na potrzeby dostaw biomasy do elektrociepłowni PGNIG TERMIKA w Warszawie <i>Marcin Pisarek</i>	12
Pozyskanie i wykorzystanie słomy na cele energetyczne w ciepłownictwie i energetyce zawodowej w Polsce <i>Piotr Gradziuk</i>	20
Efektywność ekonomiczna instalacji fotowoltaicznych <i>Piotr Gradziuk</i>	33
Kilka uwag o aktualnej strategii energetycznej Polski <i>Karol Teliga</i>	37
Analiza ekonomiczno - ekologiczna lokalnego wykorzystania biomasy na przykładzie typowego gospodarstwa rolnego <i>Wojciech Goryl</i>	43
Czy można lepiej wykorzystać lokalne zasoby biomasy? <i>Estera Bożek, Adam Gula</i>	50
Czy biomasa dla elektrowni to dobre rozwiązanie dla Polski? <i>Adam Gula, Paweł Wajss, Wojciech Goryl</i>	74
Planowanie energetyczne w gminie <i>Leszek Jaremkiewicz</i>	85
Odnawialne źródła energii - możliwości finansowania <i>Anna Zielińska</i>	105
Sorgo - roślina energetyczna <i>Alina Kowalczyk - Juško, Roman Prażak, Kajetan Kościk</i>	107
Analiza zużycia energii różnych technologii pozyskania materiałów biogazotwórczych <i>Kamil Roman</i>	123
Emisje azotanów do wód gruntowych ze źródeł rolniczych <i>Marek Hryniewicz</i>	127
Załącznik 1 - Prezentacje podczas Konferencji	134 - 189

KRAJOWY SYSTEM WSPARCIA W PROJEKCIE USTAWY O OZE I W NOWYM ROZPORZĄDZENIU OZE

1. Regulacje organizacyjno-prawne.

1.1. Wprowadzenie.

W celu skuteczniejszego:

- 1) kształtowania reguł funkcjonowania sektora odnawialnych źródeł energii, w tym biokomponentów i biopaliw ciekłych oraz jakości paliw ciekłych;
- 2) zapewnienia realizacji zobowiązań nałożonych na Ministra Gospodarki w odniesieniu do sektora odnawialnych źródeł energii, w tym biokomponentów i biopaliw ciekłych oraz jakości paliw ciekłych;
- 3) zapewnienia informacji i ich prezentacji na forum krajowym i międzynarodowym w zakresie działalności Ministerstwa Gospodarki i funkcjonowania sektora odnawialnych źródeł energii, w tym biokomponentów i biopaliw ciekłych oraz jakości paliw ciekłych.

Utworzono w Ministerstwie Gospodarki Departament Energii Odnawialnej.

W Departamencie opracowano m.in. projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii (projekt ustawy), którego integralną częścią jest uzasadnienie do projektu ustawy wraz z oceną skutków regulacji. Najnowsza wersja projektu z dnia 9 października 2012 r. została skierowana pod obrady Komitetu do Spraw Europejskich i znajduje się na stronie Rządowego Centrum Legislacji: <http://legislacja.rcl.gov.pl/lista/2/projekt/19349/katalog/69189>. Zmiany w przepisach obowiązujących oraz przepisy przejściowe i końcowe, dotychczas uregulowane w rozdziale 11 projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii (wersja z dnia 26.07.2012 r.) zostały przeniesione do projektu ustawy – Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo energetyczne, ustawę – Prawo gazowe oraz ustawę o odnawialnych źródłach energii (projekt ustawy wprowadzającej). Projekt ten w wersji z dnia 9 października 2012 r. został również skierowany pod obrady Komitetu do Spraw Europejskich i znajduje się na stronie Rządowego Centrum Legislacji:

<http://legislacja.rcl.gov.pl/lista/2/projekt/19295/katalog/68651>

Projekt ustawy [1] określa:

- Zasady wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu w mikroinstalacji, małej instalacji oraz wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z biogazu rolniczego;
- Zasady i warunki przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii;
- Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie odnawialnych źródeł energii;
- Zasady dotyczące gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii;
- Zasady opracowania i realizacji krajowego planu działania oraz monitorowania rynku energii odnawialnych;
- Warunki i tryb akredytowania organizatorów szkoleń oraz certyfikowania instalatora małych instalacji i mikroinstalacji;
- Zasady współpracy międzynarodowej w zakresie wspólnych projektów energetycznych oraz współpracy międzynarodowej w zakresie odnawialnych źródeł energii.

W uzasadnieniu do projektu ustawy [2] czytamy, m.in.: „Najważniejszym rodzajem OZE w Polsce są bez wątpienia – biomasa, biogaz, energia słoneczna i energia wiatrowa na lądzie i morzu”.

Najważniejsze instytucje udzielające pomocy finansowej dla inwestorów instalacji OZE to Ministerstwo Gospodarki, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a także Bank Ochrony Środowiska oraz Ekofundusz.

1.2. Innowacje wynikające z projektu ustawy [1] o odnawialnych źródłach energii.

Do najważniejszych elementów, które zostały zawarte w ustawie i które mogą wpłynąć na wzrost pozyskiwania odnawialnych źródeł energii należą:

- zniesienie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w małych instalacjach i mikroinstalacjach;
- wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacjach i przekazywanie określonej nadwyżki tej energii do zewnętrznych sieci średnich i najniższych napięć;
- określenie wielkości współczynników korekcyjnych dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii oraz gwarantowanych cen stałych dla małych mikroinstalacji;
- preferencje w przyłączaniu mikroinstalacji;
- wprowadzenie elastycznych i czytelnych zasad wsparcia w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych;
- za przyłączanie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnych nie będą pobierane opłaty.

2. Współczynniki korekcyjne proponowane w projekcie ustawy.

Minister właściwy do spraw gospodarki, co trzy lata, będzie określał w drodze rozporządzenia, wielkości współczynników korekcyjnych dla instalacji odnawialnych źródeł energii w zależności od rodzaju źródła i w zależności od zakresu mocy danego źródła.

Minister właściwy do spraw gospodarki do dnia 30 września każdego roku kalendarzowego będzie określał, w drodze rozporządzenia, ceny zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 41 ust. 1, (wskazane w małe i mikroinstalacje) na następny rok kalendarzowy.

W art. 74 projektu ustawy wprowadzającej zostały podane na lata 2013 i 2014 ceny zakupu energii elektrycznej wytworzonej w następujących małych i mikroinstalacjach:

- 1) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz rolniczy - wynosi 0,70 zł za 1 kWh;
- 2) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 40 kW do 200 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz rolniczy – wynosi 0,65 zł za 1 kWh;
- 3) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 200 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz pozyskany z surowców pochodzących ze składowisk odpadów – wynosi 0,55 zł za 1 kWh;
- 4) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 200 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz pozyskany z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków – wynosi 0,45 zł za 1 kWh;
- 5) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 75 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej hydroenergie – wynosi 0,70 zł za 1 kWh;
- 6) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na lądzie – wynosi 0,95 zł za 1 kWh;
- 7) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 kW do 100 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na lądzie – wynosi 0,65 zł za 1 kWh;
- 8) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 kW, montowanych wyłącznie na budynkach, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego – wynosi 1,30 zł za 1 kWh;

- 9) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 kW do 100 kW, montowanych wyłącznie na budynkach, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego – wynosi 1,15 zł za kWh;
- 10) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 kW, montowanych wyłącznie poza budynkami, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego – wynosi 1,15 zł za 1 kWh;
- 11) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 kW do 100 kW, montowanych wyłącznie poza budynkami, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię a promieniowania słonecznego – wynosi 1,10 zł za 1 kWh.

W art. 75 projektu ustawy wprowadzającej zostały opracowane pierwsze wielkości współczynników korekcyjne na trzy lata począwszy od 2013 do 2017 roku, dla poszczególnych rodzajów i łącznej mocy zainstalowanych urządzeń odnawialnych źródeł energii wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub paliwo gazowe. W tabeli 1 podano te wielkości [1] dla najbliższych pięciu lat.

Tabela 1. Wielkości współczynników korekcyjnych w zależności od rodzaju źródła i jego mocy.

Lp	Rodzaj instalacji OZE	Zakres mocy	Wielkość współczynnika korekcyjnego w latach				
			2013	2014	2015	2016	2017
1	o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 200 kW do 500 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz rolniczy lub wprowadzających biogaz rolniczy do sieci dystrybucyjnej gazowej o ³¹ cznej produkcji biogazu rolniczego do 2 mln m ³ /rok	200 do 500 kW	1,500	1,500	1,47	1,44	1,425
2	o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 500 kW do 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz rolniczy lub wprowadzających biogaz rolniczy do sieci dystrybucyjnej gazowej o łącznej produkcji biogazu rolniczego powyżej 2 mln m ³ /rok do 4 mln m ³ /rok	500 kW do 1 MW	1,45	1,45	1,42	1,39	1,36
3	o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz rolniczy lub wprowadzających biogaz rolniczy do sieci dystrybucyjnej gazowej o ³¹ cznej produkcji biogazu rolniczego powyżej 4 mln m ³ /rok	> 1 MW	1,40	1,40	1,37	1,34	1,32
4	wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz pozyskany z surowców pochodzących ze składowisk odpadów	> 200 kW	1,10	1,10	1,06	1,02	1,00
5	wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biogaz pozyskany z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków	> 200 kW	0,75	0,75	0,72	0,70	0,67
6	biomasa spalana w układach dedykowanych lub układach hybrydowych	≤ 10 MW	1,30	1,30	1,27	1,25	1,22
7	biomasa spalana w układach dedykowanych lub układach hybrydowych	> 10 MW do 50 MW	1,05	1,05	1,03	1,01	0,99
8	biomasa spalana w układach dedykowanych lub układach hybrydowych w CHP	≤ 10 MW	1,70	1,70	1,67	1,63	1,60

9	biomasa spalana w układach dedykowanych lub układach hybrydowych w CHP	> 10 MW do 50 MW	1,40	1,40	1,37	1,34	1,32
10	biomasa spalana w układach dedykowanych lub układach hybrydowych	> 50 MW	0,95	0,95	0,93	0,91	0,89
11	biomasa spalana w układach dedykowanych lub układach hybrydowych w CHP	> 50 MW	1,15	1,15	1,13	1,1	1,08
12	biomasa do spalania wielopaliwowego	-	0,30	0,30	0,25	0,20	0,15
13	biopłyny	-	1,15	1,15	1,13	1,10	1,08
14	montowanych wyłącznie na budynkach, wykorzystujących do wytwarzania e.e. energię promieniowania słonecznego	> 100 kW do 1 MW	2,85	2,85	2,70	2,55	2,40
15	montowanych wyłącznie poza budynkami, wykorzystujących do wytwarzania e.e. energię promieniowania słonecznego	> 100 kW do 1 MW	2,75	2,75	2,60	2,45	2,32
16	wykorzystujących do wytwarzania e.e. energię promieniowania słonecznego	> 1 MW	2,45	2,45	2,32	2,20	2,07
17	energia wiatru na lądzie	> 100 do 500 kW	1,20	1,20	1,18	1,15	1,13
18	energia wiatru na lądzie	> 500 kW	0,90	0,90	0,88	0,86	0,83
19	energia wiatru na morzu	-	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
20	hydroenergia	>75 kW do 1 MW	1,60	1,60	1,58	1,55	1,53
21	hydroenergia	> 1 do 5 MW	1,70	1,70	1,67	1,65	1,62
22	hydroenergia	> 5 do 20 MW	2,00	2,00	1,97	1,94	1,91
23	hydroenergia	> 20 MW	2,3	2,3	2,25	2,20	2,15
24	wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię geotermalną	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

3. System szkoleń i kwalifikacji instalatorów odnawialnych źródeł energii.

3.1. Warunki zdobywania wykształcenia i uprawnień.

Wejście w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii wiąże się z koniecznością wdrożenia przepisów dyrektywy [4] dotyczących m.in. wypracowania warunków i trybu certyfikowania instalatorów mikroinstalacji i małych instalacji oraz akredytowania organizatorów szkoleń. Z dyrektywy UE wynika obowiązek stosowania systemu certyfikacji lub równoważnych systemów kwalifikowania instalatorów małych kotłów i pieców na biomasę, systemów fotowoltaicznych i słonecznych systemów grzewczych, płytkich systemów geotermalnych oraz pomp ciepła.

Dostępne na rynku polskim szkolenia [5] nie odpowiadają kryteriom określonym w dyrektywie UE [4]. W związku z tym potrzebne jest wprowadzenie procedur zgodnych z dyrektywą w przedmiotowej regulacji. System certyfikacji instalatorów wiąże się z definicją mikroinstalacji i małej instalacji w poszczególnych rodzajach odnawialnych źródeł energii.

3.2. Definicje mikroinstalacji i małych instalacji.

Mikroinstalacja OZE jest instalacją o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej do 70 kW.

Mała instalacja OZE jest instalacją o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 40 kW do 200 kW albo zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej powyżej 70 kW do 300 kW.

W obu przypadkach z wyłączeniem instalacji wykorzystujących energię wiatru lub służących do wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej ciepła lub chłodu z biogazu rolniczego. W uzasadnieniu projektu ustawy [2] przyjęto, że instalatorem mikroinstalacji i małych instalacji może być osoba, która posiada certyfikat.

3.3. Uzasadnienie obowiązku certyfikacji instalatorów małych i mikroinstalacji.

Zgodnie z projektem ustawy, certyfikat może otrzymać osoba, która:

- posiada pełną zdolność do czynności prawnych;
- posiada wykształcenie minimum zasadnicze zawodowe lub równoważne w zakresie urządzeń i instalacji: sanitarnych, energetycznych, grzewczych, chłodniczych lub elektrycznych;
- poświadczone trzyletnie doświadczenie zawodowe w zakresie wyżej wymienionych instalacji;
- nie była skazana za przestępstwo umyślne przeciwko wiarygodności dokumentów, obrotowi gospodarczemu oraz bezpieczeństwu powszechnemu;
- ukończyła szkolenie instalatora mikroinstalacji oraz,
- złożyła z wynikiem pozytywnym egzamin na instalatora mikroinstalacji, przed komisją egzaminacyjną działającą przy Prezesie Urzędu Dozoru Technicznego, nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia ukończenia szkolenia.

4. Wartości taryf stałych

Ministerstwo Gospodarki poprzez wdrożenie projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii zwiększy bezpieczeństwo zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną. Realizacja przyjętego projektu ustawy będzie promować działalność polegającą na samodzielnym wytwarzaniu energii elektrycznej w małych instalacjach.

W ocenie skutków regulacji [3] czytamy m.in.: „Rozproszone źródła energii o niewielkich mocach pozwalają w coraz większym stopniu zaspokajać potrzeby energetyczne odbiorców energii oraz zwiększać ich niezależność energetyczną. Dojrzałym rozwiązaniem stosowanym w krajach rozwiniętych jest przyjęcie taryf stałych, tj. gwarancji zakupu całości wytworzonej energii elektrycznej po stałej cenie w pewnym z góry ustalonym okresie np. 15 lat. System taryf stałych zapewnia potencjalnemu wytwórcy energii elektrycznej zwrot nakładów poniesionych na budowę nowego źródła w pewnym okresie czasu, po którym następuje wytwarzanie energii elektrycznej i przesyłanie jej do sieci na zasadach komercyjnych lub wytwarzanie energii elektrycznej na własny użytek”.

Ustalając wysokości poszczególnych taryf autorzy projektu ustawy dokonali pewnych założeń i uproszczeń ekonomicznych w celu zachowania porównywalności wszystkich rodzajów źródeł. Uwzględniając te założenia obliczyli pierwsze wartości taryf stałych. Wartości te podano w tabeli 2.

Tabela 2. Taryfy stałe typu Feed – In dla różnych rodzajów instalacji OZE [3]

Lp	Technologia	Taryfa [zł/kWh]
1	wytwarzających e.e. z biogazu rolniczego do 40 kW	0,70
2	wytwarzających e.e. z biogazu rolniczego powyżej 50 - 200 kW	0,65
3	wytwarzających e.e. z surowców pochodzących ze składowisk odpadów do 200 kW	0,55
4	wytwarzających e.e. z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków do 200 kW	0,45
5	hydroenergia do 75 kW	0,70
6	wiatr na lądzie do 10 kW	0,95
7	wiatr na lądzie pow. 10 kW do 100 kW	0,65
8	fotowoltaika montowana wyłącznie na budynkach do 10 kW	1,30
9	fotowoltaika montowana wyłącznie na budynkach pow. 10 kW do 100 kW	1,15
10	fotowoltaika montowana wyłącznie poza budynkami do 10 kW	1,15
11	fotowoltaika montowana wyłącznie poza budynkami pow. 10 kW do 100 kW	1,10

5. Zasadność rozwoju pozyskiwania odnawialnych źródeł energii.

Tworzenie nowych mikroinstalacji i małych instalacji do pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych jest użyteczną działalnością gospodarczą z następujących powodów:

- Zapotrzebowanie na energię elektryczną ciągle rośnie,
- Pozyskiwanie energii z odnawialnych źródeł nie degraduje środowiska i pozwala na prowadzenie zrównoważonego rozwoju poszczególnych regionów kraju,
- Pozwala tworzyć autonomiczne rejony energetyczne
- Zmniejsza straty przesyłu energii.
- Działalność ta daje zatrudnienie wielu wykwalifikowanym ludziom poszukującym pracy.

Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadza elastyczne i czytelne zasady wspierania produkcji zielonej energii z mikroelektrowni. Rozwiązania takie stosują już inne kraje, np.: Dania, Niemcy, Austria, Szwecja, Wielka Brytania i inne.

W Wielkiej Brytanii, która podobny system wprowadziła w 2010 roku, już po dwóch latach powstało około 200 tysięcy mikroinstalacji wytwarzających 600 MW mocy. Docelowo Anglicy planują rozwinąć liczbę mikroinstalacji do 2 milionów i uzyskać kilka tysięcy megawatów mocy.

W Polsce mamy możliwość pójścia podobną drogą. Pomoże nam w tym działaniu przygotowana ustawa o odnawialnych źródłach energii, która przewiduje prawo do sprzedaży nadwyżki energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacjach bez konieczności prowadzenia działalności gospodarczej (zniesienie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w mikroźródłach – zob. p. 1.2).

LITERATURA:

- [1] Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii (Projekt z dnia 9.10.2012 r.),
- [2] Uzasadnienie do projektu o odnawialnych źródłach energii (Projekt z dnia 9.10.2012 r.),
- [3] Ocena skutków regulacji (OSR) (Projekt z dnia 9.10.2012r),
- [4] Dyrektywa 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,
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dn. 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzenia posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. Nr 89, poz. 828, z późn. zm.).

Adres do korespondencji:

Ministerstwo Gospodarki, Departament Energii Odnawialnej

tel. (22) 693 56 71; faks (22) 693 40 17

e-mail: sekretariatDEO@mg.gov.pl

ROLA MAZOWIECKIEJ AGENCJI ENERGETYCZNEJ W DZIAŁANIACH NA RZECZ EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ ORAZ ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Zrozumienie roli regionalnych agencji energetycznych wymaga przede wszystkim wykazania związku szeroko pojętych zagadnień energetycznych z aktywnością regionalną społeczności lokalnych. Szereg zapisów w aktach prawnych takich jak Ustawa o samorządzie terytorialnym, *Prawo Energetyczne* czy *Ustawa o efektywności energetycznej* oraz w dokumentach strategicznych *Polityka energetyczna państwa do 2025 r.* czy *Strategie rozwoju województwa* nakładają na organy rządowe i samorządowe obowiązki zapewnienia warunków do rozwoju energetyki ze szczególnym naciskiem na rozwój energetyki odnawialnej. Dokumenty te określają zarówno działania kierunkowe, strategiczne, ale też zawierają konkretne wymogi takie jak: konieczność opracowania przez gminy *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło energię elektryczną i paliwa gazowe*, konieczność raportowania działań poprawiających efektywność energetyczną, zwiększenie udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym. Zobowiązania te wynikają między innymi z następujących dyrektyw unijnych:

- a) Dyrektywa 96/61/WE (IPCC) dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli .
- b) Dyrektywa 2002/91/WE w sprawie efektywności energetycznej budynków
- c) Dyrektywa 2006/32/WE w sprawie efektywności wykorzystania energii i usług energetycznych.
- d) Dyrektywa 2005/32/WE – ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów wykorzystujących energię.
- e) Dyrektywa 2006/32/WE – w sprawie efektywnego wykorzystania energii i usług energetycznych.

Naturalnym partnerem państwa w realizacji zobowiązań energetycznych jest samorząd terytorialny na każdym poziomie: gminnym, powiatowym i wojewódzkim. Samorząd województwa mazowieckiego realizuje te zadania poprzez uwzględnienie problematyki energetycznej w przyjętych do realizacji dokumentach programowych i planistycznych: *Strategia Rozwoju Województwa Mazowieckiego do roku 2020*, *Plan zagospodarowania przestrzennego* oraz w dokumentach towarzyszących *Program możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii dla województwa mazowieckiego*, *Program ochrony środowiska województwa mazowieckiego*. Jedną z form realizacji zapisów znajdujących się w tych dokumentach jest realizacja i koordynacja działań mających na celu:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa energetycznego,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania na środowisko,

- dążenie do osiągnięcia zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną,
- obniżenie do 2030 r. energochłonności gospodarki w Polsce do poziomu UE-15 z 2005,
- wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii w bilansie energii finalnej do 15% w roku 2020 i 20% w roku 2030,
- osiągnięcie w 2020 r. 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych oraz utrzymanie tego poziomu w latach następnych,
- ochronę lasów przed nadmiernym eksploatowaniem w celu pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw tak, aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem.

W zakresie energetyki lista działań jest bardzo obszerna i niemal na każdym etapie styka się z interesem i działaniami społeczności lokalnych. Umożliwienie udziału regionów w realizowanej centralnie polityce energetycznej umożliwił ogłoszony przez agencję EACI zarządzającą programem IEE (Inteligentna Energia dla Europy). Regionalne rozwiązywanie problemów, w tym problemów związanych z obniżaniem emisji CO₂ przy produkcji oraz wykorzystaniu energii oraz zapewnienie zrównoważonego rozwoju, stanowi rozwiązanie kierunkowe Unii Europejskiej. To regiony są podstawowym szczeblem organizacyjnym, na którym winny się skupiać wszelkie działania. Samorząd Województwa Mazowieckiego skorzystał z tej szansy i złożył wniosek, który mimo silnej konkurencji uzyskał pozytywną opinię, a co za tym idzie również dofinansowanie. Należy zauważyć, że taka forma wspierania działań pro energetycznych w regionie nie jest dość powszechna w Polsce, a liczba agencji to zaledwie kilkanaście. Zgodnie ze złożonym wnioskiem powołano do życia spółkę Mazowiecka Agencja Energetyczna, której udziałowcami oprócz udziałowca strategicznego jakim był Samorząd Województwa Mazowieckiego stały się samorzady gminne, przedsiębiorcy oraz organizacje NGO. Podstawowe cele agencji to:

- Przygotowanie kompleksowego programu energetyki regionalnej.
- Zwiększenie wykorzystywania zasobów odnawialnych źródeł energii oraz poprawa efektywności energetycznej.
- Poprawa spójności pomiędzy miejskim/przemysłowym rozwojem w regionie i ciągłym wzrostem bezpieczeństwa energetycznego.
- Zmniejszenie wydatków regionu na import energii z zewnątrz.
- Wspieranie nowego modelu energetyki, utrzymującego równowagę pomiędzy dużymi przedsiębiorstwami energetycznymi a lokalnymi niezależnymi producentami energii.
- Pozyskiwanie dla regionu środków z UE i partnerów na działania służące poprawie bezpieczeństwa energetycznego, rozwój nowych technologii oraz lokalnego przemysłu.
- Inicjowanie, wspieranie i wdrażanie programów w zakresie efektywności energetycznej.

Ideą takiej formuły agencji, było i jest uzyskanie jak najefektywniejszych rozwiązań w koordynowaniu działań energetycznych w regionie oraz jak najskuteczniejsze alokowanie środków pomocowych zarówno własnych jak i unijnych. Skład właścicielski oraz afirmacja głównego współnika wspiera takie działania i daje gwarancję ich zgodności z przyjętymi programami strategicznymi. Agencja energetyczna staje się zatem platformą wymiany informacji na poziomie regionalnym, ale też wiarygodnym partnerem do rozwiązywania problemów lokalnych. Istnieje wiele płaszczyzn aktywności Mazowieckiej Agencji Energetycznej. Są to

zarówno działania edukacyjne: konferencje, seminaria, prelekcje, szkolenia dedykowane, ale też działania w zakresie usług komercyjnych takie jak:

- Wykonywanie audytów energetycznych
- Doradztwo energetyczne
- Organizacja procesów przetargowych
- Obsługa inwestora
- Budowa systemów zarządzania zużyciem energii
- Zakupy grupowe energii elektrycznej

Każda agencja, jakkolwiek co do podstawowych celów jest podobna jedna do drugiej, to różni się w swoim działaniu, gdyż uwzględnia w nich swoje regionalne uwarunkowania. To one nadają podejmowanym inicjatywom specyfikę, która gwarantuje dużą skuteczność oddziaływania. To umocowanie regionalne czyni agencję ważnym elementem polityki energetycznej na każdym poziomie samorządu. Powierzenie Mazowieckiej Agencji Energetycznej realizacji kolejnych projektów unijnych oraz roli lidera w utworzonym przez nią klastrze energetycznym, oznacza, że przyjęte rozwiązanie było trafne i przynosi spodziewane efekty.

*Adres do korespondencji:
Mazowiecka Agencja Energetyczna Sp. z o.o.
Aleje Jerozolimskie 151 lok. 25; 02-326 Warszawa
Tel./fax: +48 22 290 29 42; 22 407 14 17
e-mail: biuro@mae.com.pl*

KONTRAKTACJA PLANTACJI WIERZBY ENERGETYCZNEJ, TOPOLI NA POTRZEBY DOSTAW BIOMASY DO ELEKTROCIĘPŁOWNI PGNIG TERMIKA W WARSZAWIE

PGNIG TERMIKA SA spółka Grupy Kapitałowej PGNiG Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, wytwarzająca energię ciepłą i elektryczną w Warszawie, wykorzystuje biomase w procesach produkcji od roku 2007. Współspalanie biomasy w elektrociepłowni (EC) Żerań w kotłach fluidalnych OFz-450 (KF A i B) ma prawie pięcioletnią historię. W roku 2009 wdrożona została instalacja przystosowana do współspalania granulatu (pellets) z biomasy leśnej oraz suchych surowców rolniczych w 4 kotłach blokowych w elektrociepłowni Siekierki. Uruchomienie instalacji nastąpiło w 2010 roku.

W 2011 roku wykorzystaliśmy ok. 100 tys. ton biomasy w EC Żerań, około 60 tys. ton w EC Siekierki. Pozwoliło to wyprodukować 166.000 MWh zielonej energii, co odpowiada ok. 5% całkowitej ilości energii elektrycznej wyprodukowanej i dostarczonej przez PGNIG TERMIKA odbiorcom sieciowym. Biomasa pochodzenia leśnego pochodzi głównie od dostawców polskich pozyskujących drzewne odpady tartaczne i pozostałości z gospodarki leśnej. Część wykorzystywanej w obu instalacjach w latach 2011-2012 biomasy rolnej pochodziła od krajowych producentów biomasy rolnej, część pochodziła z importu. Aktualnie PGNIG TERMIKA przygotowuje się do zmodernizowania jednego ze starszych kotłów węglowych w EC Siekierki i jego przebudowy na kocioł spalający wyłącznie biomase i łącznego wykorzystania do ok. 500 tys. ton biomasy od 2015 roku. W I półroczu 2012 r. wykorzystane zostało ok. 100 tys. ton biomasy w istniejących instalacjach współspalania.

Doświadczenia w zastosowaniu biomasy

Kilkuletni okres zastosowania biomasy pozwolił na zdobycie doświadczeń technicznych w jej współspalaniu w dużym przedsiębiorstwie energetycznym, w dostawach biomasy z rynku, w obserwacji rozwoju rynku produkcji biomasy w kraju. Od roku 2007 do 2011 w EC Żerań wykorzystano kilka tysięcy ton zrębków wierzby energetycznej, pozyskanej w ramach bieżących zakupów biomasy lub w ramach dostaw w oparciu o roczne umowy z dostawcami. Biomasa wierzby dostarczana była z kilkunastu plantacji. Niektóre oddalone były do 250 km od Warszawy. Nawiązaliśmy pozytywną współpracę z właścicielami plantacji wierzby oraz dostawcami biomasy wierzby. Wspólnie rozwijamy doświadczenia w produkcji wierzby na plantacjach i jej efektywnym wykorzystywaniu na cele energetyczne. Przeprowadziliśmy także testy spalania biomasy innych roślin energetycznych, np. ślazuca, granulatu z wierzby energetycznej.

W trakcie naszych wizyt, prac i doświadczeń zaobserwowaliśmy kilka problemów organizacyjnych, agrotechnicznych i jakościowych z dostawami biomasy z plantacji wierzby założonych w latach 90-tych. W przypadku niektórych plantacji działki wierzby były małe tzn. kilkuhektarowe i położone w rozdrobieniu. Na części z plantacji, rzędy wierzby nasadzone były gęsto tj. stosowano powyżej 25-30 tys. sztuk sadzonek na hektar, bez przerwy

technologicznej międzyrzędami umożliwiającymi przejazd ciągników z osprzętem. Naszym zdaniem nie jest to efektywny sposób. Przy gęstych nasadzeniach kłacza konkurują między sobą, część z nich wysycha, nie rozwija się. Brak przerw między rzędami utrudnia efektywne zmechanizowane zastosowanie środków ochrony roślin, wykonanie mechanicznej likwidacji chwastów, wykonanie nawożenia w pierwszym lub drugim roku w okresie wzrostu oraz utrudnia lub uniemożliwia zbiór wierzby sieczkarniami do kukurydzy przystosowanymi do zbioru plantacji tj. wierzby czy topoli.

Część z plantatorów miała problemy ze zbiorem kombajnowym gęsto nasadzonych plantacji lub wjazdem maszyn na plantacje na gruntach podmokłych i zawadnianych zimą lub wiosną. Zbiór ręczny wierzby z plantacji z rozdrobnieniem przy pomocy najprostszyc rozdrabniaczy, który obserwowaliśmy, jest obarczony wyższymi kosztami wynagrodzenia pracowników i zastosowania kilku maszyn. Zastosowanie rębarek bez sit umożliwiających domielenie, powoduje, że w masie zrębków pozostają dłuższe kłacza i kawałki tzw. niedoręby. Powodują one utrudnienia w instalacjach podawania biomasy do współspalania oraz mogą powodować utrudnienia procesu spalania tj. zawieszanie, blokownie podajników, sit lub przesypów kotła, niedopalenie w palenisku, blokowanie instalacji usuwania żużla z kotłów. W zakupach zrębków drzewnych ze źródeł leśnych oraz biomasy z upraw energetycznych stosujemy specyfikacje parametrów i jakości w dostawach, aby unikać zagrożeń technologicznych.

Program kontraktacji plantacji wierzby energetycznej PGNIG TERMIKA

Oprócz rutynowych zakupów rynkowych biomasy, spółka przygotowała kompleksową ofertę współpracy dla rolników chcących podjąć produkcję upraw energetycznych na plantacjach. Zawieramy wieloletnie umowy kontraktacji produkcji wraz z dostawą biomasy z plantacji wierzby do elektrociepłowni w Warszawie. Warunki umowy obejmują szereg elementów min. warunki przygotowania gruntu, warunki uprawy i pielęgnacji plantacji, zasady zbioru biomasy, transportu i rozliczenia dostawy do elektrociepłowni na zasadzie współpracy z Operatorem. Rozwinięto współpracę z wyspecjalizowanymi w produkcji sadzonek, uprawie wierzby i jej zbiorze Operatorami dysponującym sprawdzonymi odmianami wierzby i wieloletnim doświadczeniem w jej uprawie. Program kontraktacji plantacji rozpoczął się w 2009 roku.

Zawieramy umowy kontraktacji plantacji szybkorosnącej wierzby wiciowej krzewiastej (*Salix viminalis L.*) na terenie Mazowsza, Mazur, bliskiego Podlasia, pogranicza Mazowsza i województwa Lubelskiego na zasadzie wkładu finansowego i organizacyjnego PGNIG TERMIKA. Zakres kontraktacji w kolejnych latach uzależniony jest od dynamiki rozwoju rynku, mechanizmów wsparcia upraw i produkcji rolnej w ramach Wspólnej Polityki Rolnej UE po 2013 r. Naszą strategią jest zainicjowanie plantacji pozwalających wyprodukować i pozyskać do 100 tys. ton biomasy rocznie. W latach 2010–2012 kontynuujemy kontraktację kolejnych plantacji energetycznych. Prowadzimy rozpoznanie gruntów, ich badania i negocjacje z wieloma gospodarstwami rolnymi.

Podstawowe zasady umów kontraktacji dla plantacji wierzby energetycznej, wg aktualnej propozycji PGNIG TERMIKA, są następujące:

- zawarcie wieloletniej umowy kontraktacji z użytkownikiem gruntu na okres 17 lat,
- pięć cykli rotacji (pięć zbiorów) w tym zbiory biomasy co trzeci rok, dopuszczone są elastycznie zbiory między 2-4 rokiem,

- nasadzenia o gęstości 13000-15000 sadzonek na 1 ha, w dwurzędzie – ze względu na wymogi pielęgnacji plantacji oraz zmechanizowany zbiór biomasy wierzby (kombajnowy),
- nasadzenia sadzarkami wielosekcyjnymi mechanicznymi lub pneumatycznymi o wydajnościach 0,5 – 1 ha/godz. (raczej unika się nasadzeń ręcznych),
- wykorzystanie sprawdzonych sadzonek odmian wierzby, zarejestrowanych i dopuszczonych do produkcji rolnej oraz obrotu w Polsce i UE (zarejestrowanych w COBORU z siedzibą w Słupii Wielkiej lub wspólnotowych katalogach rejestracji odmian roślin uprawnych, tj. CPVO z siedzibą we Francji),
- podział zasad i prac: rolnik – likwidacja wieloletnich chwastów, uprawa przedsięwna, pielęgnacja i nawożenie, transport, skład polowy i dostawa (opcjonalnie różne warianty), operator – dostawa sadzonek i wykonanie nasadzeń plantacji oraz zbiór kombajnowy lub zmechanizowany (z wytworzeniem zrębków),
- częściowe dofinansowanie nakładów plantacji (w roku 0 i 1) kwotą 2500zł/ha – na potrzeby pokrycia kosztów przygotowania gruntu i pielęgnacji plantacji przez okres pierwszych 12 miesięcy ze środków PGNIG TERMIKA.
- PGNIG TERMIKA pokrywa też koszty zakupu sadzonek, wykonania nasadzeń oraz koszty zmechanizowanego zbioru biomasy (bez transportów polowego i drogowego do EC w Warszawie).

Obserwujemy zainteresowanie rynkowe przede wszystkim wierzbą krzewiastą, topolą, miskantem. Kontraktujemy plantacje wierzby energetycznej, pracujemy też nad ofertą kontraktacji plantacji topoli energetycznej.

Kryteria i zasady kontraktacji plantacji przez PGNIG TERMIKA

Każdy producent rolny, użytkownik gruntów rolnych czy też producent biomasy, którego zainteresuje nasza oferta może stać się wieloletnim dostawcą i partnerem PGNIG TERMIKA. Podstawowe zasady to bliska lokalizacja plantacji od Warszawy (najchętniej do 150-200km), areal min. 20ha, grunty predysponowane do lokalizacji i uprawy wierzby (gleby mineralne, III-V klasy bonitacyjnej, odpowiednich kompleksów możliwe do typowej uprawy rolnej, grunty z wysoką retencją wody w glebie, zwierciadłem wód gruntowych 1-3 m od powierzchni terenu ale nie podmokłe i trwale zawodnione co uniemożliwia uprawę i/lub wjazd maszyn do zbioru i transportu biomasy), niewykorzystywanie najlepszych i dobrych gatunków gleby pod plantacje roślin energetycznych, pozytywny bilans CO₂ z plantacji i wykorzystania wyprodukowanej biomasy. W swoich działaniach wykorzystujemy min. praktyki rekomendowane w podręcznikach: „Uprawa roślin na potrzeby energetyki” „Instrukcja Upowszechnieniowa nr 176 Uprawa Roślin na Cele Energetyczne”, opracowanych przez Państwowy Instytut Uprawy, Nawożenia i Gleboznawstwa w Puławach IUNG-PIB Puławy. (dodatkowe informacje znajdują się w serwisie internetowym: <http://termika.pgnig.pl/biomasa/kontraktacja-plantacji/>).

Zasady agrotechniczne z doświadczeń PGNIG TERMIKA, zalecenia zawarte w umowach kontraktacji

Ważnymi zabiegami pielęgnacji plantacji w pierwszych tygodniach od posadzenia sadzonek (tj. między 1-15 tyg.) jest prawidłowe przeprowadzenie blokowania wzrostu chwastów oraz ich likwidacji po wschodach, poprzez opryski dobranymi herbicydami doglebowymi oraz nalistnymi w celu likwidacji chwastów jednoliściennych lub dwuliściennych w pierwszych tygodniach wzrostu wierzby, jak też minimum 2-3 krotne właściwe i dokładne mechaniczne pielenie międzyrzędzi plantacji w celu możliwie dokładnego ścięcia, zniszczenia i przyorania chwastów w trakcie wczesnej fazy ich wzrostu. Nasze doświadczenia wskazują, że w roku o stosunkowo dużych i intensywnych opadach deszczu zabieg dokładnego mechanicznego

zlikwidowania chwastów (najlepiej aktywnym pielnikiem przyorującym glebę do głębokości ok. 10cm) musi być powtórzony terminowo więcej niż 2 razy. Intensywne opady wymywają herbicydy doglebowe i nalistne, osłabiają oczekiwane efekty działań oprysków.

W umowach kontraktacji zalecamy stosowanie programu zabiegów i produkcji biomasy z Plantacji wierzby przez 17 lat zgodnie z Załącznikiem (Nr 2) do Umowy kontraktacji zawierającym rekomendacje i zalecenia przedstawione poniżej:

Umowa nr **12DWPGXXX** - Załącznik nr 2. Zasady produkcji Biomasy i utrzymania Plantacji.

1. Załącznik określa zasady poprawnego przygotowania gruntu, założenia Plantacji oraz prowadzenia uprawy Plantacji zgodnie z dostępną wiedzą i doświadczeniem.
2.
5. Szczegółowe zasady prowadzenia Plantacji wraz z harmonogramem prac:

Czynność	Rok	Miesiące	Typ zabiegu i rekomendacje
I. Przygotowanie Gruntu – przygotowanie pola po zbiorze uprawy poprzedzającej (lub użytków zielonych)			
Jesienne Przygotowanie Gruntu	0	Lipiec – Październik	Wykonanie badań gleby pod kątem przydatności Gruntu do prowadzenia uprawy wierzby energetycznej oraz w celu określenia wymagań wapnowania i nawożenia.
			Oprysk herbicydem nie-selektywnym na bazie glifosatu 4-8 dm ³ /ha (Roundup 360 SL, Avans 360 SL, Klinik 360 SL).
			Wapnowanie CaO na glebach o pH<5, 5. Szczegółowa dawka określona na podstawie badań gleby (dla gleb lekkich zwykle jest to 1-3 t wapna na 1 ha, a na glebach ciężkich 2-4 t wapna na 1 ha).
			W zależności od wyników badań gleby uzupełnienie składników mineralnych poprzez nawożenie P, K (rekomendowane dawki to 10-20 kg P ₂ O ₅ oraz 20-40 kg K ₂ O na 1 ha).
			Niszczenie mechaniczne chwastów w okrywie (kultywator / brona talerzowa).
			Orka zimowa głęboka 35-40 cm.
Wiosenne Przygotowanie Gruntu	1	Marzec – Maj	Bronowanie przedsiewne.
			Nawożenie P, K (według tych samych zaleceń jak dla Jesiennego Przygotowania Gruntu), o ile nie zostało już wykonane w roku 0.
			Uprawa gruntu agregatem do upraw / wałowanie lub włókovanie.
			Usuwanie kamieni, (jeżeli uzasadnione).

Czynność	Rok	Miesiące	Typ zabiegu i rekomendacje
II. Założenie Plantacji			
Założenie Plantacji	1	Marzec – Maj	Sadzenie mechaniczne sadzonek wierzby energetycznej sadzarką 4-6 rzędową (rekomendowany ciągnik o mocy minimum 100 KM i napędzie na 4 koła). Gwarantowana ilość sadzonek 13 000 na hektar. Założenie Plantacji powinno zostać wykonane najpóźniej do końca maja.
III. Prowadzenie i pielęgnacja Plantacji w 1 roku			
Prowadzenie i pielęgnacja Plantacji	1	Marzec – Maj	Zalecany oprysk herbicydem doglebowym w terminie 1-7 dni po sadzeniu (Cougar 600 SC, Guardian CM 664 EC/Max, STOMP 330/400 EC, Azotop 80 WP, Dual Gold 960 EC lub innym o zbieżnym składzie chemicznym odpowiednio do występujących chwastów).
		Kwiecień – Czerwiec	Nawożenie N (dawka startowa 20-30 kg N/ha)
		15 Maja – Sierpień	Likwidacja chwastów podczas wegetacji: – herbicydem selektywnym (Focus Ultra 100 EC, Matrigon, Lontrel 300 SL, Targa 10 EC/Super, Agil 100 EC, Fusilade Forte 150 EC EC lub innym o zbieżnym składzie chemicznym odpowiednio do występujących chwastów), – mechaniczne pielenie 2 lub 3 krotne z zerwaniem i rozdrobnieniem chwastów pielnikiem aktywnym lub kultywATOREM międzyrzędowym (opcjonalnie zastosowanie herbicydu totalnego na chwasty w międzyrzędziu przy pomocy opryskiwacza - belki herbicydowej).
		Kwiecień Grudzień	Monitoring i lustracja wzrostu, kontrola przed szkodnikami, jeżeli uzasadnione: – oprysk pestycydami, – oprysk insektycydami, – ochrona przed spalowaniem przez zwierzęta.
Zbiór pielęgnacyjny	1/2	Grudzień - Marzec	Ścięcie rozkrzewiające kłaczy po końcu wegetacji na wysokości ok. 10-20 cm (np. przy pomocy kosiarek dyskowych, ścinaczy 2-nożowych do łąk i zielonek, rozdrabniaczy sadowniczych aktywnych napędzanych WOM (w opcji z przodu, z tyłu), ręcznych wykaszarek). Zalecane jak najmniejsze uszkodzenia i naruszenie karp. Zaleca się nie stosować kosiarek listwowych, które mogą naruszać karpy lub nadszarpywać kłacze w płaszczyźnie cięcia. Ścięcie rozkrzewiające zrealizować możliwie późno, na kilka tygodni przed ponowną wegetacją wierzby.

IV. Prowadzenie i pielęgnacja Plantacji w następnych latach, zbiór oraz dostawa Biomasy do miejsca wydania u Odbiorcy			
Prowadzenie i pielęgnacja Plantacji	2, 5, 8, 11, 14	Marzec – 10 Kwietnia	Po zbiorze oprysk herbicydem selektywnym (kontaktowym) przed wegetacją kłączy wierzby.
		Marzec – Kwiecień	Nawożenie P, K. Rekomendowana dawka 30 kg P ₂ O ₅ oraz 100 kg K ₂ O.
		Marzec – Kwiecień	Nawożenie N, rekomendowana dawka 80-100 kg N/ha lub więcej. Alternatywnie zastosowanie komunalnych osadów ściekowych 10-20t/ha m.in. (zalecana dawka do 4 ton s.m/ha) o odpowiadającej w osadach zawartości N w kg/ha dawce N mineralnego.
		15 Marzec – Sierpień	Kontrola wzrostu chwastów (ew. pielenie mechaniczne międzyrzędzia).
		15 Marzec – Grudzień	Monitoring i lustracja wzrostu, kontrola przed szkodnikami, jeżeli uzasadnione: – oprysk pestycydami, – oprysk insektycydami, – ochrona przed spalowaniem przez zwierzęta.
	3, 6, 9, 12, 15	Styczeń – Grudzień	Kontrola plantacji (szkodniki, zwierzęta, okresowe podtapianie).
	4, 7, 10, 13, 16	Styczeń – Grudzień	Kontrola plantacji (szkodniki, zwierzęta, okresowe podtapianie).
Czynność	Rok	Miesiące	Typ zabiegu i rekomendacje
Zbiór Biomasy	4/5, 7/8, 10/11,	Grudzień – Marzec	Zbiór mechaniczny przy użyciu sieczkarni (np. Jaguar firmy Class) z jednoczesnym zrębkowaniem wierzby energetycznej. Zrębki są bezpośrednio wyrzucane do przyczepy ciągniętej przez ciągnik jadący obok sieczkarni.
Transport polowy Biomasy	13/14, 16/17	Grudzień – Marzec	Transport polowy to transport zrębków wierzby energetycznej przy pomocy ciągnika wraz z przyczepą. Zrębki wierzby energetycznej są przewożone z Plantacji do miejsca składowania w magazynie Producenta.
Składowanie biomasy w magazynie Producenta		Grudzień – Maj	Jako magazyn Producenta należy rozumieć utwardzone miejsce położone w bezpośrednim pobliżu Plantacji, do którego będą mogły dojechać samochodowe środki transportu. Miejsce to powinno także umożliwiać załadunek Biomasy na samochodowe środki transportu. Zrębki wierzby mogą być składowane bez zadaszenia, nawet na utwardzonej części pola.

Załadunek Biomasy na środki transportu samochodowego		Grudzień – Maj	Załadunek odbywa się przy pomocy ładowarek lub ewentualnie urządzeń załadowniczych zainstalowanych bezpośrednio na środkach transportu samochodowego.
Transport Biomasy do miejsca wydania u Odbiorcy		Grudzień – Maj	Transport Biomasy z miejsca składowania Producenta do miejsca wydania u Odbiorcy samochodowymi środkami transportu. Samochody powinny mieć możliwość rozładowania tyłem, mogą być także wyposażone w tzw. Ruchome podłogi.
V. Likwidacja Plantacji			
Likwidacja plantacji	17	15 Kwietnia – Czerwiec	Likwidację plantacji można rozpocząć, gdy kłącza osiągną wysokość >15 cm i liście rozpoczęły rozwój. Oprysk herbicydem nie-selektywnym na bazie glifosatu w mieszaninie z herbicydem MCPA. Karczowanie karp. Zalecane jest użycie mocnej-ciężkiej brony talerzowej, ciężkiego karczownika leśnego (frezu leśnego), ogławiaczy do buraków cukrowych do częściowego odcięcia korzeni i rozdrobnienia karp. Opcjonalnie zalecane jest użycie mocnych rototilerów dyskowych z napędem lub rozdrabniaczy do karczowania karp i korzeni większej mocy. Po karczowaniu zalecane wykonanie uprawy bezorkowej (agregatami talerzowymi). Korzenie rozkładają się w glebie do 24 miesięcy.

Wpływ braku mechanizmów wsparcia (tj. dopłaty ryczałtowe do plantacji energetycznych, premie za produkcję energii z biomasy z plantacji) lub ich zaniechania na stabilność rynku produkcji biomasy w Polsce

Z posiadanych przez nas analiz wynika, iż polski rynek biomasy jest daleki od płynności, co może stanowić utrudnienie w realizacji pakietu klimatycznego 3x20%. Krajowa legislacja wspiera i zobowiązuje do spalania biomasy nieleśnej. Popyt biomasy nieleśnej dynamicznie rośnie. Bez trwałego systemu wsparcia dopłat do zakładania plantacji roślin energetycznych i samych upraw podaż biomasy jest ograniczana ze względu na wysoki nakład inwestycyjny na zakładanie plantacji. Część rolników lub potencjalnych producentów nie posiada pełnych środków na inwestycje w plantację. Energetyka też nie jest w stanie zapłacić każdej ceny za oferowaną biomasę ze względu na ustawowo określoną (ograniczoną) umowną cenę świadectw pochodzenia energii ze źródła odnawialnego, presję na obniżanie cen pozwoleń na emisję CO₂ oraz cenę równoważną rynkową biomasy dostarczanej z importu. Ekonomia działań po stronie producenta upraw energetycznych i energetyki tworzy system naczyń połączonych. Ważne jest zrozumienie tych zależności, aby odpowiednio stymulować rozwój energetyki odnawialnej i produkcji biomasy z plantacji.

Rynek oczekuje stymulujących i odpowiednich regulacji prawa w obszarze energetyki i mechanizmów wsparcia rolnictwa aby stymulować produkcję biomasy z plantacji roślin energetycznych w kraju. Niezbędne do większego rozwoju areału plantacji energetycznych

i produkcji z nich biomasy w Polsce jest wprowadzenie mechanizmów wsparcia produkcji biomasy z plantacji np. w postaci:

- a) dotacji ryczałtowych udzielanych dotychczas w małej skali przez Agencję Rynku Rolnego w latach 2008-2009, oraz
- b) premii dla przedsiębiorstw energetycznych produkujących energię ciepłą i elektryczną w kogeneracji, ciepło lub energię elektryczną z biomasy, wykorzystujących biomasę z plantacji o podobnych zasadach do premii finansowych dla przedsiębiorstw energetycznych wdrożonych i funkcjonujących min. w Wielkiej Brytanii, Niemczech czy Włoszech.

Takie mechanizmy wspierające rozwój wieloletnich plantacji szybko rosnących roślin energetycznych (tj. wierzba, topola) jak np. dotacje ryczałtowe do zakładania plantacji wieloletnich roślin energetycznych zostały wdrożone w Unii jako wieloletnie mechanizmy w Szwecji, Irlandii, Włoszech, Wielkiej Brytanii, Czechach.

Tab. 1. Podsumowanie informacji nt. dotacji do zakładania plantacji wieloletnich roślin energetycznych w krajach Unii Europejskich w ramach programów krajowych.

Kraj	Wysokość dotacji do nakładów plantacji [waluta/ na 1 ha]	Rok wprowadzenia dotacji
Szwecja	10.000 SEK; \approx 1000 Euro /ha (wierzba) 5.000 SEK; \approx 500 Euro /ha (wierzba)	Wprowadzenie w 1991 r. Zmiana wysokości w 2000 r.
Wielka Brytania	1600 GBP /ha (miskant) 1000 GBP /ha (wierzba) 40% nakładów założenia plantacji (wierzba, topola, miskant, inne)	Dotacje wprowadzono w 2004 r. Zmiana warunków w 2007 r.
Rep. Czeska	1600 – 2500 Euro /ha (wierzba)	Dotacje wprowadzono od 2000 r.
Włochy	Dotacja do 40% nakładów na założenie (plantacje topoli)	Dotacje w Programach Regionalnych rozwoju produkcji rolnej od 2007 r.

Adres do korespondencji:

Zespół ds. Kontraktacji Biomasy

PGNIG TERMIKA SA 03-216 Warszawa ul. Modlińska 15

dodatkowe informacje w serwisie: <http://termika.pgnig.pl/biomasa/kontraktacja-plantacji/>

Pozyskanie i wykorzystanie słomy na cele energetyczne w ciepłownictwie i energetyce zawodowej w Polsce

Wstęp

Według „Małej Encyklopedii Rolniczej” [Mała Encyklopedia...1963] słoma to „dojrzałe lub wysuszone źdźbła roślin zbożowych; określenia tego używa się również w stosunku do wysuszonych łodyg roślin strączkowych, lnu, rzepaku”. Podstawowym składnikiem słomy jest włókno surowe i związki bezazotowe wyciągowe. Ponadto charakteryzuje się wysoką zawartością suchej masy (około 85%), zdolnością do chłonięcia wody i gazów. Te czynniki przez wiele lat decydowały o kierunkach jej wykorzystania.

Słoma jest najczęściej używanym materiałem ściółkowym. Stosuje się ją w chowie wszystkich rodzajów zwierząt gospodarskich, zwłaszcza w gospodarstwach posiadających tradycyjne budynki inwentarskie. Ilość stosowanej ściółki jest różna. Zależy od rodzaju zwierząt (np. bydło potrzebuje jej więcej niż konie), jakości paszy, konstrukcji budynków. Roczne zapotrzebowanie na słomę ściółkową zależy też od liczby dni przebywania zwierząt w pomieszczeniach.

Mimo niskiej wartości pokarmowej słoma stanowi często niezbędny składnik pasz, zwłaszcza dla bydła i owiec. Wypełniając przewód pokarmowy, stwarza poczucie sytości, uzupełnia suchą masę pasz soczystych, równoważy nadmiar białka. Słoma może być również dodawana do zakiszonej masy roślinnej lub wysłodków buraczanych. Czynione były również próby uzdatniania słomy za pomocą ługu sodowego, amoniaku, mocznika, węglanu amonowego, kwasu siarkowego, drożdży.

Taki sposób wykorzystania słomy jeszcze na początku lat osiemdziesiątych, potwierdziły badania IUNG. Wynika z nich, że około 58% zbieranej słomy zużywano na ściółkę, 36% na paszę, a 6% na inne cele (przykrywanie kopców, przygotowanie mat w gospodarstwach ogrodniczych, ocieplanie budynków) [Kozakiewicz 1984].

Od drugiej połowy lat osiemdziesiątych z jednej strony obserwowany jest znaczący spadek pogłowia zwierząt w tym przede wszystkim bydła, owiec i koni, z drugiej zaś wzrost udziału w strukturze zasiewów zbóż i rzepaku. Ponadto głównie na gruntach po byłych PGR, w większości gospodarstw prowadzona jest gospodarka bezinwentarzowa. W tej sytuacji pojawił się problem nadwyżek słomy [Gradziuk 1995], które początkowo prawie w całości wykorzystywano na cele nawozowe poprzez jej przyorywanie bądź palenie. W Unii Europejskiej słoma wykorzystywana jest głównie w rolnictwie, jako materiał ściółkowy w produkcji bydła, owiec i koni, nawóz organiczny oraz coraz częściej w energetyce w tym jako paliwo w kilkunastu elektrociepłowniach.

Nawożenie słomą zwiększa zawartość makro i mikroelementów oraz wpływa dodatnio na bilans składników pokarmowych w glebie (tab. 1 i 2). Ponadto słoma wykorzystana na cele nawozowe może być bardzo ważnym źródłem substancji organicznej, która istotnie wpływa na strukturę gleby, równowagę stosunków powietrzno - wodnych. Przyorywanie słomy ma również duże znaczenie w walce z chwastami [Popławski 1996].

Nawożenie słomą w brew pozorom nie jest zabiegiem tanim, ponieważ wymaga bardzo starannych, terminowych zabiegów agrotechnicznych (w tym zastosowania drogiego nawożenia azotowego) oraz pocięcia słomy na sieczkę i równomiernego rozrzucenia na polu. W niepomysłnych warunkach termicznych i wilgotnościowych przyorana słoma może powodować obniżkę plonów. Ponadto słoma jako nawóz organiczny nie powinna być częścią

stosowana na tym samym polu niż raz na 2 – 4 lata. Zadawalające efekty nawożenia słomą przez jej przyoranie uzyskuje się na sprawnych biologicznie i nie przesuszonych glebach. Brak wilgoci bądź jej nadmiar w glebie może bowiem wpływać niekorzystnie na przebieg rozkładu substancji organicznej słomy [Włodarz 2001].

Tabela 1. Przeciętna zawartość suchej masy (s.m.) i podstawowych makroskładników w słomie wybranych gatunków roślin uprawnych

Roślina	Zawartość w % (Z ₁)						
	s.m.	azot N	fosfor P ₂ O ₅	potas K ₂ O	magnez MgO	wapń CaO	siarka S
Pszenica	86	0,7	0,2	1,4	0,3	0,4	0,2
Żyto	86	0,5	0,2	1,2	0,1	0,3	0,2
Pszenżyto	86	0,6	0,2	1,5	0,2	0,4	0,2
Jęczmień	86	0,6	0,3	2,0	0,2	0,7	0,3
Owies	86	0,8	0,3	2,7	0,2	0,7	0,3
Kukurydza	86	0,7	0,6	2,0	0,3	0,6	0,2
Rzepak	86	0,7	0,3	2,5	0,2	0,5	0,1
Groch i bobik	86	1,5	0,2	1,3	0,2	0,2	0,4

Źródło: Popławski Z., 1996: Słoma – jako nawóz organiczny. IUNG Puławy, s. 5

Tabela 2. Przeciętna zawartość suchej masy (s.m.) i podstawowych mikroskładników w słomie wybranych gatunków roślin uprawnych

Roślina	s.m. [%]	Zawartość w mg/kg (Z ₂)					
		bor B	cynk Zn	mangan Mn	miedź Cu	molibden Mo	żelazo Fe
Pszenica	86	2,8	9,7	25,4	5,1	0,33	125
Żyto	86	1,8	8,1	70,0	1,8	0,26	50
Pszenżyto	86	2,2	9,2	55,0	2,5	0,26	75
Jęczmień	86	4,8	22,0	40,9	4,2	0,28	-
Owies	86	4,0	48,2	129,5	3,6	0,31	-
Kukurydza	86	14,0	27,0	81,1	15,0	-	117
Rzepak	86	17,8	10,6	22,5	2,5	0,23	-
Groch i bobik	86	13,0	28,3	44,0	4,0	-	156

Źródło: Popławski Z., 1996: Słoma – jako nawóz organiczny. IUNG Puławy, s. 5

Również spalanie słomy nie okazało się tanim sposobem stosowania jej jako nawozu. W RFN stwierdzono, że przyorywanie spalonej słomy wymaga zbliżonych nakładów pieniężnych jak takie samo użycie słomy rozdrobnionej, ale jest czynnością znacznie bardziej pracochłonną. Duża różnica w nakładach pracy wynika stąd, że palenie słomy na polu musi być wykonywane zgodnie z odpowiednimi przepisami [Buhtz 1976]. W Polsce reguluje to § 39 Rozporządzenia MSWiA z dnia 21 kwietnia 2006 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów¹. Dopuszcza on wypalanie słomy i pozostałości roślinnych na polach w odległości co najmniej 100 m od zabudowań, lasów, zboża na pniu i miejsc ustawiania stert lub stogów, zapewniając stały nadzór miejsca wypalania oraz w sposób nie powodujący zakłóceń w ruchu drogowym. Nie przestrzeganie tych przepisów może skutkować nałożeniem mandatu karnego.

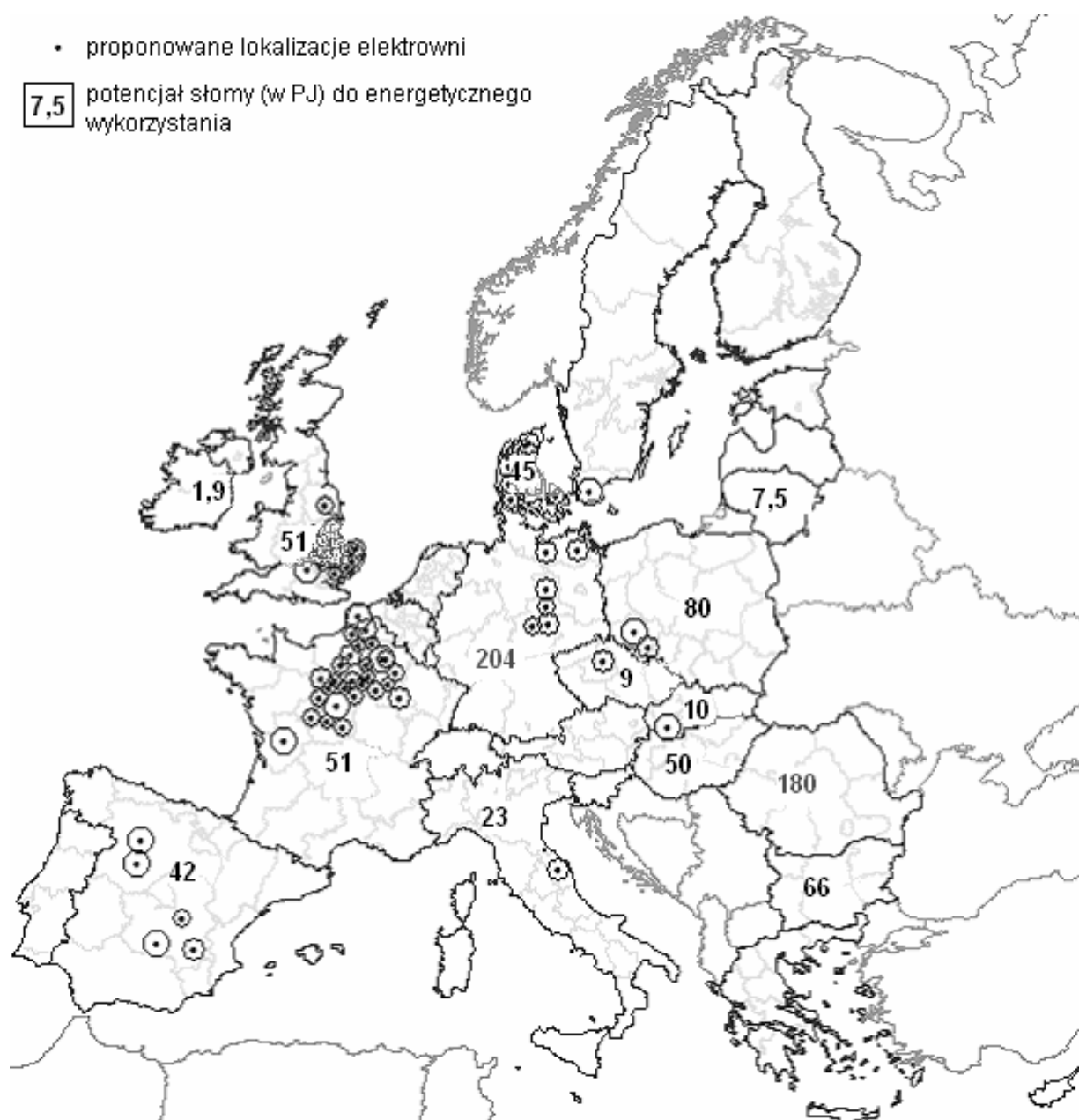
Spalanie słomy na polu jest jednak bardzo szkodliwe dla środowiska przyrodniczego. Materia organiczna, którą stanowi słoma, zamiast wracać do gleby i brać udział w procesach mikrobiologicznego rozkładu, tak niezbędnego dla prawidłowego funkcjonowania agroekosystemu, ulega przez ogień całkowitemu zniszczeniu, a zawarty w niej azot ulatnia się

¹ Dz. U. 2006 nr 80 poz. 563.

do atmosfery. Ogień powodujący powstawanie wysokich temperatur prowadzi do nadmiernego nagrzewania się górnych warstw gleby oraz ich dezaktywację biologiczną. Ginią liczne drobnoustroje glebowe, które uczestniczą w procesach rozkładu i mineralizacji materii organicznej, a także część fauny glebowej. W wyniku tego funkcjonowanie ekosystemu może zostać na pewien czas przyhamowane, co niekorzystnie odbija się na produkcji. Inną niekorzyścią ekologiczną powstającą w wyniku spalania słomy pokombajnowej na polach jest fakt, iż prowadzi do destrukuryzacji gleby, zmniejszenia retencji wodnej, ale też porowatości, co uniemożliwia napowietrzanie się gleby. Procesy tlenowe przechodzą wówczas w beztlenowe, a to jest zjawisko bardzo niekorzystne dla wszelkiego rodzaju procesów biochemicznych zachodzących w glebach. Spalanie słomy chociaż jest zabiegiem sanitarnym i odchwaszczającym dla gleb, to niszczy jednak nie tylko populacje osobników szkodliwych (szkodniki i patogeny oraz chwasty), ale też biocenozy korzystne, to jednak w bilansie strat i korzyści wynikających ze spalania słomy późniejszej zdecydowanie przeważają straty [Kostuch 1995]. Dlatego też Kodeks Dobrej Praktyki Rolniczej zabrania wypalania roślinności na łąkach, pastwiskach, nieużytkach, rowach, pasach przydrożnych oraz ścierni, słomy i łętów ziemniaczanych (s. 71, część E, punkt 9). Nie zastosowanie się do tych przepisów może skutkować pozbawieniem gospodarstwa rolnego dopłat bezpośrednich, zarówno w Polsce jak i innych krajach UE. Reguluje to § 3. 2 rozporządzenia Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z dnia 7 kwietnia 2004 r. w sprawie minimalnych wymagań utrzymywania gruntów rolnych w dobrej kulturze rolnej². Stąd też w takich państwach, które mają mało inwentarza, a wysoką produkcję zbóż i rzepaku, poszukiwane są alternatywne sposoby zagospodarowania słomy. W Kanadzie stosowana jest w przemyśle drzewnym do produkcji płyt. W Unii Europejskiej słoma wykorzystywana jest głównie w rolnictwie, jako materiał ściółkowy w produkcji bydła, owiec i koni, nawóz organiczny oraz coraz częściej w energetyce w tym jako paliwo w kilkunastu elektrociepłowniach.

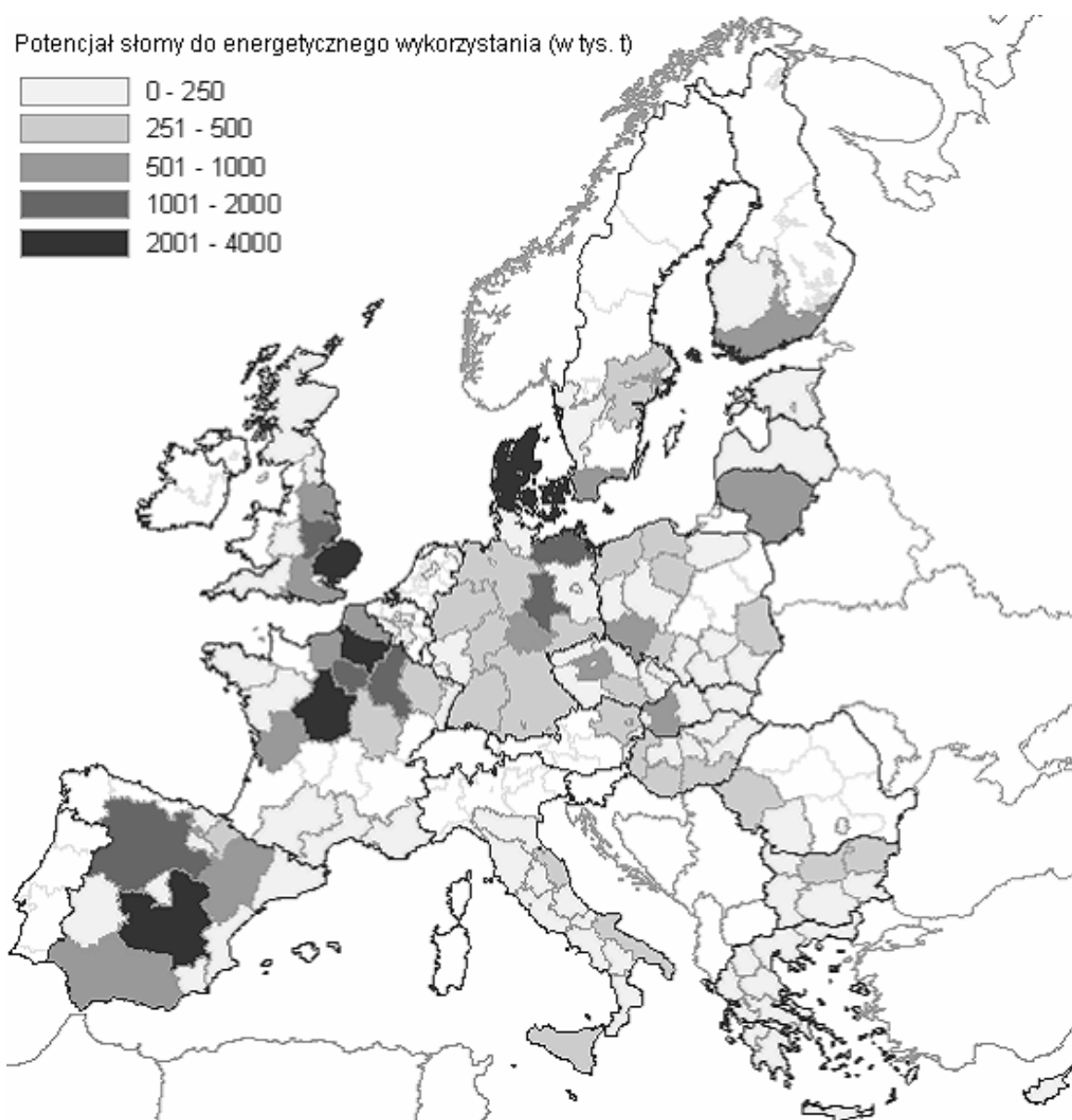
W 2005 roku łącznie na ten cel przeznaczono ponad 1,5 mln ton słomy. Z badań przeprowadzonych na zamówienie Komisji Europejskiej w 2005 roku wynika, że w 27 krajach UE do produkcji energii elektrycznej można przeznaczyć słomę o wartości energetycznej 820 PJ, to jest około 60 mln ton słomy rocznie. Najwięcej w Niemczech (204 PJ), Rumunii (180 PJ) i Polsce (80 PJ). Na rysunku 1 przedstawiono proponowane lokalizacje elektrociepłowni oraz potencjalne zasoby słomy możliwe do wykorzystania w tych zakładach, zaś rysunek 2 przedstawia przestrzenne rozmieszczenie tych zasobów w układzie regionalnym (w Polsce w układzie wojewódzkim).

² Dz. U. 2004 nr 65 poz. 600.



Rys. 1. Proponowana lokalizacja elektrociepłowni oraz potencjał słomy do energetycznego wykorzystania w tych zakładach

Źródło: Edwards R. A. H., Suri M., Huld M. A., Dallemand J. F., 2005: GIS-Based Assessment of Cereal Straw Energy Resource in the European Union. Proceedings of the 14th European Biomass Conference & Exhibition. Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, 17.-21. October 2005, Paris.



Rys. 2. Potencjał możliwości wykorzystania słomy w elektrowniach w wybranych regionach
 Źródło: Edwards R. A. H., Suri M., Huld M. A., Dallemand J. F., 2005: GIS-Based Assessment of Cereal Straw Energy Resource in the European Union. Proceedings of the 14th European Biomass Conference & Exhibition. Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, 17.-21. October 2005, Paris.

Bilans i możliwości alternatywnego (nie na cele rolnicze) wykorzystania słomy w Polsce

Aby ocenić możliwości alternatywnego zagospodarowania słomy, w pierwszej kolejności ustalono poziom jej produkcji, a następnie pomniejszono o zużycie w rolnictwie. Na podstawie dotychczasowych badań przyjęto założenie, że słoma w pierwszej kolejności ma pokryć zapotrzebowanie produkcji zwierzęcej (ściółka i pasza) oraz cele nawozowe (przyoranie) - aby utrzymać zrównoważony bilans glebowej substancji organicznej.

Na produkcję słomy wpływa wiele czynników. Do najważniejszych należy zaliczyć: powierzchnię uprawy roślin, których produktem ubocznym jest słoma i plony, a te zależą od takich czynników jak: gatunek rośliny, odmiana, nawożenie, przebieg pogody itd. Przy tym należy zwrócić uwagę, że wprowadzane do uprawy nowe odmiany, przede wszystkim zbóż, są sżywno i krótkosłome. Wskutek tego stosunek plonu słomy do plonu ziarna zmniejsza się.

Wyniki opracowane na podstawie doświadczeń COBORU w latach 1956 – 1978 wykazały spadek tego stosunku od około 4%, w przypadku owsa, do 27% - dla pszenicy. Wprowadzenie do uprawy krótkosłomych odmian zbóż nie spowodowało zmniejszenia plonów słomy, a wprost przeciwnie – nastąpił 20-procentowy wzrost, podczas gdy plony ziarna zbóż zwiększyły się o około 50% [Kozakiewicz 1984]. Teza, iż plony słomy wzrastają, ale nie wprost proporcjonalnie do plonów ziarna, potwierdzona została wynikami wieloletnich badań, przeprowadzonych w warunkach produkcyjnych w 14 Rolniczych Zakładach Doświadczalnych IUNG (tab. 3).

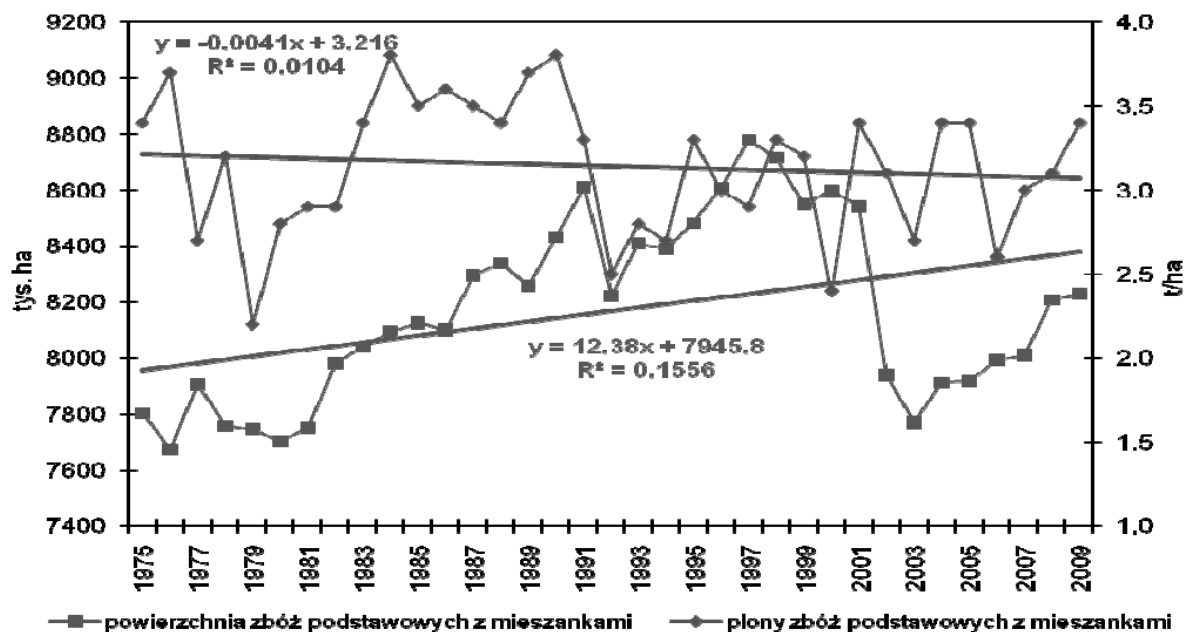
Tabela 3. Stosunek plonu słomy do plonu ziarna* zbóż

Plony ziarna	Zboża ozime				Zboża jare		
	pszenica	pszenżyto	żyto	jęczmień	pszenica	jęczmień	owies
2,01-3,0	0,86	1,18	1,45	0,94	1,13	0,78	1,05
3,01-4,0	0,91	1,13	1,44	0,80	0,94	0,86	1,08
4,01-5,0	0,91	1,14	1,35	0,70	0,83	0,77	1,05
5,01-6,0	0,92	1,13	1,24	0,71	0,81	0,72	1,01
6,01-7,0	0,90	0,94	-	-	-	0,68	-
7,01-8,0	0,83	-	-	-	-	0,67	-

* plon ziarna = 1

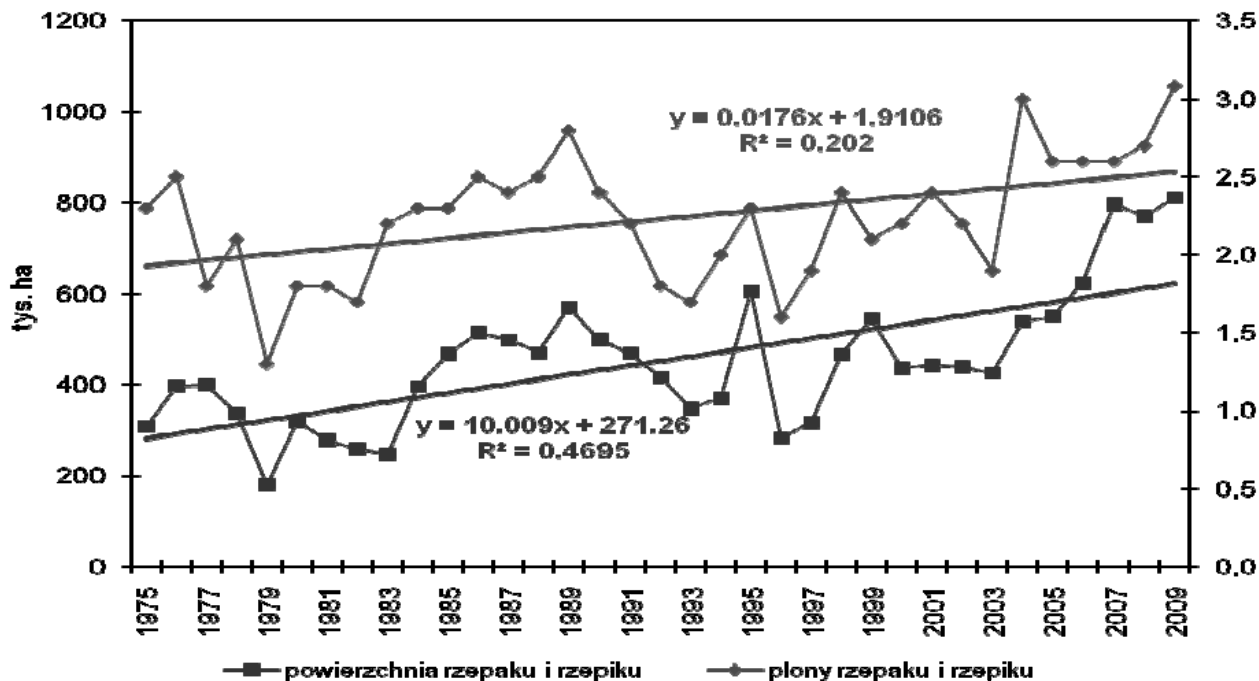
Źródło: Harasim A., 1994: Relacja między plonem słomy i ziarna u zbóż. Pamiętnik Puławski, Zeszyt 104, s. 56

Na rysunkach przedstawiono tendencje powierzchni zasiewów zbóż podstawowych z mieszankami i rzepaku oraz ich plonów w latach 1975 – 2009. Tendencje te w kolejnych latach utrzymują się, ponieważ Komisja Europejska przywiązuje ogromną wagę do stabilności produkcji rolniczej, a jej podstawę stanowią zboża i rośliny oleiste. Stanowisko to zostało potwierdzone w najnowszej Dyrektywie 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 dyrektyw 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, z której między innymi wynika bieżąca analiza wpływu zwiększonego popytu na biopaliwa na dostępność żywności w przystępnych cenach.



Rys. 3. Trendy powierzchni zasiewów i plonów zbóż podstawowych z mieszankami w Polsce w latach 1975-2009

Źródło: Opracowanie własne.



Rys. 4. Trendy powierzchni zasiewów i plonów rzepaku i rzepiku w Polsce w latach 1975- 2009
 Źródło: Opracowanie własne.

Przeprowadzone badania wykazały, że od 1983 roku zbiory słomy zaczęły przewyższać zapotrzebowanie wynikające z produkcji rolniczej. W latach 1983-1990 średnioroczna nadwyżka ponad zużycie w rolnictwie wyniosła 4 970,8 tys. ton a w ostatnich latach 2000-2009 już 12 133,8 tys. ton. Zwiększające się nadwyżki słomy są spowodowane spadkiem pogłowia zwierząt gospodarskich a tym samym i zmniejszającym się zapotrzebowaniem. Niekorzystnym zjawiskiem, choć charakterystycznym dla rolnictwa, były występujące fluktuacje w zbiorach słomy, co nie pozostawało bez wpływu na poziom jej nadwyżek. I tak w 2000 roku wyniosły tylko 6 637 tys. ton a w 2001, ponad dwukrotnie więcej bo aż 15 343 tys. ton (tab. 4). Tak znaczne wahania choć występujące co kilka lat, są jedną z barier hamujących wykorzystanie słomy poza rolnictwem. Potencjalni inwestorzy obawiają się przede wszystkim konieczności gromadzenia zapasów na lata o niższych urodzajach, co w poważnym stopniu wpływa na koszty.

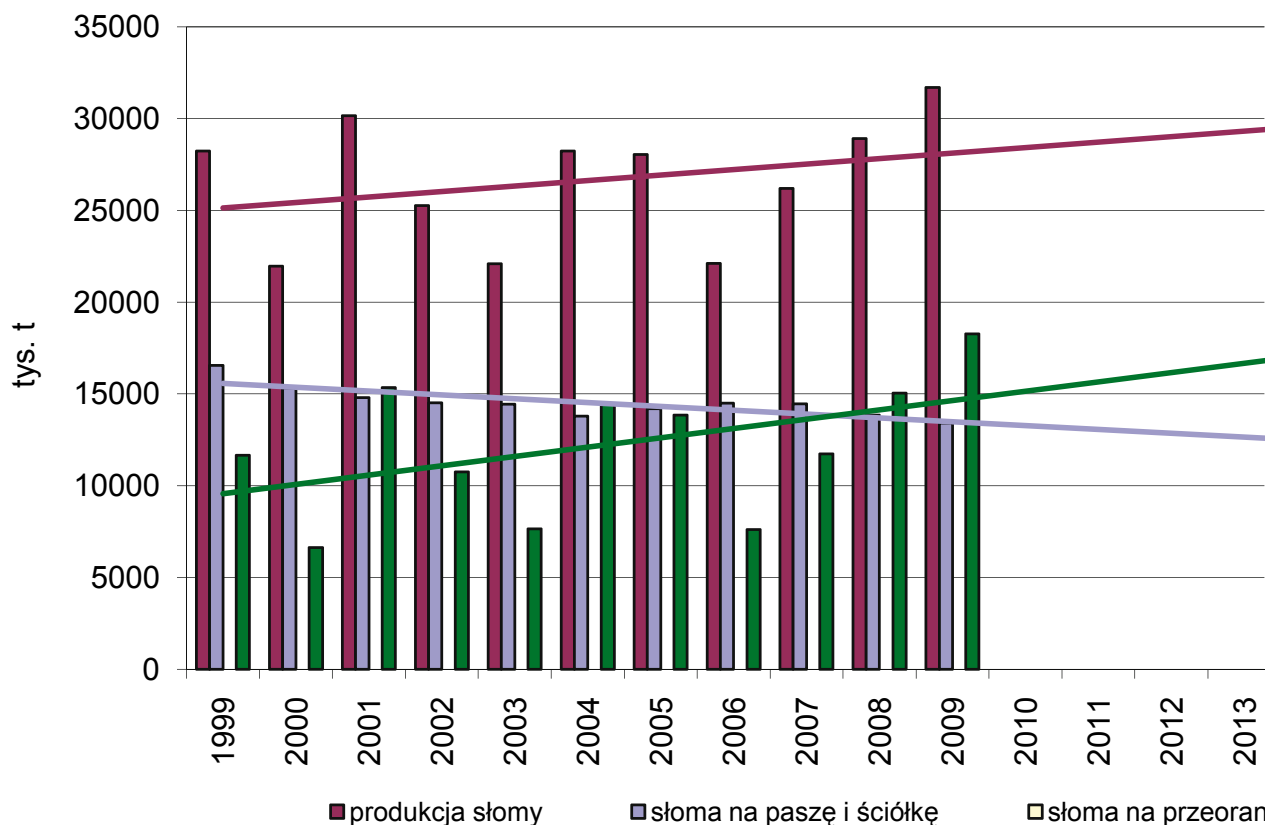
Przeprowadzona analiza w układzie regionalnym wykazała, że możliwości alternatywnego wykorzystania słomy są znacznie mniejsze, ponieważ w niektórych województwach część tych nadwyżek należy przeznaczyć na przyoranie, dla utrzymania zrównoważonego bilansu substancji organicznej w glebie. I tak w 1999 roku różnica ta wyniosła 3 201 tys. ton, a w 2009 roku 5 439 tys. ton. Należy jednak dodać, że z opracowanego bilansu słomy dla Polski, taka konieczność nie wynikała, świadczy to tylko o tym, że decyzje dotyczące możliwości alternatywnego zagospodarowania tego surowca winny być poprzedzone sporządzeniem lokalnego bilansu słomy. W naszym opracowaniu taki bilans sporządzony został w układzie wojewódzkim. Wynikało to przede wszystkim z możliwości uzyskania wiarygodnych danych liczbowych do przeprowadzenia takiego rachunku.

Wielkość tych nadwyżek jest bardzo zróżnicowana regionalnie, gdyż zależy od struktury użytkowania gruntów, struktury zasiewów, wielkości gospodarstw oraz obsady i sposobu chowu zwierząt gospodarskich. Największymi możliwościami energetycznego wykorzystania słomy charakteryzowały się województwa wielkopolskie, lubelskie, zachodniopomorskie, kujawsko-pomorskie, mazowieckie, warmińsko-mazurskie, pomorskie, łódzkie i śląskie (tab. 5).

Tabela 4. Bilans słomy w latach 1975-2009 w tys. ton

Lata	Produkcja słomy 4 zbóż z mieszankami (P)	Produkcja słomy rzepakowej (P)	Produkcja słomy razem (P)	Słoma na ściółkę (Z _s)	Słoma na paszę (Z _p)	Słoma na ściółkę i paszę (Z)	Słoma na przyoranie (Z _n)	Nadwyżka słomy (N)
1975	26765	726	27491	17277	13850	31127	0	0
1976	28464	980	29444	16451	13659	30109	0	0
1977	21157	708	21865	16908	13749	30657	0	0
1978	24465	691	25156	17207	13771	30978	0	0
1979	17422	234	17656	17051	13677	30728	0	0
1980	21606	572	22178	16778	13294	30072	0	0
1981	22377	496	22873	15510	12585	28095	0	0
1982	22985	433	23418	15749	12715	28464	0	0
1983	26934	554	27488	14428	12217	26645	0	843
1984	30457	911	31368	14654	12156	26810	0	4558
1985	28601	1073	29674	14620	11842	26461	0	3213
1986	29321	1298	30619	14560	11502	26061	0	4558
1987	29106	1186	30292	13969	10960	24929	0	5363
1988	28092	1199	29291	13885	10623	24508	0	4783
1989	30889	1586	32475	13926	11026	24952	0	7523
1990	31875	1206	33081	13622	10534	24156	0	8925
1991	28676	1043	29719	13229	9400	22629	0	7090
1992	20495	758	21253	12480	8464	20944	0	309
1993	23785	594	24379	11060	7787	18847	0	5532
1994	22675	756	23431	10963	7476	18439	0	4992
1995	27690	1377	29067	10773	7056	17828	0	11239
1996	25852	449	26301	9972	6768	16740	0	9561
1997	25494	595	26089	10141	6962	17103	0	8986
1998	28336	1099	29435	10364	6999	17363	0	12072
1999	27096	1132	28228	9903	6658	16561	0	11667
2000	21004	958	21962	9160	6165	15325	0	6637
2001	29084	1064	30148	8939	5866	14805	0	15343
2002	24308	949	25257	8990	5521	14511	0	10746
2003	21297	793	22090	8930	5506	14436	0	7654
2004	26590	1633	28223	8433	5358	13791	0	14432
2005	26589	1450	28039	8823	5373	14197	0	13842
2006	20450	1652	22102	8976	5510	14487	0	7615
2007	24054	2130	26184	8863	5584	14447	0	11737
2008	26801	2106	28907	8232	5624	13856	0	15051
2009	29195	2497	31691	7890	5520	13410	0	18281

Źródło: Opracowanie własne



Rys. 5. Trendy produkcji, wykorzystania na cele rolnicze i potencjału technicznego słomy do energetycznego wykorzystania w rolnictwie ogółem w Polsce w latach 1999-2009

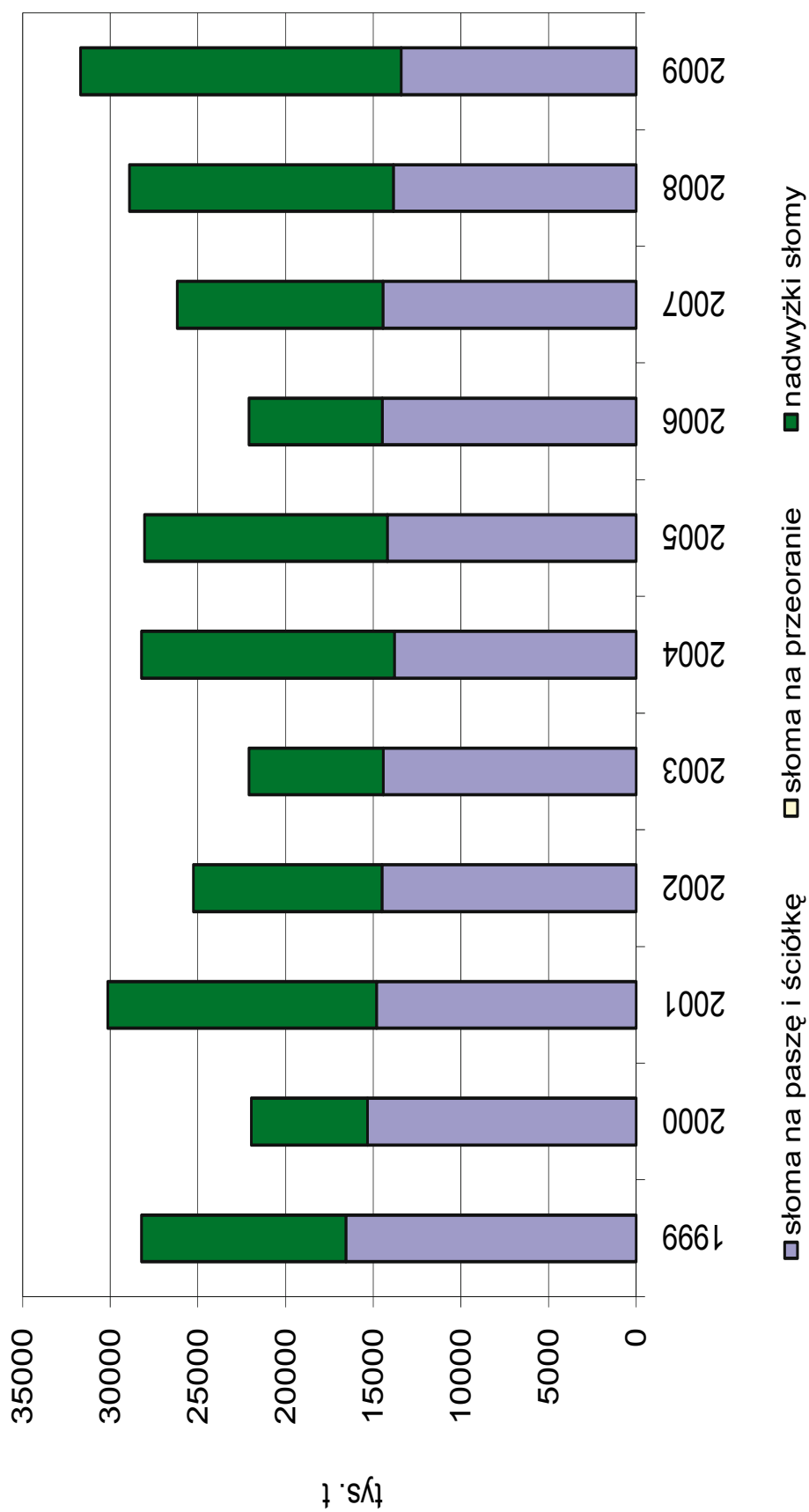
Źródło: Opracowanie własne

Tabela 5. Bilans słomy w latach 1999-2009 w tys. ton w układzie wojewódzkim

Lp.	Województwo	Produkcja słomy (P)	Słoma na ściółkę (Z _s)	Słoma na paszę (Z _p)	Słoma na przyoranie (Z _n)	Nadwyżka słomy do alternatywnego (energetycznego) wykorzystania (N)
1.	Dolnośląskie	2271,4	222,9	132,5	1489,6	426,3
2.	Kujawsko-pomorskie	2010,4	802,1	389,7	0,0	818,5
3.	Lubelskie	2820,8	688,1	467,1	731,7	933,9
4.	Lubuskie	715,7	116,0	68,6	286,9	244,2
5.	Łódzkie	1715,2	688,6	459,0	0,0	567,5
6.	Małopolskie	987,1	410,1	336,7	0,0	240,3
7.	Mazowieckie	3016,1	1258,6	984,8	0,0	772,7
8.	Opolskie	1284,5	261,6	120,0	547,9	355,1
9.	Podkarpackie	791,3	299,1	247,6	105,8	138,9
10.	Podlaskie	1194,9	796,0	725,8	0,0	-326,8*
11.	Pomorskie	1290,2	391,3	193,1	120,8	585,0
12.	Śląskie	809,4	217,4	151,3	9,4	431,2
13.	Świętokrzyskie	771,4	296,5	224,0	20,2	230,7
14.	Warmińsko-mazurskie	1497,9	511,9	388,0	0,0	598,0
15.	Wielkopolskie	3332,7	1641,4	695,3	0,0	996,0
16.	Zachodniopomorskie	2111,9	229,3	115,5	857,9	909,2
17.	Polska	26620,9	8831,1	5698,9	4170,2	7920,7

* w obliczeniach przyjęto, że nadwyżka wynosi „0”, nie założono dostaw słomy z innych województw, rolnicy zmniejszają normy zużycia lub zastępują innymi surowcami np. sianem

Źródło: Obliczenia własne



Rys. 6. Produkcja i wykorzystanie na cele rolnicze słomy do energetycznego wykorzystania w rolnictwie ogółem w Polsce w latach 1999-2009
 Źródło: Opracowanie własne

Obecnie nadwyżki słomy w wykorzystywane są na cele nawozowe ze względu na zawarte w niej składniki mineralne: azot (N), fosfor (P_2O_5), potas (K_2O), magnez (MgO), wapń (CaO) i inne. Ich wartość w 1 tonie słomy zbożowej oszacowano na 88,9 zł (tab. 6). Warunkiem skutecznego działania słomy jako nawozu jest odpowiednie jej rozdrobnienie oraz dodatkowe nawożenie azotem. Przyjęto, że łączne koszty tych zabiegów wynoszą 30 zł/t. Nie uwzględniono w nich kosztów nawozu azotowego, ponieważ założono, że staje się on dostępny dla roślin w kolejnych latach. Oszacowana w ten sposób wartość nawozowa 1 tony słomy wynosi 89,6 zł.

Tabela 6. Wartość nawozowa 1 tony słomy zbożowej

L.p.	Wyszczególnienie	Zawartość pierwiastka w 1 tonie słomy (kg)	Cena zł/kg	Wartość zł
1.	N	7	7,1	49,7
2.	P_2O_5	2	5,2	10,4
3.	K_2O	14	4,0	56,0
4.	MgO	3	0,5	1,5
5.	CaO	4	0,5	2,0
6.	Razem	30	x	119,6

Źródło: Obliczenia własne

Wartość ta winna więc być wyznacznikiem cen zbytu słomy na inne cele i nie powinna być niższa loco pole od tej kwoty. W 2010 roku ceny te oscylowały w granicach 20,0 – 50,0 zł, a więc były znacznie niższe od wartości nawozowej słomy. Niskie ceny występowały w regionach zdominowanych przez gospodarstwa wielkoobszarowe (w przeszłości z przewagą sektora uspołecznionego), specjalizujące się w produkcji roślinnej, głównie zbożowej. Najwyższe zaś w gminach o przewadze gospodarstw drobnotowarowych. Z tych rozważań wynika, że głównym konkurentem energetycznego wykorzystania słomy będzie stosowanie jej jako nawozu.

Stan i perspektywy energetycznego wykorzystania słomy w Polsce

Upowszechnianie zastosowania słomy do produkcji energii rozpoczęło się w Danii w lat siedemdziesiątych, w trakcie pierwszego kryzysu naftowego. Początkowo dzięki subsydiom rządowym kotły na słomę instalowano w gospodarstwach rolnych. Pierwsze konstrukcje były bardzo prymitywne, wzorowane na kotłach węglowych, zwiększano tylko komory spalania do takich rozmiarów, aby można ładować do nich bele słomy. W niewielkim stopniu uwzględniały różnice pomiędzy tymi paliwami, dlatego też ich sprawność była bardzo niska i wynosiła średnio około 35% [Straw.. 1992]. Z uwagi na duże zainteresowanie wykorzystaniem tego paliwa także w komunalnych przedsiębiorstwach energetyki ciepłej oraz elektroenergetyce, prowadzono intensywne prace nad doskonaleniem technologii energetycznego wykorzystania słomy. Już na początku lat osiemdziesiątych na rynku oferowano wiele typów kotłów o sprawności dochodzącej nawet do 92%. W zależności od sposobu podawania słomy można podzielić je na dwie grupy: wsadowe, nazywane też wrzutowymi lub opalanymi okresowo oraz automatyczne, w których proces podawania paliwa odbywa się w sposób ciągły [Denisiuk 2003, Kowalik i Wichowski 1999, Straw. 1992].

W Polsce z uwagi na niższe koszty inwestycyjne instalowano głównie kotły wsadowe. Grupa kotłów wsadowych obejmuje jednostki o różnej konstrukcji i mocy od ok. 20 kW do ok. 500 kW. Na podstawie dotychczasowych doświadczeń można przyjąć, że stosowanie kotłowni opartych o kotły wsadowe ma techniczne i ekonomiczne uzasadnienie do mocy około 1 MW. Najwięcej takich kotłów zainstalowano w gospodarstwach rolnych (około 1200), ich średnia moc wynosiła około 100 kW. W 2011 roku funkcjonowało także około 300 lokalnych kotłowni o mocy 500 kW i więcej. Ich właścicielami były najczęściej samorzady lokalne, wspólnoty mieszkaniowe oraz gospodarstwa rolne. Łącznie w tego typu kotłowniach wykorzystywano rocznie około 50 tys. t słomy.

Dla kotłowni o mocach powyżej 0,5 MW zostały opracowane technologie spalania słomy, która jest podawana do kotła w sposób ciągły. Obecnie jest to najbardziej rozpowszechniony typ kotłów stosowany w elektrociepłowniach i większych ciepłowniach. W Polsce obecnie funkcjonuje około 30 takich instalacji, których roczne zapotrzebowanie w 2011 roku wynosiło około 100 tys. t.

Od 2008 roku występuje stagnacja wykorzystania słomy w ciepłownictwie, główną przyczyną są obowiązujące przepisy prawne, które preferują wykorzystanie źródeł odnawialnych do produkcji energii elektrycznej. Tak też dzieje się ze słomą, która po przetworzeniu na brykiety lub pelety trafia głównie do elektrowni. W 2011 roku w Polsce wyprodukowano około 350 tys. ton brykietów lub peletów ze słomy.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że w 2011 roku na cele energetyczne przeznaczono 500 tys. ton słomy, tj. około 10 % potencjału. Zwiększenie jego wykorzystania wymaga przede wszystkim stworzenia skutecznego systemu, zapewniającego ciągłość dostaw, obejmującego skup, przetwórstwo, transport i magazynowanie. Wynika to przede wszystkim z następujących przyczyn: właściwości fizycznych biomasy (wysoki przedział wilgotności utrudniający przechowywanie oraz niska gęstość wpływająca na koszty transportu, wymusza to konieczność przynajmniej jej wstępnego przetwórstwa), niekorzystna struktura obszarowa gospodarstw rolnych w Polsce (dominują gospodarstwa małe, o powierzchni użytków rolnych do 5 ha, ogranicza to w zasadniczy sposób możliwości wykorzystania wysokowydajnych maszyn do zbioru i przetwórstwa) oraz bardzo wysokie koszty zakupu maszyn i urządzeń do zbioru i przetwórstwa. Utrudnienia te można ograniczyć poprzez tworzenie organizacji i podmiotów gospodarczych zajmujących się produkcją, skupem i przetwórstwem surowców energetycznych. Efektywnie działające instytucje prowadzą do obniżki kosztów transakcyjnych, zmniejszają niepewność działania podmiotów gospodarczych, wspomagają internalizację efektów zewnętrznych, pozwalają na osiągnięcie innych korzyści dzięki wspólnym działaniom.

Należałoby wspierać prokonsumencką politykę wykorzystania energii odnawialnej, jest to zgodne z rozwojem zrównoważonym, obecnie tak się nie dzieje, wytwarzana w rolnictwie biomasa, jest wstępnie przetwarzana (pelet, brykiet) i wywożona do elektrowni, co kłóci się z zasadami zrównoważonego rozwoju i przede wszystkim zdrowym rozsądkiem.

4. Gradziuk P., 1995: Możliwości energetycznego wykorzystania słomy. *Postępy Nauk Rolniczych* 5, s. 31-39.
5. Harasim A., 1994: Relacja między plonem słomy i ziarna u zbóż. *Pamiętnik Puławski, Zeszyt 104*, s. 51-59.
6. Kostuch R., 1995: Palenie słomy. *Aura* 8, s. 10 i 22.
7. Kowalik P., Wichowski R., 1999: Przykłady wykorzystania słomy i drewna do celów grzewczych w skali osiedla wiejskiego w Polsce Północnej. W: *6th Polish-Danish Workshop on Biomass for Energy, Starbienino*, s. 1-8.
8. Kozakiewicz J., Nieściór E., 1984: Słoma i sposoby jej użytkowania w gospodarstwach rolniczych. IUNG, Puławy.
9. Kuś J., Smagacz J., 2001: Regionalne zróżnicowanie bilansu słomy. *Pamiętnik Puławski, Zeszyt 124*, s. 289 – 295.
10. *Mała encyklopedia rolnicza*, 1963. PWRiL, Warszawa, s. 732-733.
11. Popławski Z., 1996: Słoma – jako nawóz organiczny. IUNG, Puławy.
12. *Straw for energy production. Technology-Environment-Economy. The Centre for Biomass Technology in Danish*, 1998.
13. Włodarz R., 2001: Słoma: zaorać czy sprzedać? *Top Agrar Plus* 1.

Adres do korespondencji:

dr Piotr Gradziuk

Wydział Nauk Rolniczych w Zamościu

ul. Szczebrzeska 102

22-400 Zamość

tel. 84 6772751

e-mail:piotr.gradziuk@up.lublin.pl

EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH **(studium przypadku – Roztoczańskie Centrum Naukowo-Dydaktyczne, Zwierzyniec- Biały Słup)**

Wstęp

Z wyjątkiem energii przyływów i odpływów mórz - 85 EJ/a, które powodowane są oddziaływaniem grawitacyjnym, głównie Księżyca oraz energii wnętrza ziemi - 672 EJ/a, wszystkie pozostałe jej źródła biorą początek z pochłoniętego promieniowania słonecznego - $3,93 \cdot 10^6$ EJ/a [Odum 96]. Dopływająca do geobiosfery energia słoneczna umożliwia przebieg procesów hydrologicznych, biologicznych, chemicznych i fizycznych, w wyniku których przetwarzana jest na energię ciepłą, wodną, wiatrową oraz biomasę. Również kopalne paliwa węglowodorowe (węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny), z których człowiek zaczął korzystać od około XIV wieku, są wynikiem oddziaływania słońca, ponieważ powstały z powolnej przemiany biomasy.

Ilość energii docierająca do naszej planety w ciągu roku aż tysiącrotnie przewyższa światowe zapotrzebowanie energetyczne [Ney 1994]. Energia promieniowania słonecznego jest jednak rozproszona, trudna do bezpośredniego, wydajnego wykorzystania w praktyce, ale metody i środki są wciąż udoskonalane. Z badań przeprowadzonych przez Roszkowskiego [2001] wynika, że w Polsce głównym źródłem energii odnawialnej będzie biomasa oraz energia słoneczna pozyskiwana w procesach fototermicznych. Najlepsze warunki wykorzystania energii słonecznej znajdują się we wschodniej części Polski, od Białowieży do Zamościa oraz na Wybrzeżu Zachodnim [Tymiński 1997]. Tempo wykorzystania tych zasobów uzależnione będzie od ekonomicznej efektywności ich pozyskiwania.

Jeszcze do niedawna pozyskiwana tą drogą energia była w większości zastosowań droższa od konwencjonalnej, aczkolwiek jak to przewidywali Woś i Zegar [2002] „czas pracuje na rzecz odnawialnych zasobów”, a proces ten początkowo powolny, może zostać przyspieszony przez rozwój nowych technologii oraz wzrost cen paliw nieodnawialnych [Communication 1998, Ney 1994]. Pomimo to czas zwrotu inwestycji w systemy fotowoltaiczne przekracza gwarantowane żywotności modułów fotowoltaicznych, zwykle sięgające 20– 30 lat. Stąd też aby zachęcić inwestorów do stosowania technologii opartych o wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, w tym także fotowoltaiki, podejmowane były różnego rodzaju inicjatywy na szczeblu międzynarodowym lub krajowym. Takim działaniem był w Niemczech pilotażowy program budowy systemów fotowoltaicznych na dachach budynków mieszkalnych [The 2004]. W 1998 roku podjęto jeszcze poważniejsze wyzwanie – ogłoszono „Program 100 tysięcy dachów”, jego idea polegała na stworzeniu systemu ekonomicznego, zachęcającego do inwestowania w takie instalacje. Mechanizm ten polegał na wprowadzeniu tzw. Taryf stałych – FiT (Feed In Tariffs), ceny zakupu energii wytwarzanej w źródłach zeroemisyjnych były wyższe w porównaniu do ceny energii ze źródeł klasycznych. Obecnie takie regulacje obowiązują w większości Państw UE.

Projekt ten miał na celu wprowadzenie zachęt ekonomicznych dla upowszechnienia tego typu rozwiązań. Takim mechanizmem była polityka wprowadzenia tzw. Taryf stałych – FiT (ang. *Feed in Tariffs*). Taryfa FiT to uregulowana cena za jednostkę energii ze źródeł odnawialnych, którą zakład energetyczny jest zobowiązany zapłacić jej producentom na obszarze, który obsługuje. Wysokość FiT określana jest przez władze publiczne, które gwarantują producentom zbyt energii przez ustalony czas (zazwyczaj 20 lat). Wysokość

taryfy zależy od rodzaju technologii (wiatrowa, słoneczna, biomasa etc.) oraz specyfiki zasobów danego kraju (np. wielkości nasłonecznienia). Obecnie taki system wsparcia stosowany jest w większości państw UE. W Polsce do wsparcia produkcji energii z odnawialnych źródeł w 2006 roku wprowadzono system obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii¹.

Według szacunku ekspertów Europejskiego Stowarzyszenia Biomasy, już w latach 2010 - 2020 najwyższą dynamiką wzrostu wykorzystania spośród OZE charakteryzowała się będzie energia pozyskiwana z ogniw fotowoltaicznych (120-krotny wzrost) oraz kolektorów słonecznych (20-krotny wzrost) [European 2009].

Badania stanowią kontynuację wieloletnich analiz, dotyczących efektywności wykorzystania odnawialnych źródeł energii, głównie biomasy i energii słonecznej. Zostały przeprowadzone w Roztoczańskim Centrum Naukowo-Dydaktycznym "Zwierzyniec - Biały Słup" w okresie od 01. 07. 2011 r. do 30. 06. 2012 r. Celem badań była ocena ekonomicznej efektywności systemu fotowoltaicznego. Do jej określenia posłużono się wskaźnikami: NPV i IRR. Wskaźnik NPV (wartość aktualna netto) określany jest jako nadwyżka zaktualizowanych przychodów netto nad poniesionymi nakładami początkowymi. Wskaźnik IRR (wewnętrzna stopa zwrotu) określa stopę procentową, dla której NPV = 0. IRR, jest miarą rentowności inwestycji. Centrum na realizację inwestycji uzyskało znaczące wsparcie finansowe z NFOŚiGW, stąd też w prowadzonych badaniach przeprowadzono symulację efektywności takiego systemu dla rzeczywiste poniesionych kosztów oraz różnych poziomów wsparcia.

Dane empiryczne dotyczące produkcji i sprzedaży energii elektrycznej, z zainstalowanego systemu fotowoltaicznego, w okresie 01. 09. 2011 – 31. 08. 2012 uzyskano na podstawie odczytów z liczników pomiarowych. Koszty inwestycyjne i eksploatacyjne uzyskano z księgowości Roztoczańskiego Parku Narodowego. Cenę energii elektrycznej przyjęto na podstawie Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) (10/2011) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2011 roku (198,90 zł/MWh). Na podstawie informacji Prezesa URE (2/2012) przyjęto też wartość jednostkowej opłaty zastępczej (286.74 zł).

Charakterystyka obiektu

Roztoczańskie Centrum Naukowo-Dydaktycznym "Zwierzyniec - Biały Słup" zostało zrealizowane w ramach projektu „Termomodernizacja z zastosowaniem odnawialnych źródeł energii”, dofinansowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (umowa 860/2009). Głównym celem projektu była poprawa efektywności energetycznej poprzez wykonanie termomodernizacji oraz zastosowanie systemu sterowania instalacjami odbiorczymi energii cieplnej (nagrzewnice w centralach wentylacyjnych, sieć centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej) i zainstalowanymi źródłami energii odnawialnej:

- płytowymi kolektorami słonecznymi typu Vitosol (32 szt.) o powierzchni absorbera 74 m²,
- pompami ciepła solanka-woda Vitocal 300-G typ BW/BWS 145 –Viessmann (4 szt.) o łącznej mocy -171,2 kW,
- kotłownią na biomasę o mocy 150 kW, kocioł Pyrot 150 na dwa rodzaje paliwa - biomasę i olej opałowy.

Układ sterowania, został tak zaprogramowany aby w pierwszej kolejności wykorzystać energię ciepłą dostarczaną przez kolektory słoneczne, a w dalszej kolejności pompy ciepła lub kotłownię.

W budynku zainstalowano także system fotowoltaiczny, składający się z 92 modułów Vitovolt P230RA firmy Viessmann, o mocy o mocy nominalnej 220 Wp (peak Watt). Jest to moc wyjściowa, możliwa do uzyskania z danego modułu w warunkach STC (Standard Test

¹ Dz. U. Nr 261, poz. 2187 z dnia 29 grudnia 2005 r.

Conditions), odpowiadających temperaturze modułu 25°C, natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m² i rozkładowi spektralnemu promieniowania AM 1,5 (bezchmurne niebo w południe).

System ten zainstalowano na południowej części dachu, podzielony został na 4 obwody po 21 modułów i jeden obwód składający się z 8 modułów, o łącznej mocy 21,16 kW. Aby móc dostarczać energię o odpowiednich parametrach z ogniw fotowoltaicznych do sieci elektroenergetycznej zastosowano inwerter fotowoltaiczny SMA Sunny Tripower 17000TL o mocy maksymalnej 20 kW. Inwerter połączony został z tablicą rozdzielczą TF1 i układem pomiarowym.

Energia uzyskana z systemu wykorzystywana jest w pierwszej kolejności do zasilania urządzeń Centrum, a nadwyżki odprowadzane są do Lokalnego Systemu Pomiarowo – Rozliczeniowego PGE Dystrybucja (tab. 1).

Tabela 1. Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej dla 21 kW systemu fotowoltaicznego (kWh)

Miesiąc	produkcja	sprzedaż
Wrzesień 2011	1 683	670
Październik 2011	1061	402
Listopad 2011	452	28
Grudzień 2011	146	0
Styczeń 2012	72	0
Luty 2012	75	11
Marzec 2012	1 335	612
Kwiecień 2012	1 329	649
Maj 2012	1 840	936
Czerwiec 2012	1 477	670
Lipiec 2012	2 133	1 103
Sierpień 2012	1 869	994
Razem/Total	13 472	6 075

Źródło: badania własne.

Odsprzedaż nadwyżek energii wymagała nie tylko zainstalowania odpowiednich urządzeń pomiarowych (licznik pomiaru mocy, energii czynnej i biernej w sieciach o dwukierunkowym przepływie energii), transmisyjnych (moduł umożliwiający transmisję danych pomiarowych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowego do systemu PGE DYSTRYBUCJA poprzez sieć GSM) ale także spełnienia wymogów formalno-prawnych. Do najważniejszych należało uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii, którą wydaje Prezes URE. W następnej kolejności Dyrekcja RPN wystąpiła do operatora lokalnej sieci elektroenergetycznej (PGE) o wydanie warunków przyłączenia do sieci oraz aneks do umowy na przyłączenie do sieci. Producent energii elektrycznej z odnawialnych źródeł ma prawo do ubiegania się, poprzez składanie wniosków do Prezesa URE, za pośrednictwem operatora sieci (PGE OBRÓT) o wydanie świadectw pochodzenia, które można zbywać na Towarowej Giełdzie Energii. Dyrekcja RPN zamierza złożyć taki wniosek w lipcu 2012 roku.

Wyniki badań

Całkowite koszty inwestycyjne związane z zakupem i montażem badanego systemu fotowoltaicznego wyniosły 505 489,67 zł. Roczna wartość wytworzonej energii elektrycznej, po uwzględnieniu przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia w badanym okresie wyniosła 6 943,14 zł. Obliczony na podstawie tych informacji okres zwrotu nakładów wynosi 73 lata, a więc ponad dwukrotnie przekracza założony okres eksploatacji (30 lat). Na podstawie przeprowadzonej analizy można wnosić, że w powyższych warunkach produkcja energii elektrycznej jest nieefektywna

ekonomicznie, a realizacja przedsięwzięcia była możliwa dzięki dotacji Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, która wyniosła 501 380 zł. Blisko 100% udział dotacji wynikał z celów jakie ma do spełnienia beneficjent.

Poniżej zaprezentowano wyniki rachunku symulacyjnego efektywności ekonomicznej tego systemu, przy poziomie wsparcia wynoszącego 20, 30, 40 i 50% kosztów inwestycji (tab.2). Wsparcie finansowe w takich granicach udzielane było na realizację inwestycji w inne źródła energii odnawialnej (kolektory słoneczne, biogazownie, energetykę wodną, wiatrową itp.). Pozostałą część sfinansowano z kredytu bankowego (8%), udzielonego na 20 lat, spłacanego w ratach malejących. Rachunek przeprowadzono przy następujących założeniach:

- okres eksploatacji – 30 lat,
- spadek mocy modułów fotowoltaicznych 1%/rok,
- koszty serwisu - 2% przychodów z instalacji,
- wzrost cen energii 6%/rok.

Tabela 2. Wyniki ekonomiczne systemu fotowoltaicznego (21 kW)

Wyszczególnienie	Okres zwrotu (lata)	NPV (PLN)	IRR (%)
Bez dotacji	73	- 431 806	1,5
Dotacja 20%/	53	- 245 966	3,7
Dotacja 30%	46	- 124 767	4,9
Dotacja 40%	39	- 60 127	6,5
Dotacja 50%	33	52 933	9,3

Źródło: badania własne.

Z przeprowadzonych badań i rachunku symulacyjnego przeprowadzonego na przykładzie systemu fotowoltaicznego, zainstalowanego w Roztoczańskim Centrum Naukowo-Dydaktycznym, Zwierzyniec-Biały Słup, wynika że produkcja energii elektrycznej jest nieefektywna ekonomicznie. Okres zwrotu nakładów w zależności od poziomu wsparcia zawierał się od 33 do 73 lat, a wskaźnik NPV uzyskał wartość dodatnią przy dotacji wynoszącej 50% wartości inwestycji.

LITERATURA:

- Odum H. T., 1996: Environmental Accounting – Energy and Environmental Decision Making. Wiley & Sons, New York, s. 370.
- Smil V., 1994: Energy in World History. Westview Press, Oxford.
- Ney R., 1994: Energia odnawialna. Nauka 3, s. 43-66.
- Woś A., Zegar J. S. 2002: Rolnictwo społecznie zrównoważone. IERiGŻ Warszawa, s. 14.
- Communication from the Commission ENERGY FOR THE FUTURE: RENEWABLE SOURCES OF ENERGY. 1998. European Commission, s. 48-52.
- European Biomass Association 2009: European Biomass Statistics 2009. Brussels, s. 33
- Roszkowski A., 2001: Płynne paliwa roślinne – mrzonki rolników czy ogólna niemożność? Wieś Jutra 9, s. 22-26.
- Tymiński J., 1997: Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Polsce do 2030 roku. Aspekt energetyczny i ekologiczny. Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa, Warszawa, s. 15-21.
- The 100.000 Roofs Programm, REACT, Renewable Energy Action – Altener 2002–157, Germany 2004.

Adres do korespondencji:

dr Piotr Gradziuk

Wydział Nauk Rolniczych w Zamościu

ul. Szczebrzeska 102

22-400 Zamość

tel. 84 6772751

e-mail: piotr.gradziuk@up.lublin.pl

KILKA UWAG O AKTUALNEJ STRATEGII ENERGETYCZNEJ POLSKI

Strategia energetyczna Polski kształtowana jest przez wytyczne UE. Strategia UE zdominowana jest przez politykę klimatyczną. Żadna z tych strategii nie jest oparta na naukowej analizie, a więc są one błędne.

Dla przykładu:

a) Unia wydaje olbrzymie pieniądze na zwiększenie udziału biopaliw ciekłych, kosztem paliw ropopochodnych, w transporcie. W efekcie:

- zmniejsza się powierzchnia lasów na ziemi,
- maleje bioróżnorodność krajów – eksporterów (Brazylia, Indonezji itp.),
- biopaliwa powodują wzrost emisji gazów cieplarnianych, w stosunku do równoważnych ropopochodnych o około 60%.

b) w Polsce przyjęto jako pewnik, że gaz ziemny emituje przy spalaniu mniej gazów cieplarnianych na jednostkę energii, niż węgiel. I to jest prawda. Tylko że z punktu widzenia Matki Ziemi istotna jest analiza „cyklu życia”, a nie analiza ‘końca rury’. Metan ma ~ 23 razy większe oddziaływanie „szklarniowe” niż dwutlenek węgla. Ucieczki gazu na odcinku Jamał – kocioł w Polsce powodują, że nie da się udowodnić przewagi „klimatycznej” rosyjskiego gazu nad polskim węglem. Da się natomiast udowodnić przewagę ekonomiczną polskiego węgla nad rosyjskim gazem.

Oba przykłady ilustrują błędną technikę podejmowania decyzji. Naszym zdaniem polityka Polski w stosunku do Unii powinna ulec zmianie. Wychodzimy z założenia, że Polska jest częścią Unii i porażka Unii będzie naszą porażką. Nie powinniśmy próbować określać się w coraz bardziej absurdalnych regulacjach unijnych. Powinniśmy je wyprzedzać i racjonalizować. Europa musi odzyskać konkurencyjność.

Przedstawione poniżej uwagi, w naszym założeniu, powinny być pomocne w zmianie obecnej, prowadzącej do bankructwa polityki.

I. Horyzont czasowy

Nie jest prawdą, że na Ziemi brakuje surowców energetycznych. Odkrywamy więcej złóż niż wyczerpujemy. Zmiana sposobów pozyskiwania energii wynika ze zmiany ludzkich oczekiwań. Epoka kamienna nie skończyła się dlatego że zabrakło kamieni. Epoka węgla i węglowodorów nie skończy się dlatego że zabraknie węgla i węglowodorów.

Presja „klimatyczna” jest co najmniej dyskusyjna. Na Ziemi było już i cieplej i chłodniej. Było więcej CO₂ w powietrzu i było go mniej. Kolejna epoka lodowcowa jest już spóźniona. Były zmiany klimatu o wiele gwałtowniejsze niż te, które obserwujemy obecnie. Dysponując danymi o historii klimatu możemy z całą pewnością postawić trzy hipotezy:

1. Wzrost stężenia CO₂ w atmosferze powoduje wzrost temperatury.
2. Wzrost temperatury powoduje wzrost stężenia CO₂.
3. Istnieje jakiś czynnik, (czynniki?), który powoduje synchronicznie wzrost temperatury i stężenia CO₂.

Stawiając na hipotezę 1. ryzykujemy że:

a) doprowadzimy naszą cywilizację do bankructwa,

b) wykonamy bardzo kosztowną, do niczego niepotrzebną pracę.

Oczywistym jest, że musimy ograniczać naszą presję na środowisko. Nie możemy jednak doprowadzić naszej cywilizacji do upadku. W końcu najbardziej nieekologiczna jest nędza.

Inaczej rzecz ujmując.

Uważamy, że o wiele ważniejsze niż bawienie się w Pana Boga i próby zmiany cyklu Natury, którego zresztą nie rozumiemy, jest przygotowanie Kraju do gwałtownych zjawisk meteorologicznych i geologicznych, oraz rozwój nauki.

Pytanie strategiczne brzmi.

Ile czasu ludzie muszą jeszcze polegać na konwencjonalnych, znanych nam obecnie źródłach energii, zarówno odnawialnej jak nieodnawialnej?. Przybliżona odpowiedź na to pytanie pozwoli przyjąć plan inwestycyjny, który nie doprowadzi nas do bankructwa i nie obniży naszego bezpieczeństwa energetycznego.

Jakie technologie zmienią sposób produkcji ciepła, prądu elektrycznego i zapewnią energię do transportu? Naszym zdaniem są to:

1. Fuzja termojądrowa.
2. Panele fotowoltaiczne nowej generacji.
3. Biotechnologie.

Ile czasu musimy jeszcze czekać na moment kiedy kotły c.o., klasyczne elektrownie, benzyna itp. podzielą los maszyn do pisania. Sądzymy, że nie popełnimy błędu zakładając, że czas, jaki musimy jeszcze przetrwać używając konwencjonalnych źródeł energii pokrywa się z czasem eksploatacji klasycznego bloku elektroenergetycznego, czyli około 40-50 lat.

II. Uwagi metodologiczne

1. W naszych działaniach mamy kierować się zasadami zrównoważonego rozwoju. Zrównoważony rozwój jest pojęciem znacznie pojemniejszym niż „ograniczenie emisji gazów cieplarnianych” i nie powinien być przez „politykę klimatyczną” dominowany.

2. Podstawą ograniczenia naszej presji na środowisko są zmiany zachowań konsumenckich.

3. Naszej Matce Ziemi jest zupełnie obojętne, skąd pochodzą gazy cieplarniane, z wulkanów czy z elektrowni. Tym bardziej jest obojętne czy pochodzą z elektrowni, ciepłowni czy z jeziora.

Zamiast narzucania ograniczeń na sektory, proponujemy wprowadzenie pojęcia: emisje z terytorium Kraju. O tym jak ograniczać energię, powinna decydować analiza optymalizacyjna. Popatrzmy na źródła emisji gazów cieplarnianych w Polsce, obojętnie naturalne czy antropogenne i odpowiedzmy na pytanie: ile kosztuje ograniczenie emisji w każdym z nich i jakie z tego „ograniczenia” wynikają wartości dodane (dodatnie lub ujemne)?

4. Uważamy, że trzeba wrócić do analizy koszt-efekt. Czyli odpowiadać na proste pytania: Jeśli mamy jakąś sumę pieniędzy, to która z inwestycji najbardziej ograniczy naszą presję na środowisko przy największych korzyściach społecznych i środowiskowych.

5. Teza, że odnawialne źródła energii są dobrem samym w sobie jest fałszywa. Są OZE pożyteczne i są szkodliwe. Wymagają hierarchizacji i dokładnych analiz.

6. Stwierdzenie: inwestycja jest opłacalna ponieważ są dopłaty unijne, zielone certyfikaty itp. jest również fałszywa. Inwestycje są opłacalne lub nieopłacalne. Wszelkie dotacje tego nie zmieniają. Definiują tylko, kto do nich dopłaca - właściciel czy podatnik.

7. Naszym zdaniem należy odróżniać urządzenia dojrzałe do wdrożenia, produkujące energię w sposób opłacalny, od technologii przyszłościowych, ale wymagających jeszcze nakładów na badania. Po co inwestować w urządzenia wymagające ciągłych dopłat do eksploatacji, jeśli można zainwestować w naukę, a energię w tym czasie pozyskać tanio ze źródeł konwencjonalnych. W perspektywie kilkunastoletniej obniży to naszą presję na środowisko bardziej niż załamywanie budżetu wydatkami na nieopłacalne źródła energii i w konsekwencji, obniżenie nakładów na naukę.

8. Sądzymy, że powinny zostać w Polsce wprowadzone przedsiębiorstwa „non profit”, których celem będzie dostarczanie dóbr, na przykład ciepła i usług, w sposób optymalny, a nie

generacja zysku. Sprawdzą się zwłaszcza jako własność beneficjentów, w tym głównie mieszkańców. Taka formuła przedsiębiorstwa nadaje się idealnie do rozwoju społeczeństwa obywatelskiego, włączając mieszkańców w procesy decyzyjne dotyczące zaspakajania ich podstawowych potrzeb, takich jak zaopatrzenie w wodę, ciepło, podstawowe usługi medyczne, itp.

III. Propozycje działań oszczędzających pieniądze i uwalniających percepcję społeczną

1. Rezygnacja z elektrowni atomowych.

Elektrownie atomowe, naszym zdaniem są w Polsce niepotrzebne i nieopłacalne gdyż:

- 48 TWh energii elektrycznej rocznie można uzyskać taniej i z większym pożytkiem społecznym,
- elektrownie atomowe, przez fakt kumulacji materiału rozszczepialnego, są niebezpieczne. Mówienie o bezpiecznych „nowoczesnych” technologiach powiela rozumowanie twórców Titanica, elektrowni Fukushima, DDT itp.
- elektrownie atomowe to technologia przestarzała. To tak, jakby tuż przed erą telefonii komórkowej zainwestować w nową generację telefonii stacjonarnej,
- budowa elektrowni atomowych wymaga przekonania opinii społecznej. Ten wysiłek można by skierować na edukację związaną z oszczędnością energii, zrównoważonym rozwojem, czy funkcjonowaniem spalarni odpadów.
- oficjalna wersja, lecz naszym zdaniem całkowicie nieprawdziwa brzmi: „nowoczesne elektrownie atomowe są całkowicie odporne na atak z powietrza, trzęsienie ziemi itp.. Co pomyślelibyśmy o producencie samochodów, który publicznie zapewnia, że jego samochody absolutnie nigdy nie zawiodą. Ale pozostawiając to na boku. Wystarczy ciężarówka materiałów wybuchowych, żeby rozproszyć materiał rozszczepialny od środka. Ta dyskusja nie ma szans na rozstrzygnięcie. Nigdy nie uzyskamy pewności bezpieczeństwa. Po co więc obniżać odporność naszego kraju na atak terrorystyczny i gromadzić odpady nuklearne uzyskując w zamian energię elektryczną, którą można uzyskać taniej z innych źródeł.

2. Rezygnacja z sekwestracji CO₂ (CCS).

Aktualny koszt energetyczny separacji CO₂ ze spalin to około 12% czyli współczynnik przetworzenia energii pierwotnej zawartej w węglu na prąd elektryczny spada z około 40% do około 28%. Samej separacji, bez transportu i zatłaczania. Być może uda się stworzyć technologie, które pozwolą pozyskać CO₂ przetworzyć na coś pożytecznego i sprzedać z zyskiem. Pozwólmy działać nauce, gdyż jeszcze tego nie umiemy. CCS powoduje wzrost zapotrzebowania na węgiel, na jednostkę energii elektrycznej netto, o około 30%. Tworzy się więc błędne koło.

- zatłaczanie toksycznego gazu pod ziemię powinno być traktowane jako stworzenie zagrożenia katastrofą masową. Dostaliśmy już ostrzeżenie od Matki Natury w postaci katastrof w Kamerunie.
- CCS – Carbon Capture I Strage. Sama nazwa zawiera manipulację . Powinno być COCS – Carbon and Oxygen Capture and Storage. Jaki skutek dla naszego oddychania wywoła trwałe wycofanie z obiegu milionów ton tlenu?
- CCS to technologia bardzo kosztowana, 50-60 € za tonę. Za te pieniądze można ograniczyć zużycie energii, posadzić lasy zadbać o utylizację odpadów, zrobić dużo pożytecznych i bezpiecznych rzeczy, osiągając ten sam skutek.

Naszym zdaniem o pomysłе minowania naszego Kraju, za ciężkie pieniądze, śmiertelnie toksycznym gazem należy natychmiast, z zażenowaniem zapomnieć.

3. Rezygnacja z budowy elektrowni spalających rosyjski gaz.

Gaz taki w Polsce jest:

- bardzo drogi

- nieekologiczny
- wrażliwy politycznie

Pieniądze zapłacone za ten nośnik energii uciekają z Polski. Bezpieczeństwo energetyczne Polski maleje i to zarówno w aspekcie fizycznym jak i finansowym. Można skonkludować, że z elektrowni gazowych spalających rosyjski gaz mamy prąd elektryczny drożej ale za to gorzej.

4. Weryfikacja odnawialnych źródeł energii:

- a) ile energii odnawialnej, w wyniku analizy cyklu życia produkują poszczególne OZE. Na przykład pompy ciepła w większości przypadków nie produkują jej wcale.
- b) jaki jest koszt energii produkowanej przez poszczególne źródła i jaki jest koszt uniknięcia emisji gazów cieplarnianych w tych źródłach.
- c) jakie są efekty społeczne pieniędzy wydawanych przez podatników na poszczególne OZE.
- d) jakie są efekty ekologiczne poszczególnych OZE. Na przykład co ma wspólnego duża farma wiatraków ze zrównoważonym rozwojem.

W efekcie takiej weryfikacji będzie można podejmować świadome decyzje inwestycyjne i zarzucić teorię, że każde OZE to dobro samo w sobie. Teorię szkodliwą jak wszystko gdzie doktryna zastępuje analizę.

5. Ustawodawca uprzywilejował produkcję prądu elektrycznego, kompletnie zapominając o ciepłe. W Polsce mamy następującą strukturę zużycia energii:

- ~ 41% energii pierwotnej zużywane jest na produkcję ciepła
- ~ 41% energii zużywane jest na produkcję energii elektrycznej
- reszta to paliwa transportowe
- większość szkodliwych związków emitowanych do powietrza z procesów produkcji energii pochodzi z produkcji ciepła w sektorze komunalno-bytowym.

Nie ma żadnego powodu by wyróżniać prąd elektryczny. W efekcie takiego ustawodawstwa powstał schemat:

- biomasa z terenów rolnych jedzie do elektrowni,
- węgiel jedzie na wieś, by wytworzyć ciepło w kotłach na terenach wiejskich.

Wszystko w ramach zrównoważonego rozwoju

Proponujemy natychmiastowe wprowadzenie regulacji:

1 Megawatogodzina elektryczna = 3 Megawatogodziny termiczne

W ten sposób wszyscy wytwórcy energii cieplnej i elektrycznej, od kotła c.o. w domu jednorodzinnym do elektrowni, po spełnieniu wymogów URE, będą mogli korzystać z zielonych certyfikatów.

Pozwoli to na:

- ograniczenie obecnego, patologicznego schematu: biomasa do elektrowni – węgiel na wieś,
- ograniczy emisje towarzyszące, zwłaszcza z transportu,
- stworzy warunki finansowe dla rozwoju lokalnych odnawialnych źródeł energii,
- uczyni opłacalnym rozwój lokalnych inicjatyw energetycznych, zwłaszcza gminnych,
- przyniesie oszczędności finansowe w skali kraju.

IV. Alternatywne metody produkcji energii cieplnej i elektrycznej

Finanse i percepcja społeczna, uwolnione w efekcie działań z punktu III, mogą zostać użyte do produkcji energii, ograniczenia emisji i obniżenia kosztów tych działań z pożytkiem dla kraju.

Przedstawimy niektóre możliwości.

1. Budowa elektrowni wodnych.

Często słyszymy, że Polska jest krajem nizinnym i nie możemy liczyć na znaczące ilości energii elektrycznej z elektrowni wodnych. Jest to zamulanie procesu decyzyjnego. Możemy

zwiększyć produkcję prądu z elektrowni wodnych o około (pesymistycznie licząc) 5 TWh rocznie. Dyskusja, czy to dużo czy mało nie jest do niczego potrzebna. Potrzebna jest analiza, czy warto to robić.

Naszym zdaniem energetyka wodna powinna mieć priorytet wobec jej oczywistych zalet, jak:

- zapobieganie podwoziom,
- zmiana stosunków wodnych,
- zatrzymywanie rumowiska, czyli zapobieganie erozji i ochrona wód Bałtyku,
- wzrost bioróżnorodności,
- lokalne ośrodki rekreacji,
- produkcja energii elektrycznej.

Elektrownie wodne są najtrwalszymi odnawialnymi źródłami energii. Najstarsze pracują już ponad 100 lat. Ale nie produkcja prądu jest najważniejszym elementem biznes planu elektrowni wodnej ze społecznego punktu widzenia. Ile zysku przyniosło obronienie Podhala przez zbiornik Czorsztyn-Niedzica w 1997 r.? Ile zysku przyniosło obronienie mostu w Krakowie przed powodzią w maju 2010 roku przez zbiornik Świnna Poręba?.

Proponujemy zwiększenie dochodów właścicieli elektrowni wodnych przez wprowadzenie opłaty retencyjnej, określonej w funkcji pojemności retencyjnej zbiornika. Warunkiem jej wypłacania byłoby pozostawienie w dyspozycji RZGW rzędnej piętrzenia w zbiorniku.

2. Utylizacja odpadów.

a) Termiczna utylizacja odpadów komunalnych. Możemy uzyskać około 8 TWh rocznie i energii elektrycznej, z czego według dzisiejszych danych 42% to energia "zielona"

b) Termiczna utylizacja odpadów przemysłowych. Potencjał produkcyjny szacowany jest na około 16 TWh rocznie. Koszty inwestycyjne zakładów termicznej utylizacji odpadów są podobne jak koszty (według wersji oficjalnej) elektrowni atomowych, około 3,5 mld Euro za 1000 MWe. Jednak głównym dochodem nie jest sprzedaż energii tylko opłaty za utylizację. Jeśli unikniemy gigantomanii i rozproszymy te instalacje to częściowo będziemy mogli wykorzystać również ciepło produkowane wraz z energią elektryczną.

c) Fermentacja metanowa odpadów organicznych w biogazowniach.

Proces technologiczny wymaga dodawania do utylizowanych odpadów roślin z produkcji polowej. Nie powinno się jednak traktować biogazowi jako urządzenia energetycznego. Biogazownie są to urządzenia utylizacyjne. Ciepło i prąd elektryczny uzyskujemy przy okazji. Z utylizacji odpadów organicznych przy pomocy fermentacji metanowej możemy uzyskać około 8 TWh rocznie. Łącznie z elektrowni wodnych i utylizacji odpadów możemy uzyskać około 37 TWh energii elektrycznej rocznie. Do tego dochodzi ciepło. Trudne do wykorzystania, ale szacować należy, że około 20 TWh rocznie jest możliwe do użycia.

3. Budowa (lub modernizacja) klasycznych węglowych bloków energetycznych w połączeniu z biosekwestracją.

Uważamy, że znacznie korzystniejszym rozwiązaniem dla ograniczenia poziomu emisji gazów w ciepłarniach oraz tańszym w skutkach gospodarczych i społecznych od zakupu uprawnień do emisji byłoby wprowadzenie dla emitentów tych gazów szansy biosekwestracji CO₂. Wykorzystanie znanego mechanizmu jakim jest wiązanie CO₂ w procesie fotosyntezy, a w konsekwencji magazynowanie węgla w materii organicznej jest naturalnym procesem usuwającym CO₂ z atmosfery. Proponujemy wprowadzenie mechanizmu kompensaty emisji CO₂ przez emitenta poprzez wprowadzenie możliwości sfinansowania odpowiedniej ilości nasadzeń. Dla przykładu: blok 1 000 MW emituje rocznie około 7 mln ton CO₂ natomiast hektar lasu wiąże rocznie około 20 ton CO₂. Dla zaabsorbowania emisji bloku trzeba około 350 tys. ha lasu dlatego elektrownia, jako równowartość klimatyczną nabycia uprawnień do 100% emisji z bloku 1000 MW, zawiera umowę z Dyrekcją Lasów Państwowych na

zasadzenie 350 tys. ha. Działanie takie będzie kosztowało jednorazowo około 2 mld zł co stanowi koszt zbliżony do kosztu dwuletniej sekwestracji metodą CCS, bez uwzględnienia kosztów transportu, zatłaczania i kontroli depozytu CO₂. Las będzie sekwestrował tę ilość CO₂ przez cały okres pracy bloku. Tę koncepcję można rozszerzyć na inne działania, jak emisja metanu z jezior, korzystając z pieniędzy elektrowni.

Program biosekwestracji mógłby objąć również ogólnopolski program nasadzania pasów zakrzewień śródpolnych. Pasy takie spełniają wiele funkcji, na przykład:

- tworzą ostoje dla zwierząt i zwiększają bioróżnorodność,
- tworzą ciągi ekologiczne łączące kompleksy leśne,
- ograniczają erozję eolityczną,
- zwiększają retencję polową.

Konieczność pielęgnacji pasów zakrzewień pozwala na pozyskiwanie paliwa dla ciepłowni lokalnych. Program zakrzewień polowych powinien być uzupełniony o pasy osłonowe cieków i dróg. Proces projektowania i nasadzania pasów zakrzewień wymusi zaangażowanie społeczności lokalnych.

Można pokusić się o stworzenie funduszu biosekwestracji, w którym elektrownie kupowałyby udziały (zezwoleń na emisję), a fundusz realizowałby działania prowadzące do biosekwestracji. Niewątpliwie wymaga to wprowadzenia stosownych zmian w prawie Wspólnotowym oraz Krajowym, ale w naszej ocenie tylko takie działanie w powiązaniu z innymi elementami gospodarki niskoemisyjnej może doprowadzić do znaczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, to jest osiągnięcia efektu niemożliwego do uzyskania w drodze zakupu uprawnień do emisji. Zauważamy, że po wprowadzeniu obowiązku zakupu uprawnień do emisji przez elektrownie polskie, oparte na węglu brunatnym oraz kamiennym, cena energii na stałe istotnie wzrośnie co przyniesie negatywne skutki gospodarcze i społeczne, a emisja CO₂ pozostanie na niezmiennym poziomie.

Przedstawione powyżej przykłady pokazują, mamy nadzieję, że można uzyskać energię elektryczną szybciej, taniej z pożytkiem ekologicznym i społecznym, bez zwiększania emisji z terytorium Polski. Nie wspomnieliśmy tu o najważniejszych metodach ograniczenia naszej presji na środowisko, są to:

- a) negawaty czyli oszczędność energii,
- b) zmiana zachowań konsumenckich.

Uważamy, że proponowane przez rząd metody ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z terytorium naszego kraju nie są zgodne z:

- ekologią,
- ekonomią,
- bezpieczeństwem energetycznym.

Podobnie zresztą jak propozycje Europejskie.

Polskie Towarzystwo Biomasy
POLBIOM

Polsko-Niemiecka Grupa Robocza ds. OZE
Bio-GEPOIT

„Koalicja na Rzecz Biosekwestracji” oraz Polskie Towarzystwo Biomasy

Adres do korespondencji:

*Polskie Towarzystwo Biomasy
Ul. Goszczyńskiego 36/40 m. 9
02-610 Warszawa
Karol Teliga tel. 601-298-748
teliga@op.pl*

ANALIZA EKONOMICZNO-EKOLOGICZNA LOKALNEGO WYKORZYSTANIA BIOMASY NA PRZYKŁADZIE TYPOWEGO GOSPODARSTWA ROLNEGO

Streszczenie:

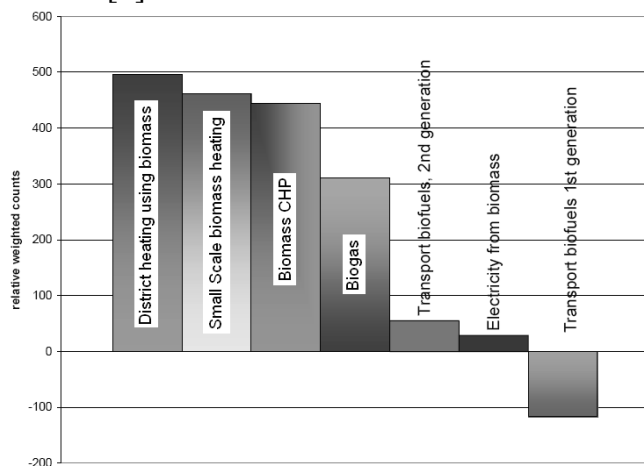
Analiza przedstawia ekonomiczny i ekologiczny wpływ konwersji systemu ogrzewania z kotła węglowego na kocioł biomasowy w typowym, polskim gospodarstwie rolnym. Rozważono trzy warianty: (i) kocioł węglowy i elektryczny podgrzewacz wody, (ii) kocioł biomasowy i elektryczny podgrzewacz wody, oraz (iii) kocioł biomasowy z wymiennikiem na ciepłą wodę użytkową. Analiza wykazała, iż zdecydowanie najkorzystniejszy pod względem kosztów eksploatacyjnych i redukcji emisji jest wariant (iii). Koszty ogrzewania budynku mieszkalnego zmniejszyły się 21-krotnie, a emisja gazów od 2 do 30-krotnie. Wyniki potwierdzają opinię, że biomasa powinna być, w pierwszej kolejności, wykorzystywana lokalnie.

Słowa kluczowe: biomasa, słoma, kocioł biomasowy, lokalne wykorzystanie

Wstęp

Biomasa jako substancja organiczna powstaje w wyniku reakcji fotosyntezy, przebiegającej pod wpływem promieniowania słonecznego oraz pobieranego z atmosfery dwutlenku węgla. Energię z biomasy można nazwać odnawialną, ponieważ przy jej spalaniu otrzymujemy zerowy przyrost dwutlenku węgla w atmosferze [1]. Jednakże, z zastrzeżeniem, że jej pozyskanie nie odbywało się w sposób rabunkowy, tj. pozwolimy się tej biomase odtworzyć w następnym cyklu wegetacyjnym [2]. Biomasa różni się od innych odnawialnych źródeł energii tym, że bardzo łatwo zamienić ją w inną postać, np. ciekłą (biopaliwa), czy gazową (biogaz). Dodatkowo, biomasa może być spalana w postaci przetworzonej jako pelety lub brykiety, jednak procesy peletyzowania czy też brykietowania są bardzo energochłonne, oraz w postaci nieprzetworzonej jako poźniwna słoma lub drewno. W warunkach polskich biomasa jest najłatwiejszym w pozyskaniu oraz posiadającym największy potencjał źródłem energii odnawialnej [3]. Ostatnie lata ukazują wzrost zapotrzebowania na tego rodzaju nośnik energii w celu wypełniania zobowiązań unijnych dotyczących produkcji „zielonej” energii elektrycznej [4]. W Polsce spala się biomasę w bardzo nieefektywny sposób w procesie tzw. współspalania biomasy z węglem w istniejących konwencjonalnych elektrowniach lub elektrociepłowniach, często przy sprawnościach przemiany rzędu 30-35%, co niesie za sobą daleko idące konsekwencje, poczynając od wyczerpywania zasobów biomasy, problemy transportowe i zagrożenie pożarami [5] po niszczenie kotłów energetycznych (korozje chlorowe) i spadku ich sprawności energetycznej (osadzanie się żużla na elementach wymienników ciepła). Jednym z problemów jest niska gęstość energii w jednostce objętości biomasy. Stwarza to problemy transportowe: koszty transportu, emisje związane z transportem, niszczenie infrastruktury drogowej i samo zużycie taboru. Biomasa sprowadzana jest ze źródeł odległych o setki kilometrów. Tymczasem, badania wykazują, że opłacalny jest przewóz biomasy maksymalnie do 100 km [6]. Paradoksem jest, że w naszym kraju biomasa transportowana jest z terenów rolniczych do zagłębi węglowych, podczas gdy

węgiel transportowany jest w stronę przeciwną dla ogrzania obiektów użytkowych i mieszkalnych na wsi. Doszło do tego, że biomasy dla elektrowni nie wystarcza już w Polsce i trzeba ją importować z innych krajów (np. Ukraina), a nawet z innych kontynentów, co sprawia iż rzekome korzyści dla rolników są w znacznej mierze niwelowane, a cenne dewizy wypływają z kraju. Jednakże, ten proceder nie odbywałby się gdyby tak wytwarzana „zielona” energia elektryczna nie była sownie nagradzana w postaci zielonych certyfikatów. Każdego roku konsumenci energii elektrycznej dopłacają do współspalania kwotę rzędu kilkuset milionów Euro. Gdyby założyć, że docelowo wyprodukujemy w ten sposób 10 TWh „zielonej” energii rocznie to przy obecnym poziomie subsydiów pochłonęłoby to ok. 3 mld złotych rocznie [7].

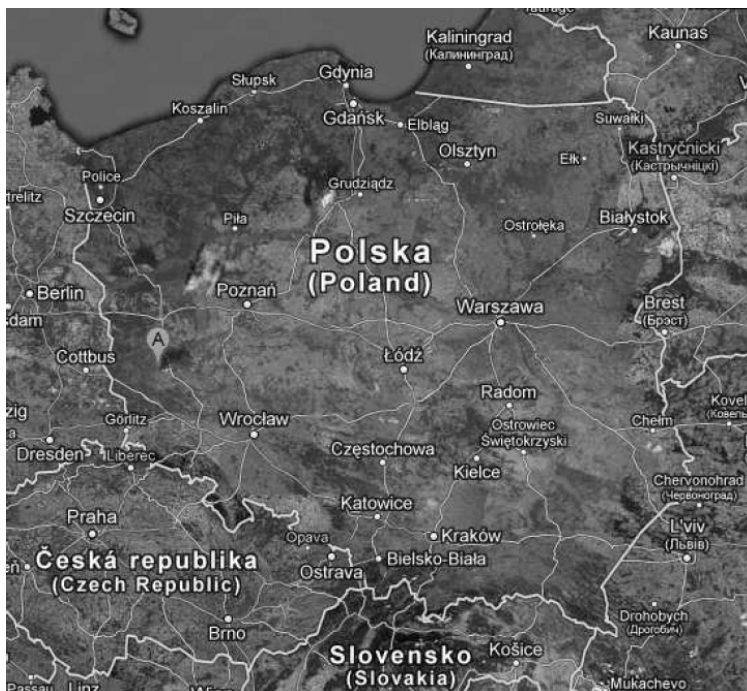


Rys. 1. Wyniki Projektu 4Biomass [8]. Od lewej: osiedlowe ciepłownie na biomasę, małe indywidualne kotły grzewcze, sprzężona produkcja ciepła i elektryczności (do ok. 1 MW), biogaz, biopaliwa 2-giej generacji, energia elektryczna uzyskana z biomasy, biopaliwa 1-ej generacji

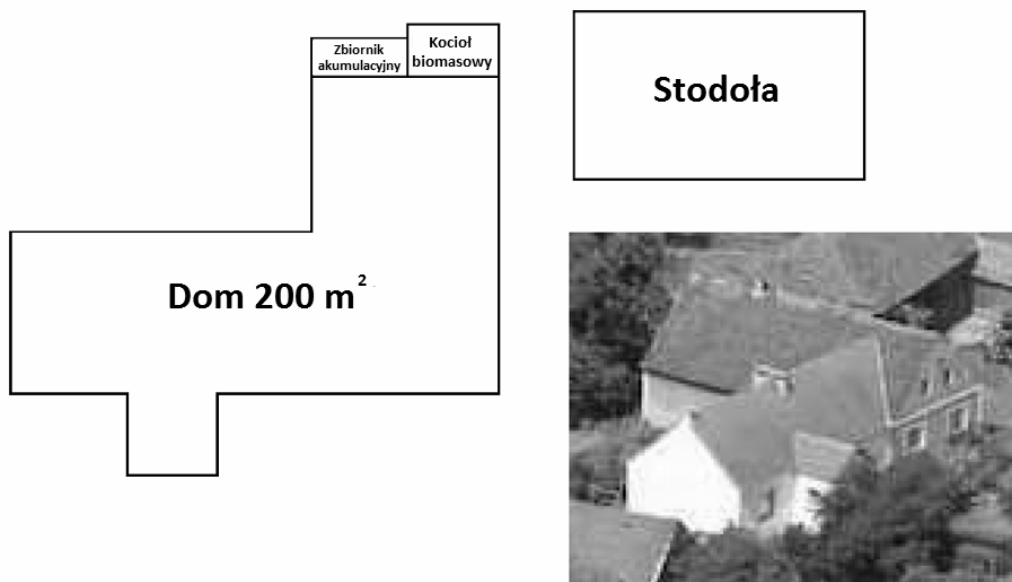
W ramach unijnego projektu „4Biomass” [9] przeprowadzono ankietę wśród 1221 ekspertów z 8 krajów Unii Europejskiej. Rysunek 1 przedstawia wyniki ważonych odpowiedzi na pytanie: „Jak Twoim zdaniem powinna być wykorzystywana biomasa do osiągnięcia założonych celów w Twoim Krajowym Planie Działania w Sprawie Biomasy?”. Jak widać międzynarodowi eksperci uważają, że biomasę należy w pierwszej kolejności wykorzystywać lokalnie w średnich lub małych jednostkach do celów grzewczych w dedykowanych do tego, wysokosprawnych kotłach biomasowych [8, 10, 11].

Instalacja kotła biomasowego

Rozpatrywane gospodarstwo rolne znajduje się w zachodniej Polsce, miejscowość Wichów, gmina Brzeźnica, województwo lubuskie. Rysunek 2 przedstawia usytuowanie miejscowości na mapie Polski. Jest to dobry przykład typowych terenów wiejskich naszego kraju. W głównej mierze znajdują się tam gospodarstwa małe lub średnie z przewagą upraw zbożowych tak, że biomasa (słoma) jest ogólnie dostępna. Klimat typowy dla tego regionu z relatywnie chłodnymi zimami z temperaturami poniżej zera, czasami osiągając -20 lub -30 °C. Powierzchnia rozpatrywanego gospodarstwa rolnego to 8 hektarów gruntów ornych w większości wykorzystywanych do produkcji pszenicy. W sezonie 2011 zebrano ok. 15 ton, a w sezonie 2012 ok. 25 ton słomy. Do roku 2010 budynek mieszkalny ogrzewany był kotłem węglowym. W październiku 2010 został zastąpiony przez 40 kW kocioł biomasowy (słoma służy jako główne paliwo) produkcji polskiej firmy MetalERG. Całkowity koszt inwestycji wyniósł ok. 20 000 zł (kocioł biomasowy, zbiornik akumulacyjny 5 m^3 , pompa i armatura). Budynek, o którym mowa to dom jednopiętrowy o powierzchni 200 m^2 zamieszkały przez 4 osoby. Rysunek 3 przedstawia rzut budynków w gospodarstwie oraz ich fasady.



Rys. 2. Usytuowanie miejscowości Wichów na terenie kraju [12]



Rys. 3. Rzut budynków i ich fasad

Zainstalowany kocioł, EKOPAL RM 5 (40 kW), połączony jest z akumulacyjnym zbiornikiem ciepła o objętości 5 m³. Kocioł został tak zaprojektowany, aby spełniał potrzeby rolników, którzy mają możliwość zbioru słomy w postaci skompresowanych balotów słomy o wymiarach ok. 80x40x40 cm. Jest on bardzo korzystny pod względem ekonomicznym dla rolników, którzy posiadają wystarczające własne zasoby słomy oraz miejsce na jej składowanie w pobliżu domu. W tych warunkach koszty eksploatacyjne są kilkukrotnie niższe w porównaniu do kotła węglowego. Czas zwrotu z poniesionych kosztów inwestycyjnych to 4-5 lat.

Kocioł eksploatowany jest obecnie trzeci sezon grzewczy bez większych problemów. Obsługa kotła jest bardzo prosta i przedstawia się następująco:

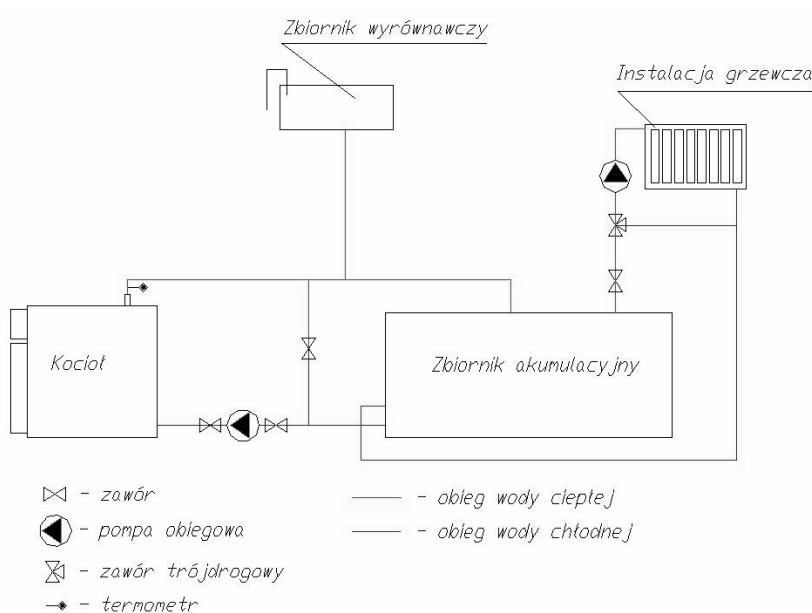
1. Manualny załadunek 1-3 balotów słomy do kotła (w zależności od temperatury na zewnątrz).
2. Słoma podpalana jest ręcznie z boku kotła za pomocą papierowej podpałki (np. gazety).

3. Spalanie słomy odbywa się dość szybko, ok. 50-80 min i jest utrzymywane przy pomocy automatycznie regulowanego wentylatora, który dostarcza powietrze w ilości potrzebnej do podtrzymania procesu spalania. Wytwarzane ciepło transportowane jest do zbiornika akumulacyjnego poprzez wymiennik ciepła zainstalowany w górnej części kotła.
4. Po całkowitym spaleniu słomy popiół jest usuwany. Następnie kocioł gotowy jest na kolejny załadunek. W międzyczasie gorąca woda ze zbiornika akumulacyjnego jest kierowana do systemu grzewczego w budynku mieszkalnym w zależności od zapotrzebowania na ciepło.
5. Częstotliwość załadunku/spalania zależy od: (i) temperatury zewnętrznej oraz (ii) temperatury wody w zbiorniku akumulacyjnym.

Poniższe zdjęcia prezentują: kocioł biomasowy (Rys. 4) oraz schemat systemu grzewczego (Rys. 5).



Rys. 4. Kocioł biomasy 40 kW



Rys. 5. Schemat systemu grzewczego

Zasoby słomy w gospodarstwie rolnym

Jedynym paliwem jakie jest używane do ogrzewania budynku mieszkalnego to słoma pochodząca z własnych zasobów, głównie słoma z pszenicy, w mniejszych ilościach z pszenżyta oraz jęczmienia. Słoma zbierana jest z pól należących do gospodarstwa w promieniu do 1,5 km od miejsca jej składowania oraz spalania. Podczas żniw zboże jest koszone, a słoma (odpad pożniwny) balotowana własną prasą do słomy. Baloty słomy (80x40x40 cm) są własnoręcznie zbierane i składowane w stodole znajdującej się tuż obok domu mieszkalnego (Rys. 3). Dlatego można założyć, że koszt tak pozyskanej słomy jest pomijalny dla rolnika. W sezonie 2011 oraz 2012 prowadzone były pomiary zasobów słomy w tym gospodarstwie rolnym. W 2011 roku zebrano ok. 15 ton słomy (ok. 1,9 t/ha), a w roku 2012 była to już znacznie większa ilość bo ok. 25 ton (ok. 3,1 t/ha). Różnice te wynikają z niekorzystnej pogody: mrozu podczas zimy 2010/2011 oraz długotrwałej suszy wiosną i latem 2011 roku co przyczyniło się do znacznego zmniejszenia plonów zboża, a za razem słomy jaką było można pozyskać. Podczas sezonu grzewczego 2011/2012 spalono całość zebranej słomy, co daje w przeliczeniu zapotrzebowanie ciepła w granicach 200 GJ [3].

Jak widać podczas dość nietypowego roku, jakim był rok 2011, gospodarstwo rolne posiadające 8 ha ziemi ornej jest całkowicie samowystarczalne energetycznie. Można przypuszczać, że słoma z roku 2012 nie zostanie w pełni wykorzystana.

W tym miejscu otwiera się szerokie pole na stworzenie lokalnego rynku biomasy, gdzie nadwyżki biomasy pochodzące z gospodarstw rolnych mogłyby być sprzedawane podmiotom, u których występuje jej deficyt (gospodarstwa rolne z mniejszym areałem), bądź jej zupełny brak (np. samorządy). W warunkach polskich brak jest takich rozwiązań, podczas gdy w takich krajach jak Austria czy Dania znane są i z powodzeniem praktykowane od wielu lat. Wymaga to stworzenie odpowiedniego, innowacyjnego modelu organizacyjnego, który będzie służyć rozwojowi oraz poprawie ekonomicznej sytuacji społeczności obszarów wiejskich. Podczas studiów doktoranckich autor tej publikacji będzie pracował nad stworzeniem takiego modelu w gminie Brzeźnica, powiat żagański, województwo lubuskie, jednocześnie korzystając z rozwiązań zachodnich, dostosowując je do warunków polskich.

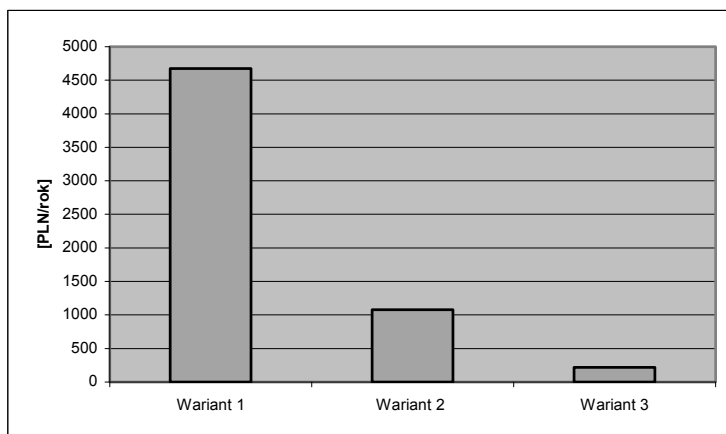
Analiza ekonomiczno-ekologiczna

Analiza ekonomiczno-ekologiczna lokalnego wykorzystania biomasy w gospodarstwie rolnym prowadzona była w trzech różnych wariantach: (i) kocioł węglowy i elektryczny podgrzewacz wody, (ii) kocioł biomasowy i elektryczny podgrzewacz wody, oraz (iii) kocioł biomasowy z wymiennikiem na ciepłą wodę użytkową. Pierwsza opcja miała miejsce do roku 2010, druga to obecnie funkcjonujące rozwiązanie, a trzecia rozpatrywana jest do wdrożenia w niedalekiej przyszłości. Kocioł węglowy użytkowany był przez okres 9 lat. Głównym paliwem dla kotła węglowego był miał węglowy oraz węgiel kamienny. Jak zostało wspomniane powyżej, w 2010 roku kocioł węglowy został zastąpiony przez kocioł na biomasę. Ciepła woda użytkowa dostarczana jest natomiast nadal za pomocą elektrycznego podgrzewacza wody o mocy 2 kW. W przyszłości planowane jest zastąpienie elektrycznego podgrzewacza wody, dobrze zaizolowanym wymiennikiem ciepła podłączonym równolegle do zbiornika akumulacyjnego o objętości 5 m³.

Potrzebne dane do sporządzenia analizy ekonomiczno-ekologicznej zostały zebrane w tym gospodarstwie rolnym w sezonie zimowym 2011/2012.

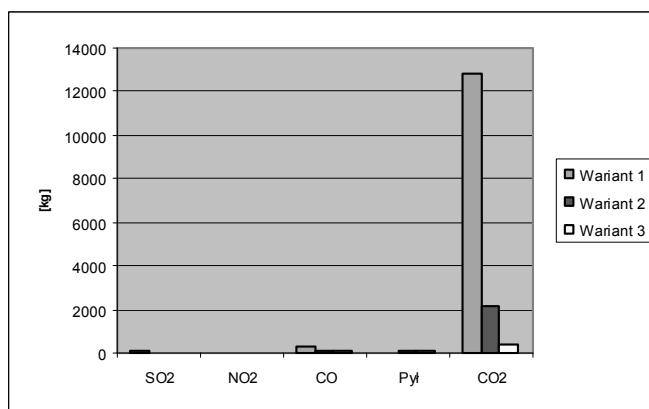
Wynik analizy ekonomicznej przedstawiony jest na Rys. 6. Jak można łatwo zaobserwować kocioł węglowy (Wariant 1) jest znacznie droższy w eksploatacji niż kocioł biomasowy. W Wariacie 2 następuje 4-krotne zmniejszenie kosztów, a w Wariacie 3 aż 21-krotnie w porównaniu do opcji 1. Bierze się to z faktu, że węgiel jest nieporównywalnie droższy niż słoma, której koszt wynosi praktycznie zero, ponieważ jest ona odpadem pożniwnym i pochodzi z własnych zasobów. Celowość wymiany elektrycznego podgrzewacza wody (Wariant 2) na wymiennik ciepła (Wariant 3) potwierdza Rys. 6. Dodatkowe, oszczędności pochodzą tu z eliminacji kosztów energii elektrycznej

zużywanej na podgrzewanie wody w ciągu całego roku. Prosty czas zwrotu z inwestycji szacowany jest na 4,5 roku dla Wariantu 2, oraz 3,8 roku dla Wariantu 3.

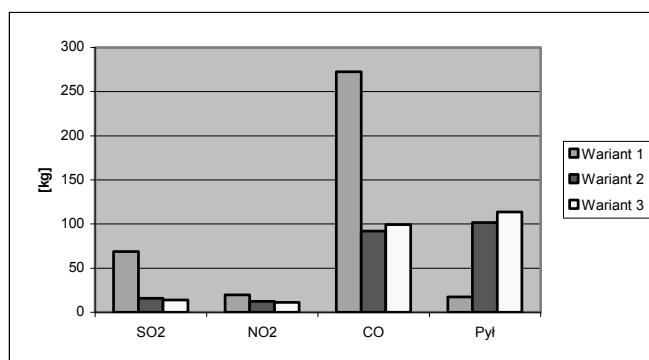


Rys. 6. Analiza ekonomiczna lokalnego wykorzystania biomasy

Rysunki 7 i 8 przedstawiają analizę ekologiczną lokalnego wykorzystania biomasy na cele grzewcze. Można zauważyć, że konwersja z węgla na biomasę w typowym gospodarstwie rolnym może drastycznie zredukować emisję CO_2 do atmosfery w bardzo tani i prosty sposób. Warto wspomnieć, że biomasa zawiera mniej siarki niż węgiel, więc emisje SO_2 są mniejsze dla kotła biomasowego. Dodatkowo, emisja NO_2 jest o prawie połowę niższa niż w Wariancie 1. Sytuacja zmienia się w przypadku CO , gdzie najmniejsza emisja występuje w Wariancie 2. Spowodowane jest to tym, że w Wariancie 3 słoma spalana jest również w okresie letnim w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej. Emisja CO wynikająca z wytworzenia odpowiedniej ilości energii elektrycznej, dla elektrycznego podgrzewacza wody, w Polskim systemie elektroenergetycznym jest mniejsza, niż emisja CO w przypadku kotła biomasowego.



Rys. 7. Emisja SO_2 , NO_2 , CO , pyłu oraz CO_2



Rys. 8. Emisja SO_2 , NO_2 , CO oraz pyłu

Należy również zwrócić uwagę, że podczas spalania biomasy następuje relatywnie duża emisja pyłów do atmosfery. W Wariancie 1 jest to o 6,5 razy mniej niż w Wariancie 3. W tym przypadku koniecznym jest zastosowanie odpowiednich filtrów do spełnienia wymogów emisyjnych. Jednakże, na terenach nieurbanizowanych, gdzie zabudowa posiada charakter rozproszony (typowy dla Polski) i mamy do czynienia z dużą częstotliwością wymiany powietrza, szkodliwość emisji pyłów może być zaniedbana. Autor publikacji w swojej pracy doktorskiej będzie zajmował się zagadnieniem optymalizacji pracy kotła oraz wprowadzenia możliwie najtańszych i najskuteczniejszych systemów odpylania gazów odlotowych dla spełnienia restrykcyjnych norm emisyjnych.

Podsumowanie

W warunkach polskich najlepszym i najbardziej efektywnym sposobem redukcji emisji gazów cieplarnianych jest lokalne wykorzystanie biomasy na cele grzewcze na obszarach wiejskich. Ponadto, analiza ekonomiczna potwierdza, że eksploatacja kotła biomasowego jest znacznie tańsza niż tradycyjnego, węglowego kotła. Najlepszym rozwiązaniem jest Wariant 3, gdzie kocioł biomasowy służy do ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych oraz służy do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Przynosi to bardzo duże korzyści finansowe dla użytkowników takich kotłów. Co najważniejsze, wykorzystanie biomasy do celów grzewczych obniża emisje CO₂, CO, SO₂, NO₂. Sprawia to, że takie rozwiązanie jest znacznie bardziej przyjazne dla środowiska niż używanie węgla. Jedynym problemem są relatywnie duże emisje pyłów do atmosfery. Jednakże, prowadzone są badania nad ich obniżeniem, tak aby nowe kotły biomasowe spełniały rygorystyczne normy emisyjne.

LITERATURA:

- [1] Dakowski M., Wiąckowski S., *O energetyce dla użytkowników oraz sceptyków*, Warszawa, 2005,
- [2] Wajss P., Goryl W., Gula A., „Czy można lepiej wykorzystać biomasę dla redukcji emisji CO₂?”, AURA, 6/2012, str. 4-5,
- [3] Goryl W., „*Economic and Ecological Analysis of a Local Use of Biomass in an Agricultural Holding*”, Praca magisterska, Kraków, 2012,
- [4] Główny Urząd Statystyczny, „*Energia ze źródeł odnawialnych w 2010r.*”, Warszawa, grudzień 2011,
- [5] <http://www.wnp.pl/wiadomosci/greenpeace-pozar-w-turowie-to-wynik-zachlannosci-pge,175236.html>, dostęp 6.11.2012,
- [6] Cheng J., *Biomass to Renewable Energy Processes*, Boca Raton, 2010,
- [7] Kozmana M., „*Koniec Eldorado w zielonej energii*”, Rzeczpospolita, 31.01.2012,
- [8] Schmidl J., „*Evaluation of the national stakeholder dialogue*”, wygłoszono na Konferencji Końcowej Projektu 4Biomass, Niemcy, Berlin, 21-22 Marzec 2012, http://www.4biomass.eu/document/file/1_8-schmidl-berlin.pdf,
- [9] Projekt 4BIOMASS: „*Fostering the sustainable usage of renewable energy sources in Central Europe – putting biomass into action!*”, www.4biomass.eu,
- [10] Gula A., Wajss P., Goryl W., „*Is Using Biomass for Power Generation a Good Solution? The Polish Case*”, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), 5a/2012, str. 198-203,
- [11] Kranzl L., Haas R., Gula A., i in., „*Deriving efficient policy portfolios promoting sustainable energy system- Case studies applying Invert simulation tool*”, Renewable Energy, 31/2006, str. 2393-2410,
- [12] www.maps.google.pl.

CZY MOŻNA LEPIEJ WYKORZYSTAĆ LOKALNE ZASOBY BIOMASY?

STRESZCZENIE

W pracy opisana jest koncepcja zintegrowanego podejścia do lokalnego wykorzystania biomasy dla celów grzewczych połączonego z zabiegami termomodernizacyjnymi zmniejszającymi zużycie ciepła w obiekcie. Jako konkretny przykład rozważono przypadek Szkoły Podstawowej w miejscowości Bucze koło Brzeska w województwie małopolskim, gdzie zaproponowano zamianę obecnego ogrzewania gazem na ogrzewanie lokalną biomasą. Wykonany został audyt energetyczny budynku, w którym określono zapotrzebowanie na energię cieplną w okresie grzewczym oraz zaproponowano warianty termomodernizacji. Przeprowadzono analizę opłacalności inwestycji w oparciu o prognozowane ceny paliw. Dowiedziono, iż przy aktualnych cenach gazu i biomasy oraz kosztach inwestycji termorenowacyjnej i zakupu kotła biomasowego inwestycja byłaby nieopłacalna głównie ze względu na koszty obsługi kotła przez palaczy. Rozważono także, tzw. podejście PICO (Public Internal energy efficiency COmmitments) z zaangażowaniem władz samorządowych, gdzie - w przypadku, gdy inwestycja dotyczy instytucji publicznej – rolę zewnętrznej firmy ESCO przejmuje odpowiednia jednostka danej instytucji publicznej. Wykazano, że sama zamiana ogrzewania gazowego na biomasowe może zwrócić się po 4 latach, podczas gdy zintegrowana inwestycja (przejście na biomasę z termorenowacją) po ok. 11 latach. Przytoczone argumenty, iż mimo takiego wydłużenia czasu zwrotu nakładów, zintegrowane podejście powinno być faworyzowane ze względów ekologicznych (zwiększona redukcja emisji CO₂ przy danych zasobach biomasy na określonym terenie).

1. WSTĘP

25 czerwca 2009 roku weszła w życie Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Aby spełnić warunki w niej opisane, polskie elektrownie i elektrociepłownie muszą spalać - oprócz konwencjonalnych paliw również biomasę, w taki sposób, aby udział odnawialnych źródeł w wytwarzaniu energii wyniósł co najmniej 15% w roku 2020.

W związku z tym, iż nowe kotły dużych mocy i ich instalacje specjalnie przystosowane do spalania biomasy są bardzo drogie, wielu producentów energii elektrycznej i ciepłej decyduje się na wdrożenie tańszego procesu współspalania węgla z biomasą w jednym kotle jednocześnie. Proces ten jest jednak szkodliwy w eksploatacji kotła i mało efektywny. Występują również inne problemy, które zostały opisane w szeregu publikacji [1,2,3]. Bardziej przyjazną dla środowiska i bardziej efektywną ekonomicznie alternatywą, sugerowaną przez szereg ekspertów [4], jest wykorzystanie dostępnej biomasy przede wszystkim dla celów grzewczych w jednostkach małej lub średniej mocy, bazując na lokalnych jej zasobach.

Jednakże, zasoby biomasy dostępne na danym obszarze (regionie, kraju, a także w skali globalnej), są z natury rzeczy ograniczone przede wszystkim dostępnym arealem i warunkami klimatyczno-glebowymi. Niezwykle istotnym problemem, na który zwraca się coraz więcej uwagi [5], jest konkurencja z produkcją żywności i pasz, a także z wykorzystaniem przemysłowym (np. płyty wiórowe, czy drewno meblowo-stolarskie). Ponadto, biomasa wykorzystywana jako paliwo energetyczne cechuje się, np. w stosunku do węgla, stosunkowo niską wartością kaloryczną oraz niską gęstością usypową. Powoduje to, że

transportowanie biomasy jest bardziej energochłonne niż paliw kopalnych. Dla zmniejszenia tego efektu biomasę często „densyfikuje” się dla zmniejszenia kosztów transportowych. Jednakże, pociąga to za sobą istotne koszty energetyczne sięgające 20%. W tej sytuacji, względy ekologiczne i ekonomiczne przemawiają za ograniczeniem odległości pomiędzy źródłem biomasy, a jej wykorzystaniem. Oszacowania wykazują, że odległość ta nie powinna przekraczać ok. 100km [6]. Konkludując, coraz więcej ekspertów postuluje [4,7,8] by biomasę wykorzystać w pierwszej kolejności lokalnie, a zatem w jednostkach małej lub średniej mocy nie wymagających olbrzymich dostaw paliwa w odróżnieniu od dużych jednostek, takich jak elektrociepłownie, czy ciepłownie dużych mocy (rzędu kilkadziesiąt MW i powyżej). Do takiej konkluzji doszło konsorcjum unijnego projektu „4Biomass” [9], któremu przewodniczył FNR (FachagenturNachwachsendeRohstoffe.V) z Niemiec, a w którym Akademia Górniczo-Hutnicza była partnerem. Ostatnio w Niemczech opracowano system preferencyjny finansowania kotłów grzewczych na biomasę do 100kW [7, 10]. Natomiast Czesi przeprowadzają odpowiednie prawo na poziomie Parlamentu [11, 12].

Zważywszy na to, że - jak wspomniano powyżej – lokalne zasoby biomasy są ograniczone, można nimi zastąpić jedynie określoną ilość paliw kopalnych, używanych do ogrzewania pomieszczeń, a zatem, także odpowiadającą tej ilości redukcją emisji CO₂. Powstaje pytanie, czy wolumenu redukcji tych emisji nie można powiększyć, używając tych samych zasobów biomasy.

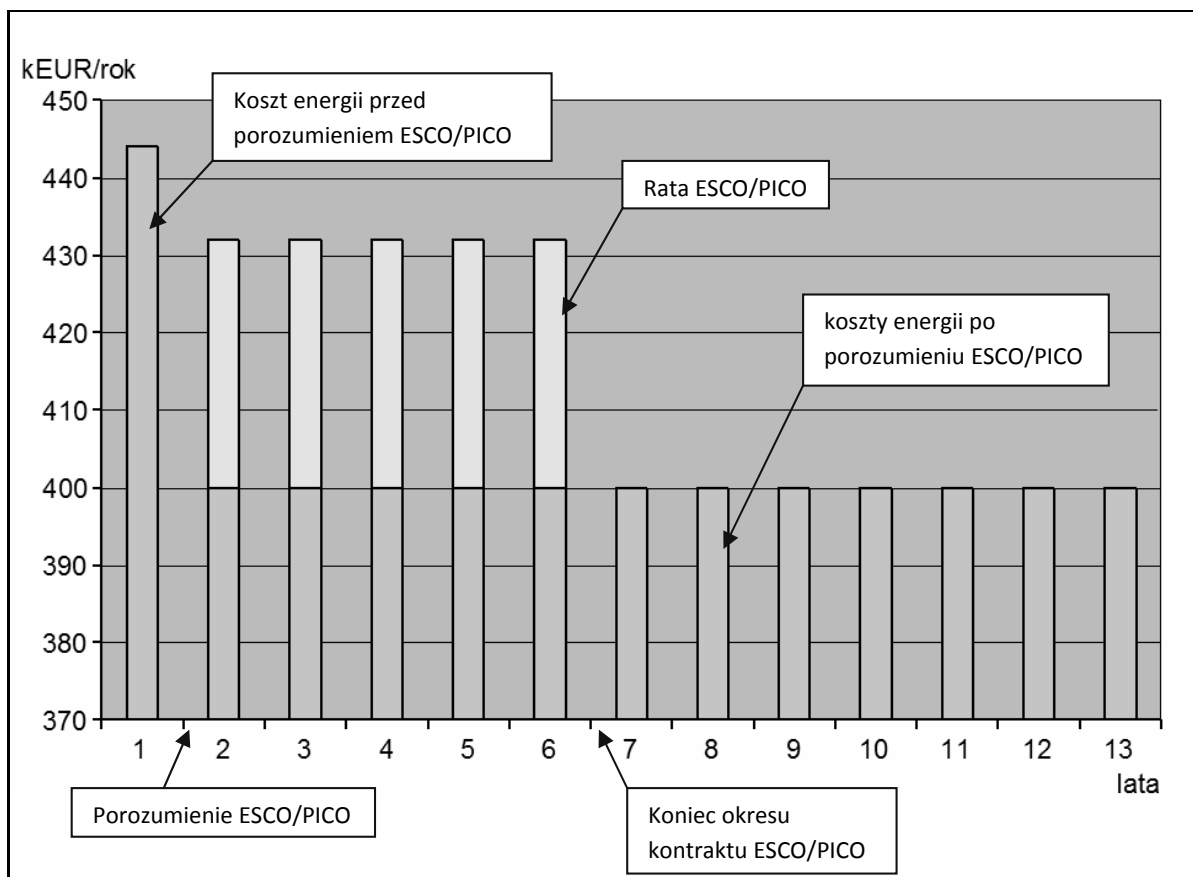
Odpowiedzią jest zwiększenie efektywności termicznej wykorzystania tych zasobów, co można osiągnąć oszczędzając energię ciepłą w budynkach poprzez wprowadzenie odpowiednich zabiegów termorenowacyjnych. Problemowi temu została poświęcona praca wykonana w ramach unijnego projektu „Change Best” [13], której wyniki są przedstawione poniżej na przykładzie obiektu jakim jest szkoła podstawowa w miejscowości Bucze, powiat Brzesko w województwie małopolskim. Praca została wykonana we współpracy z zakładem ciepłowniczym w Brzesku. Wykonana została analiza ekonomiczno-ekologiczna zintegrowanego projektu wykorzystania biomasy i termorenowacji obiektu. W pracy przedstawione są jej wyniki wykazujące, iż wymagane jest opracowanie odpowiedniego systemu wsparcia finansowo-organizacyjnego dla tego typu zintegrowanych inwestycji.

2. KONCEPCJA PROJEKTU

Zakład ciepłowniczy w Brzesku, nie podlega bezpośrednio zobowiązaniom wynikającym z Dyrektywy 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r., jednak dobrowolnie spala się w nim odpady drzewne pochodzące z pielęgnacji zieleni miejskiej. W kotłach rusztowych spalana jest mieszanina węgla kamiennego z biomasą w postaci drobnych gałązek. Zakład MPEC Brzesko deklaruje udział 5% biomasy w mieszaninie, ponieważ ze względów eksploatacyjnych, większy udział zaburzałby proces spalania. Biomasa jednak nie jest dodawana w sposób ciągły, ponieważ Miejskie Zakłady Komunalne dostarczają ją nieregularnie i zbyt mało dla osiągnięcia prognozy 5%.

Z powodu wad jakie wynikają ze współspalania, przedstawiciele MPEC Sp. z o.o. Brzesko, zdecydowali się na podjęcie próby wykorzystania pomysłu spalania lokalnie pozyskiwanej biomasy w obiekcie należącym do gminy Brzesko, w specjalnie do tego celu przystosowanym kotle. Całe przedsięwzięcie miało być oparte na zasadzie firmy ESCO [14] lub PICO [15], której rolę spełniałby MPEC Brzesko. Te systemy finansowania inwestycji energooszczędnościowych polegają na przejęciu kosztów inwestycji przez wyspecjalizowaną firmę, która – w klasycznym ujęciu – odzyskuje zainwestowane środki z uzyskanych oszczędności w kosztach energii ponoszonych przez klienta. Niezwykle ważnym elementem w klasycznym ujęciu koncepcji ESCO (PICO) jest to, że to ona przejmuje ryzyko finansowe wynikające z nie uzyskania zaplanowanych oszczędności. W koncepcji ESCO, wynajęta firma jest zewnętrzna w stosunku do klienta. Natomiast

w koncepcji PICO firmę tę stanowi jednostka wewnątrz danej instytucji (np. samorządu). Bliższe szczegóły przedstawione są poniżej.



Rys.1. Schematyczna ilustracja przepływu gotówki w systemie ESCO/PICO[15].

Systemy teobrazuje rys.1, na którym pierwszy słupek wykresu przedstawia koszty ponoszone przez klienta przed podpisaniem umowy typu ESCO lub PICO[15]. Po wprowadzeniu w życie kontraktu, na wskutek przeprowadzonej termomodernizacji obiektu, koszty energii są znacznie niższe, niż przed podpisaniem umowy. Natomiast klient, przez pewien określony w kontrakcie czas, płaci mniejszą kwotę za energię niż przed podpisaniem porozumienia, ale większą niż wynosi rzeczywisty koszt. Dzięki temu, firma ESCO może odzyskać zainwestowane pieniądze z pewną nawiązką. Po zakończeniu okresu opisywanego kontraktu, klient ponosi rzeczywiste koszty zużywanej energii i uzyskuje z tego tytułu znaczne korzyści.

W systemie PICO, rolę właściciela ESCO przyjmuje samorząd [16], dla którego, oprócz korzyści stricte finansowych, ważne są też aspekty społeczne (tworzenie miejsc pracy), ekologiczne itp. Krytycy podejścia PICO podkreślają wprawdzie, iż w tym rozwiązaniu angażowane są środki publiczne na etapie inwestycji co obciąża budżet, np. gminy. Jednakże środki te zostają odzyskane w formie oszczędności w kosztach ponoszonych przez samorząd, zwykle z nawiązką, która może być przeznaczona na dalsze inwestycje oszczędnościowe. Zaletą tego rozwiązania jest to, iż zaoszczędzone środki pozostają w gminie, podczas gdy w systemie ESCO stanowią zysk w firmie zewnętrznej, czyli „wyciekają” z gminy. Zważywszy na to, że gmina poprzednio usiłowała przeprowadzić projekt korzystając z usług zewnętrznej firmy ESCO co zakończyło się niepowodzeniem, zwrócono się do zespołu AGH z prośbą o podanie innych sugestii. Dla opracowania koncepcji alternatywnej wykorzystano możliwości jakie dawał wspomniany wyżej unijny projekt Change Best. Polski zespół Projektu zaproponował rozważenie możliwości zastosowania odpowiednio skonstruowanej koncepcji PICO.

Wybrany przez gminę i przedstawiciele zakładu ciepłowniczego budynek, to szkoła podstawowa wraz z przedszkolem w miejscowości Bucze. Wybór takiego obiektu podyktowany był ograniczonością potencjału biomasy w najbliższej okolicy. Mianowicie, lokalna biomasa powinna wystarczyć do zaopatrzenia obiektu, przy zapotrzebowaniu na energię cieplną rzędu kilkadziesiąt kW, jakie obecnie zapewnia istniejący kocioł gazowy. Niemniej jednak, wstępne jakościowe oszacowania wskazywały na to, że zapewnienie wystarczających dostaw może być trudne w przypadku surowej zimy. Jedną z oczywistych dróg zwiększenia marginesu bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwo jest zmniejszenie zapotrzebowania na energię cieplną, co może być osiągnięte drogą odpowiedniej termomodernizacji obiektu. Celem pracy było zbadanie opcji zmniejszenia zapotrzebowania na energię, przed podjęciem decyzji o zamianie (drogiego) paliwa gazowego na (względnie tania) lokalnie pozyskiwaną biomasę. Zebrane dane, pomiary i obliczenia, przedstawione zostały w niniejszym opracowaniu. Na podstawie uzyskanych materiałów, określona została również opłacalność tego przedsięwzięcia i ewentualna propozycja zmiany warunków, tak aby inwestycja stała się opłacalna.

Jeżeli założyć obecny poziom cen gazu, osiągnięcie opłacalności nie jest możliwe na chwilę obecną, zważywszy na koszty inwestycji w nowy kocioł biomasowy, przyjmując że inwestycja byłaby wykonana w reżymie ESCO, bez pomocy ze środków publicznych. Należy jednak zwrócić uwagę, że w sytuacji gdy MPEC Brzesko jest spółką komunalną, właściwszym podejściem byłoby finansowanie inwestycji w systemie PICO [15]. W niniejszej pracy porównane są oba podejścia. W tym miejscu należy zauważyć, że jak dotąd w Polsce, de facto, nie funkcjonuje rynek ESCO [14], ani system PICO [15], [16]. W związku z tym, zasadniczą rolę dla powodzenia takich przedsięwzięć, spełnia wsparcie ze środków publicznych, które obecnie w warunkach polskich jest nieodzowne. Nie jest to sytuacja wyjątkowa w Unii Europejskiej, na co wskazują wyniki projektu Change Best [1]. W szczególności, w odniesieniu do omawianego w niniejszej pracy projektu, należy zauważyć, że rząd Hiszpanii (Narodowa Agencja Energii, IDAE) umożliwia firmie ESCO uzyskanie miękkich kredytów do nowych instalacji biomasowych pod warunkiem uzyskania 10% oszczędności energii. Program wdrożony w Hiszpanii przeznaczył dotychczas 1.0M € dla takich instalacji [13].

3. OGÓLNY OPIS PROJEKTU

Przedsięwzięcie wprowadzenia kotłowni na biomasę, oraz przeprowadzenia termomodernizacji obiektu Szkoły Podstawowej miało być zrealizowane na podstawie umowy typu ESCO lub PICO. W tym celu przeprowadzono wizję lokalną analizowanego obiektu oraz wykonano pomiary, niezbędne do sporządzenia audytu energetycznego. Pozwoliło to określić aktualne zapotrzebowanie budynku szkoły na ciepło, a także oszacować, jakie to zapotrzebowanie będzie po przeprowadzeniu wybranego wariantu termorenowacji. Na podstawie zebranych informacji obliczono także potencjał energetyczny dostarczanych przez gminę Brzesko rozdrobnionych gałęzi. W rezultacie końcowym określono opłacalność przedsięwzięcia termomodernizacyjnego.

3.1. OPIS OBIEKTU

Jesienią 2011 roku w Brzesku miało miejsce spotkanie przedstawicieli AGH z władzami gminy Brzesko oraz z Vice Prezesem Zarządu MPEC tej miejscowości. Na zebraniu, wytypowano obiekt budowlany w celu przeprowadzenia na nim przede wszystkim pilotażowego projektu wprowadzenia kotłów na biomasę w miejsce kotłów gazowych. Wybrany budynkiem została Publiczna Szkoła Podstawowa im. ks. Jana Twardowskiego w miejscowości Bucze należąca do gminy Brzesko. Aby osiągnąć zamierzony cel, wykonano audyt energetyczny obiektu, którego wyniki zostały przedstawione w kolejnych podrozdziałach.

3.1.1. Wywiad i wizja lokalna

Podczas zimy na przełomie 2011/2012 roku miały miejsce kolejne spotkania w których udział wzięli przedstawiciele Akademii Górniczo-Hutniczej, Autoryzowany Audytor Energetyczny p. Maciej Surówka, Vice Prezes Zarządu MPEC Sp. z o.o. w Brzesku p. Paweł Majewski oraz Dyrektor szkoły p. Agata Basaraba. Spotkania te miały na celu przekazanie informacji dotyczących obiektu budowlanego potrzebnych do wykonania audytu, a podczas jednego z tych zebrań w szkole rozmieszczonych zostało 5 loggerów mierzących temperaturę. Dyrektorka szkoły przekazała również uczelni oraz p. M. Surówce plany budynku.

W 1997 r. szkoła została rozbudowana w wyniku czego powstało dodatkowe skrzydło oraz kotłownia gazowa. W budynku znajduje się także przedszkole dla 43 dzieci. Natomiast na zajęcia szkolne uczęszcza 97 osób, a dodatkowe 25 to nauczyciele. Godziny lekcyjne trwają od poniedziałku do piątku w godzinach od 7:30 do 15:00. Obiekt ma dwie kondygnacje w nowej części i jedną w starej, jest niepodpiwniczony, oraz nie ma w nim mieszkań służbowych. Okna z podwójną szybą w starej części są plastikowe, natomiast w nowej drewniane. W szkole zamontowano główne drzwi wejściowe PVC, podwójne z przedsionkiem, oszklone do połowy szybą zespoloną (dwuszybowe), w ilości 2 sztuk (do szkoły oraz do przedszkola), a także drzwi zewnętrzne metalowe również oszklone podwójną szybą z przeszkleniem ok. 50%. Ściany zewnętrzne ocieplone są 5 centymetrową warstwą styropianu pomiędzy pustakiem a cegłą. Z kolei w stropie umieszczono 15 cm wełny pod wylewką.

Instalacja centralnego ogrzewania o parametrach 90/70, zasilana jest dwoma kotłami gazowymi firmy Jubam gaz wyprodukowanymi w 1997r. Maksymalnie dopuszczona temperatura wody przez producenta to 95 °C. Pierwszy kocioł o mocy 70 kW, posiada powierzchnię grzewczą 6,3 m². Natomiast drugi z kotłów zasilających CO w szkole to urządzenie o mocy 50 kW o powierzchni grzewczej 4,3 m². Ciepło oddawane jest w poszczególnych pomieszczeniach poprzez grzejniki żeliwne i nowsze – płytowe.

Ciepła woda użytkowa w analizowanym budynku, podgrzewana jest kotłem modeko 150 (nr serii: 0996) o średniej mocy 9,9 kW. W 1996 roku miejscowość Bucze nie posiadała uzbrojenia w publiczne sieci wodno-kanalizacyjne, dlatego jako źródło wody zaprojektowano lokalne ujęcie ze studni wierconej. Przewody ciepłej wody są zaizolowane otuliną z pianki poliuretanowej o grubości 13 mm.

Oprócz planów budynku, dyrekcja szkoły przekazała do analizy faktury za zużyty gaz z lat 2010 oraz 2011, wystawione przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Karpacki Oddział Obrotu Gazem, Gazownia Tarnowska. Miesięczne zestawienie poniesionych przez szkołę kosztów zamieszczone zostało w tab. 1 poniżej. Za opłatę sieciową stałą, za moc/h od stycznia do czerwca 2010 roku cena netto wynosiła 0,0577 zł, następnie uległa podwyżce i od lipca 2010 do sierpnia następnego roku wynosiła 0,0604 zł. Ostatecznie do końca 2011 roku cena netto opłaty stałej równa była 0,0648 zł. Ciepło spalania gazu wahało się w tym okresie od 39,604 MJ/m³ do 40,152 MJ/m³. Budynek szkoły korzysta z grupy taryfowej W-5, a moc umowna równa jest 11 m³/h przy czym w ciągu roku moc wykonana wahała się od 1 m³/h w miesiącach letnich do 12 m³/h w okresie zimowym. Cena netto odczytanego z udostępnionych faktur abonamentu stanowi 121 zł.

Tab.1. Zestawienie miesięczne faktur za zużyty gaz w latach 2010 i 2011 w Publicznej Szkole Podstawowej im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu. Na podstawie kopii faktur udostępnionych przez głównego księgowego szkoły.

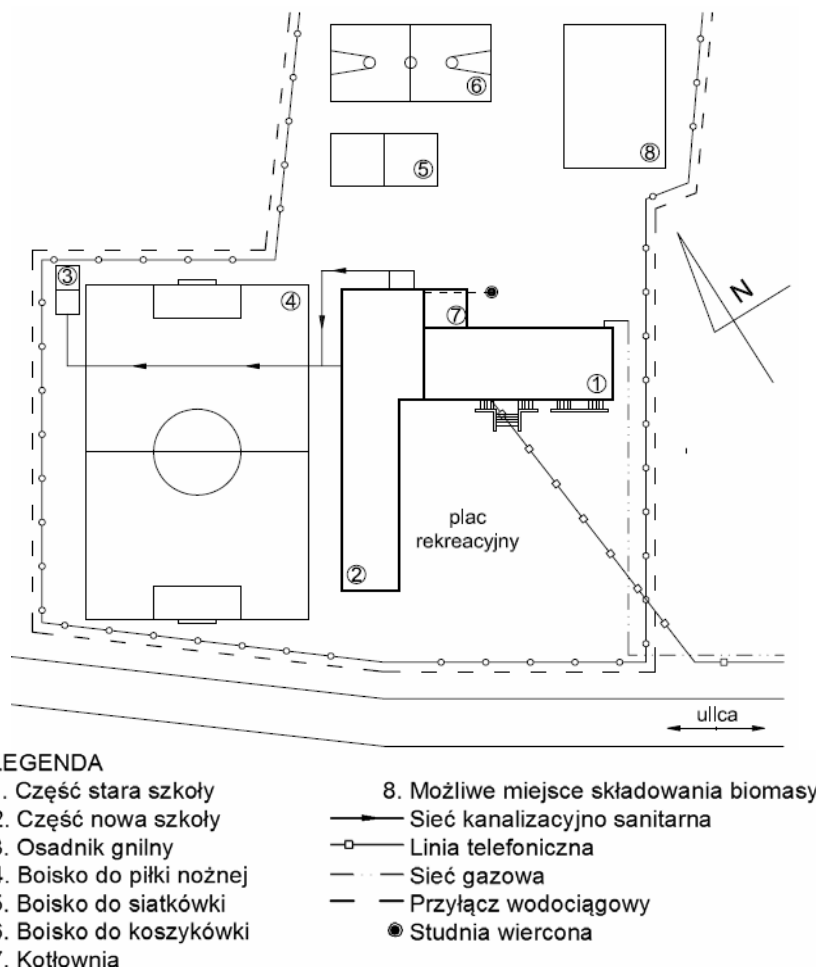
MIESIĄC	ROK 2010		ROK 2011	
	ZUŻYCIE [m ³]	KWOTA [zł]	ZUŻYCIE [m ³]	KWOTA [zł]
Styczeń	4685	7639,16	3844	7039,89
Luty	3590	5965,33	3711	6464,06
Marzec	3195	5428,89	3203	6028,48

Kwiecień	1590	3039,88	1603	3291,54
Maj	366	1261,89	430	1442,55
Czerwiec	289	1175,12	359	1310,21
Lipiec	179	1025,03	114	961,97
Sierpień	186	1035,68	201	1149,61
Wrzesień	547	1569,08	400	1472,48
Październik	2823	5297,86	1902	4100,93
Listopad	2681	5208,52	3286	6483,05
Grudzień	4657	8444,34	3307	6559,65
RAZEM:	24 788	47090,78	22 360	46607,42

Kolejną istotną informacją, była wiadomość od p. Vice Prezesa Zarządu MPEC - Pawła Majewskiego, że gmina poprzez spółkę Brzeskie Zakłady Komunalne dostarcza gałęzie w ilości ok. 25 ton/rok do Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej.

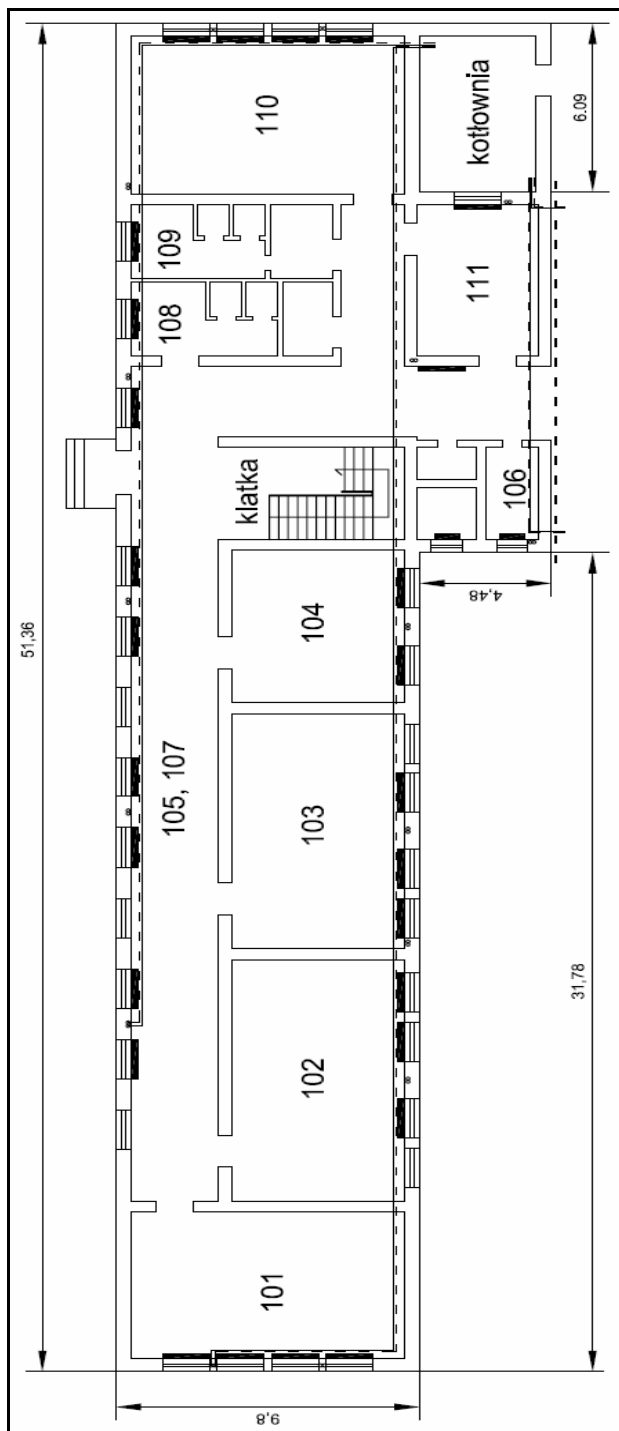
3.1.2. Szkice budynku

Poniżej, zamieszczone zostały plany analizowanego obiektu budowlanego, z naniesioną instalacją centralnego ogrzewania. Bazą wykonania projektu, były plany budynku udostępnione przez sekretariat szkoły oraz pomiary elewacji, wykonane przez p. Macieja Surówkę za pomocą laserowego miernika odległości. Dodatkowo zmierzona została wysokość kondygnacji w świetle: starej części wynosi ona 3,41 [m], natomiast w nowej części 3,25[m].

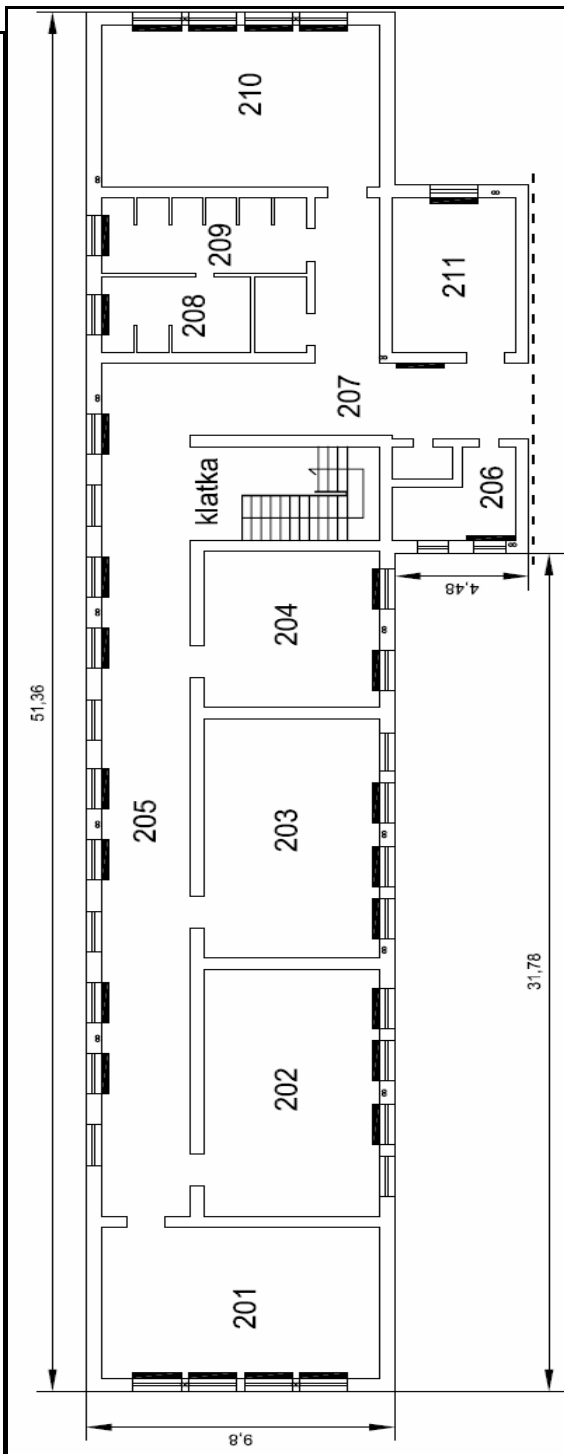


Rys.2. Usytuowanie szkoły. Rysunek własny na podstawie planów udostępnionych przez sekretariat szkoły.

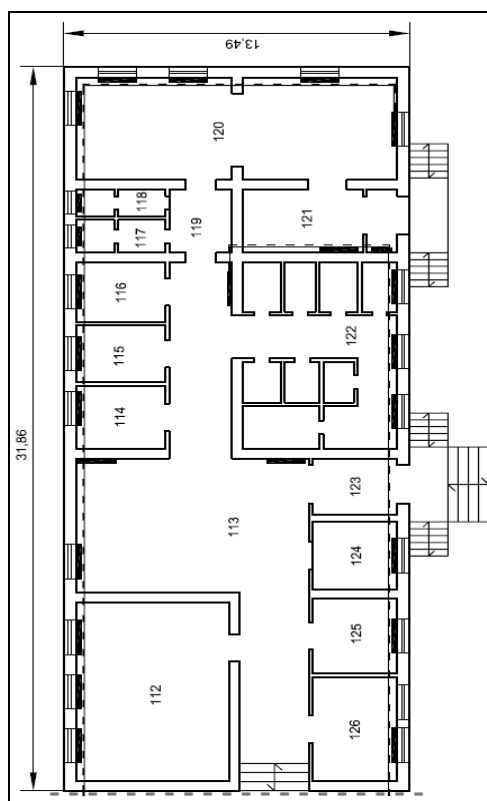
Poniższe rysunki 3 i 4 przedstawiają plan parteru i piętra nowszej części budynku szkoły. W rysunkach tych, oraz w rysunku nr 5 uwzględniona została instalacja centralnego ogrzewania. Drzwi przy pomieszczeniu numer 123 to wejście główne, którym można dostać się zarówno do szkoły jak i do przedszkola. Wysokość kondygnacji tej części budynku w świetle wynosi 3,41[m]. Linia przerywana na dole rysunku oznacza, że znajduje się za nią dobudowana część szkoły, a ponieważ budynek zaprojektowany został w kształcie litery „L” cały projekt podzielono na dwie części.



Rys. 3. Rzut parteru części nowej. Rysunek własny na podstawie planów udostępnionych przez sekretariat szkoły oraz wykonanych pomiarów



Rys. 4. Rzut piętra części nowej. Rysunek własny na podstawie planów udostępnionych przez sekretariat szkoły oraz wykonanych pomiarów



Rys.5. Rzut parteru części starej szkoły. Rysunek własny na podstawie planów udostępnionych przez sekretariat szkoły oraz wykonanych pomiarów.

Poniżej, w tabeli numer 2 zawarto zestawienie przegród budowlanych, wraz z ich udziałem w powierzchni całkowitej oraz współczynnikiem przenikania ciepła.

Tab.2. Zestawienie przegród budowlanych SP im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu.

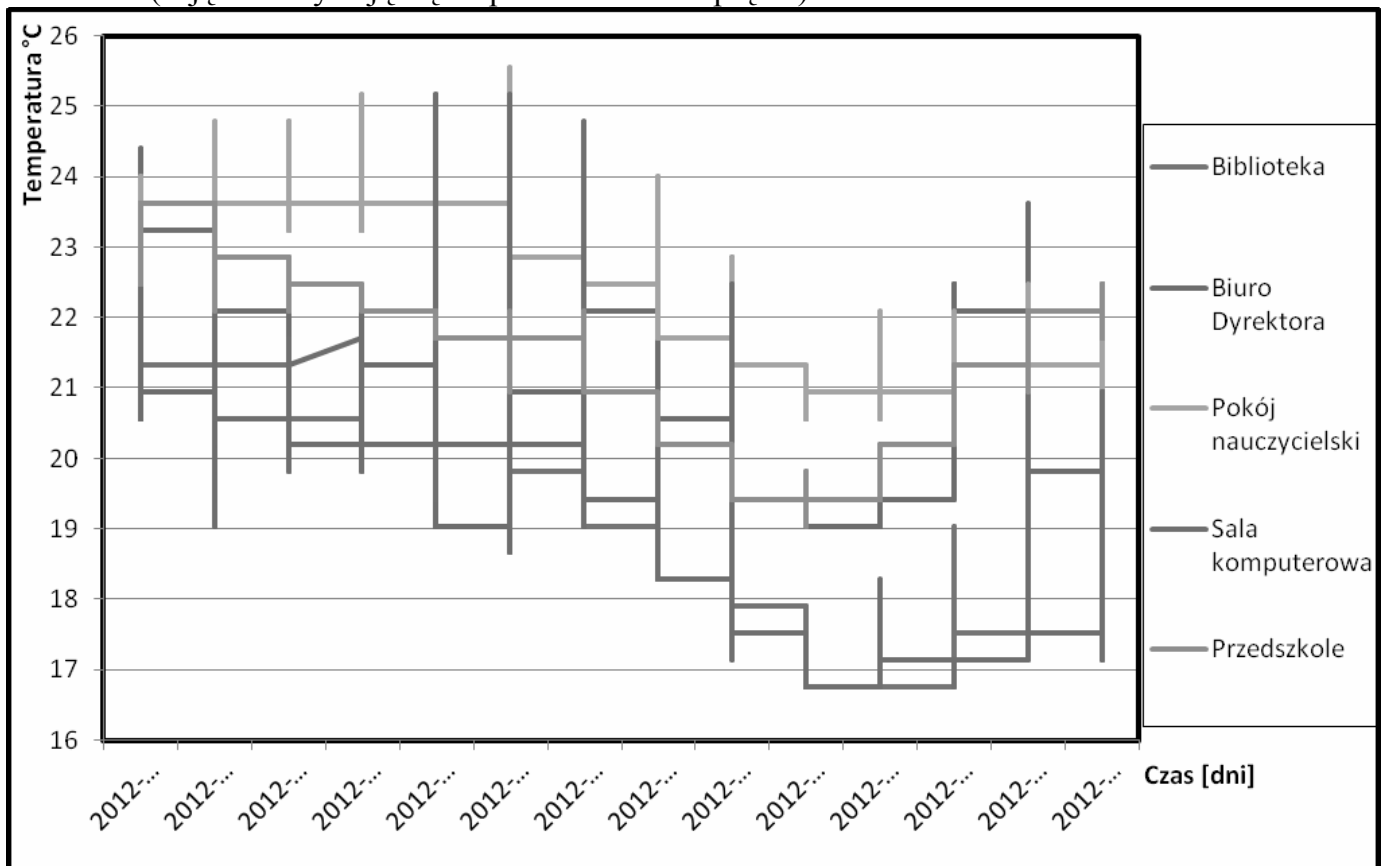
NAZWA PRZEGRODY	WSPÓŁCZYNNIK PRZENIKANIA CIEPŁA U [W/M ² K]	UDZIAŁ POŁA POWIERZCHNI PRZEGRODY A [%]	POLE POWIERZCHNI PRZEGRODY A [m ²]
Drzwi wewnętrzne	5,1	3,4	194,40
Drzwi PCV/AL.	2,5	0,1	8,14
Drzwi stalowe	5,6	0,1	5,91
Okna PCV	1,6	1,0	56,25
Okna drewniane	1,8	4,9	281,39
Podłoga	0,31	17,2	994,09
Stropodach cz. stara	0,22	7,4	429,79
Stropodach cz. nowa	0,29	9,8	564,30
Strop 1	1,21	9,8	564,30
Strop 2	1,21	9,8	564,30
Ściana zewnętrzna cz. stara	1,31	4,2	244,37
Ściana zewnętrzna cz. nowa	0,46	9,3	535,90
Ściana wewnętrzna 1	1,64	3,9	227,59
Ściana wewnętrzna 2	2,67	7,5	433,99
Ściana wewnętrzna 3	1,31	11,6	667,68
SUMA PÓŁ POWIERZCHNI WSZYSTKICH PRZEGRÓD A[m²]			5 772,40

3.1.3. Pomiary temperatury w pomieszczeniach

Od dnia 26 stycznia przez kolejne dwa tygodnie, przeprowadzono pomiar temperatury za pomocą 5 rejestratorów temperatury, udostępnionych przez uczelnię AGH. Pomiar odbywał się z częstotliwością co 7 minut i przeprowadzano go w 5 różnych miejscach analizowanego budynku Szkoły Podstawowej. Dodatkowo w czterech z nich odbywał się równocześnie pomiar wilgotności powietrza:

- biuro Dyrektora – pomiar temperatury i wilgotności powietrza
- sala komputerowa – pomiar temperatury i wilgotności powietrza
- pokój nauczycielski – pomiar temperatury i wilgotności powietrza
- biblioteka – pomiar temperatury i wilgotności powietrza
- sala przedszkola – pomiar temperatury

Na podstawie uzyskanych danych, odczytać można, że wyłączenie zasilania C.O. następuje ok. godziny 14:00, natomiast jego ponowne załączenie odbywa się ok. godziny 7:00. Na wykresie poniżej (rys.6), widać obniżenie tygodniowe występujące w ciągu weekendu (zajęcia odbywają się od poniedziałku do piątku).



Rys.6. Rozkład temperatury w ciągu dwóch tygodni (26.01.12-08.02.12) w pomieszczeniach budynku Szkoły Podstawowej w miejscowości Bucze. Dane uzyskane z rejestratorów temperatury, zaprogramowanych przez p. mgr inż. Andrzeja Raźniaka.

3.1.4. Zdjęcia termowizyjne

Termowizja jest obecnie bardzo cenioną metodą badań, która polega na zdalnym i bezdotykowym rejestrowaniu pola temperatur na powierzchni badanego przedmiotu. Kamery z systemem termowizyjnym wykorzystuje się głównie w celu wykrywania usterek montażowych w budownictwie oraz zapobiegania awariom przegrzewania się elementów instalacji elektrycznych (również w diagnozowaniu stanów zapalnych u ludzi i zwierząt). Termowizja pomaga w sposób bezinwazyjny wykryć ucieczkę ciepła przez przegrody budowlane czy ewentualne miejsca zawilgocenia w ścianach, gdzie przekroczona została temperatura punktu rosy, czyli wady które niekoniecznie widoczne są gołym okiem.

Poniżej zamieszczony został zestaw zdjęć termowizyjnych Szkoły Podstawowej im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu, wykonanych przez p. mgr inż. Macieja Surówkę. Dzięki tym zdjęciom zasugerować można, takie elementy budynku do termomodernizacji, które normalnie nie zostałyby zaproponowane.

Na fotografii nr 7 widać mostek cieplny pochodzący od stropu między piętrami nowej części budynku. Ponieważ w ścianach znajduje się cienka warstwa izolacji, ich temperatura po stronie zewnętrznej jest niższa niż nieocieplonej podłogi pierwszego piętra.



Rys. 7. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (część nowa z zewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.

Na zdjęciach numer 8 i 9 pod oknami widoczne są rejony o wyższej temperaturze niż pozostała część ścian, co świadczy o występowaniu w tych miejscach grzejników. Dodatkowo pierwsza z tych fotografii pokazuje bardzo dużą ucieczkę ciepła z wnętrza starej części budynku poprzez nieocieplony pas ściany rozciągający się na ok. 80 cm szerokości, poczynając od poziomu gruntu. Różnica temperatur na powierzchni, pomiędzy ocieplonym a nieocieplonym elementem ściany wynosi ok. 1,8°C.



Rys.8. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (część stara z zewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.

Zdjęcie poniżej przedstawia tylną część budynku w której znajdują się pomieszczenia przedszkola. W tym miejscu pas ściany, który nie został zaizolowany od frontu (Rys.8.) jest ocieplony, tak jak pozostała część przegrody. Na tej fotografii oprócz widocznych miejsc usytuowania grzejników, zauważyć można wady konstrukcyjne okien. Mianowicie, wyższa temperatura w narożach okien, świadczy o ich nieszczelnościach. Takiej usterce można zapobiec, poprzez zastosowanie lepszego uszczelnienia niż obecne, lub przez ewentualną wymianę okien.



Rys.9. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (część nowa z zewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.

Na zdjęciu termowizyjnym nr 10, podobnie jak na rys. 7 i rys. 11 widoczny jest nieocieplony strop między piętrami nowej części analizowanego obiektu budowlanego. Aby nie powstawały takie mostki termiczne, izolację przegród budowlanych powinno montować się od strony zewnętrznej budynku, nie zaś od wnętrza ściany jak w przypadku tej budowli.



Rys.10. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (część nowa z zewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.

Na ostatnim zdjęciu termowizyjnym wykonane z zewnątrz budynku, również widoczny jest mostek cieplny od stropu. Poza tym, na zdjęciu widać różne temperatury na powierzchni okien parteru oraz pierwszego piętra nowego skrzydła szkoły. Nie wynika jednak z różnych temperatur w pomieszczeniach za tymi przegrodami lub z różnych współczynników przewodzenia ciepła okien, są one bowiem takie same. Jest to spowodowane złym kątem ustawienia kamery podczas wykonywania zdjęcia, przez co w oknach na pierwszym piętrze odbija się niebo. Jednak z powodów technicznych, nie było takiej możliwości aby to zdjęcie wykonać poprawnie. Natomiast istotną informacją, jaką można z rys.11 odczytać jest to, że oprócz mostka cieplnego od stropu, występują również widoczne mostki termiczne od nadproży przenoszących obciążenia oddziałujące na fragment ściany ponad otworem na mur po obu stronach otworu okiennego. Różnica temperatur między mostkiem od nadproży a pozostałą częścią ściany wynosi ok. 3°C , natomiast pomiędzy ścianą a stropem między piętrami ok. $1,5^{\circ}\text{C}$.



Rys.11. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (część nowa z zewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.

Poniższe cztery zdjęcia wykonane zostały od wnętrza szkoły. Na rys.12 oraz 13 widać nieszczelności drzwi tylnych skierowanych na boisko szkoły. Największa ucieczka ciepła w tych przegrodach następuje przez framugę, która wykonana jest z metalu. Różnica temperatur pomiędzy powierzchnią ściany, a ramą drzwi wynosi miejscami aż ok. 11,5°C, a przy nieszczelnościach różnica ta to 14°C. Z tego powodu zaleca się wymianę drzwi na nowe o niższym współczynniku przewodzenia ciepła.

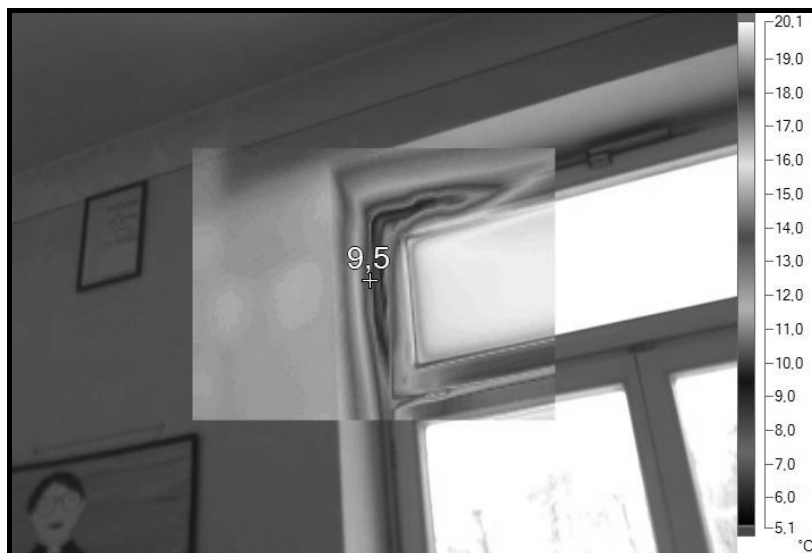


Rys.12. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (wejście główne od wewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.



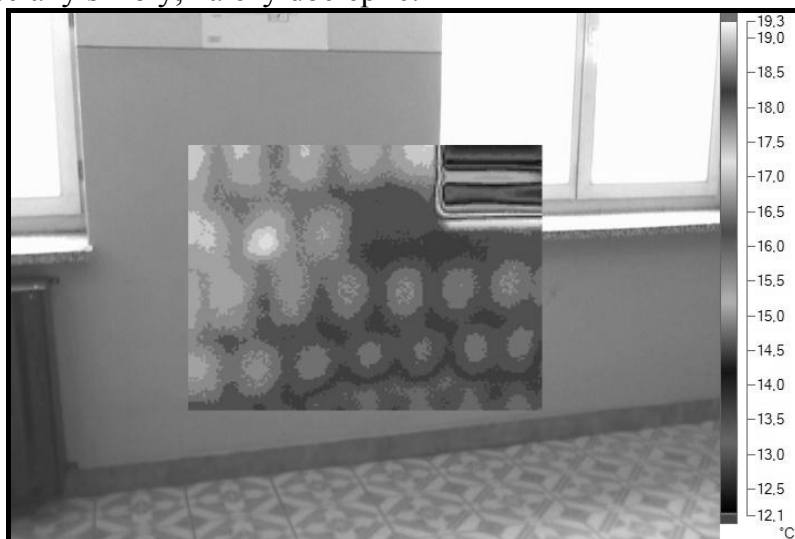
Rys.13. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (drzwi zewnętrzne metalowe od wewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.

Nieszczelności okien dają się zauważyć od wnętrza nowej części szkoły, podobnie jak w części starej na rys.9 widoczne były od strony podwórza. Dobrą metodą uszczelnienia tego typu wad w stolarnie okiennej, jest zastosowanie specjalnych uszczelek, które wkłada się w szczelinę wcześniej wykonanego w oknie frezu.



Rys.14. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (okno w części nowej od wewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.

Kolejnym miejscem zwiększonej ucieczki ciepła, są elementy zaprawy murarskiej między pustakami ściennymi. Na fotografii poniżej, zauważyć można mniejszą ucieczkę ciepła przez pustaki wykonane z ceramiki, niż przez spoiwo między nimi. Jest to kolejny dowód na to, że ściany szkoły, należy docieplić.



Rys.15. Zdjęcie Szkoły Podstawowej w Buczu (ściana w części nowej od wewnątrz), wykonane kamerą termowizyjną przez p. mgr inż. Macieja Surówkę.

3.2 KONCEPCJA ESCO/PICO W PROJEKCIE

W celu racjonalnego wykorzystanie biomasy dostarczanej przez gminę Brzesko do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej, zaproponowano wykonanie termomodernizacji wybranego obiektu budowlanego pod kątem wdrożenia biopaliwa (gałęzi), na zasadzie umowy typu ESCO/PICO.

MPEC Brzesko, miało zainwestować środki finansowe na wykonanie termorenowacji, których wynikiem ma być obniżenie zużycia, a tym samym zapotrzebowania na energię ciepłą wybranego budynku. Włożone fundusze, z biegiem lat, powinny ulec zwróceniu z odpowiednim zyskiem z uzyskiwanych oszczędności w rachunkach za energię.

Aby dokładnie określić warunki aktualnego zapotrzebowania na ciepło użytkowe wybranego obiektu budowlanego, a także oszacować jak zapotrzebowanie na energię ciepłą zmniejszy się po przeprowadzeniu termomodernizacji, wykonano audyt energetyczny.

Zaproponowano w nim warianty modernizacji wraz z ich kosztorysami, oraz określono poziom oszczędności z nich wynikający.

Umowa typu ESCO/PICO jest tak zorganizowana, że dobra z niej płynące przypadają na obie strony podpisujące. Do podstawowych korzyści dla klienta uzyskanych z podpisania i zrealizowania kontraktu należą [14]:

- utrzymanie kosztów na niezmiennym poziomie przez okres czasu określony w umowie
- koszty finansowe związane z modernizacją majątku bierze na siebie wykonawca, który też bierze pełną odpowiedzialność za wybór wariantu termomodernizacji, który określa umowa.
- w trakcie trwania umowy, klient może uczestniczyć w premii związanej z zaoszczędzoną energią cieplną
- ryzyko nie uzyskania oszczędności ponosi wykonawca umowy
- umowa gwarantuje dotrzymanie odpowiednich standardów jakościowych i ilościowych dostarczanej energii lub mediów, a także ponosi sankcje za ich niedotrzymanie
- po zakończeniu umowy zmodernizowany majątek przekazany zostaje klientowi bezpłatnie lub za niewielką odpłatnością. Dotyczy to tylko zewnętrznych ESCO, gdyż w koncepcji PICO majątek cały czas pozostaje własnością instytucji. Od tego momentu klient płaci, rzeczywisty obniżony rachunek za energię cieplną (rys.1).

W przypadku zewnętrznej firmy ESCO sporządzenie odpowiedniej umowy, jest również bardzo ważnym i trudnym etapem całego procesu. Kontrakt sporządza się głównie w oparciu o wykonany wcześniej audyt energetyczny. Jednak po zazwyczaj długotrwałych rozmowach i uzgadnianiu odpowiednich warunków, podpisanie dobrze sporządzonej umowy skutkuje obustronnymi korzyściami. Niestety czasami dochodzi do istotnych konfliktów, związanych zwłaszcza z oszacowaniem uzyskanych oszczędności energii i odpowiedzialnością za ewentualne ich nieuzyskanie, gdzie ESCO często stara się obarczyć tym klienta.

Problem ten praktycznie nie istnieje w rozwiązaniu PICO, gdyż forma kontraktu zostaje zastąpiona zobowiązaniem odpowiedniego działu danej jednostki do uzyskania określonych oszczędności.

Oddzielnym problemem jest konflikt między dostawcą energii a jej odbiorcą, ponieważ dostawca chce tej energii jak najwięcej sprzedać, a odbiorca, jak najmniej zużyć (kupić). Paradoksalnie, inwestycja w termomodernizację, jest dla dostawcy niekorzystna, a korzyści uzyskuje jedynie klient. Jednakże istnieje też interes nadrzędny (ogólnospołeczny) jakim w rozważanym przypadku jest głównie redukcja emisji gazów cieplarnianych lub też dodatkowo tworzenie miejsc pracy.

4. ANALIZA DANYCH I OBLICZENIA

Na podstawie zebranych danych, z wizji lokalnych oraz wykonanych pomiarów i zdjęć termowizyjnych, przeprowadzono analizę obiektu Szkoły Podstawowej w Buczu. Obliczenia obciążenia cieplnego budynku, przedstawione w rozdziale 4.1 tej pracy, wykonane zostały autorskim programem p. mgr inż. Macieja Surówki, który też brał udział w opracowaniu koncepcji projektu.

4.1 Wyniki obliczeń zapotrzebowania na ciepło

Dane klimatyczne pobrane zostały ze strony internetowej www.mi.gov.pl dla miejscowości Brzesko. Do wykonania obliczeń zużycia energii na potrzeby ogrzewania skorzystano z Polskiej Normy PN-EN ISO 13790:2009, natomiast obliczenia obciążenia cieplnego wykonano w oparciu o PN-EN 12831.

Dane podstawowe, policzone na podstawie planów budynku udostępnionych przez sekretariat szkoły oraz wykonanych wcześniej pomiarów dalmierzem laserowym, zamieszczone zostały w tabeli nr 3 poniżej.

Tab.3. Dane podstawowe dotyczące Szkoły Podstawowej im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu.

RODZAJ DANYCH	WARTOŚĆ	JEDNOSTKA
Powierzchnia ogrzewana	1 290,77	[m ²]
Kubatura wentylowana	4 253,47	[m ³]
Kubatura ogrzewana	5 618,24	[m ³]
Średnia temperatura wewnętrzna budynku	19,32	[°C]
Wskaźnik zwartości budynku A/V	0,56	[1/m]

Z przeprowadzonej analizy wynika, iż straty mocy cieplnej na przenikaniu przez ściany, okna i drzwi stanowią znacznie większą część bo 70,68%, niż straty spowodowane przenikaniem ciepła przez przegrody poziome takie jak strop, podłoga na gruncie, czy dach, które stanowią 29,32% całkowitych strat mocy cieplnej na przenikanie przez przegrody. Natomiast w skład projektowego obciążenia cieplnego budynku wynoszącego 100,52 [W/m²], wchodzi 52,17% strat mocy cieplnej przez przenikanie i 47,83% strat na wentylację.

Tab.4. Obciążenie cieplne budynku Szkoły Podstawowej im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu

RODZAJ DANYCH	WARTOŚĆ	JEDNOSTKA
Straty mocy cieplnej na przenikaniu przez przegrody pionowe	47 836	[W]
Straty mocy cieplnej na przenikaniu przez przegrody poziome	19 846	[W]
Sumaryczne straty mocy cieplnej przez przenikanie	67 682	[W]
Strata mocy cieplnej na wentylację minimalną	62 063	[W]
Strata mocy cieplnej przez infiltrację	13 647	[W]
Strata mocy cieplnej na wentylację mechaniczną	0	[W]
Sumaryczne straty mocy cieplnej na wentylację	62 063	[W]
Projektowe obciążenie cieplne budynku	129 745	[W]
	100,52	[W/m ²]
	23,09	[W/m ³]
Współczynnik strat mocy cieplnej przez przenikane H_{tr}	1721,32	[W/K]
Współczynnik strat mocy cieplnej na wentylację H_{ve}	1922,66	[W/K]
Całkowity współczynnik strat mocy cieplnej H_c	3643,98	[W/K]

W celu wyznaczenia wartości rocznego zapotrzebowania na energię użytkową konieczne jest obliczenie stałej czasowej dla budynku, która w rozpatrywanym przypadku wynosi 64,75 [h]. Od wartości tej zależy parametr numeryczny a_H równy 5,32. Obliczenie tego parametru, a co za tym idzie wyznaczenie rocznego zapotrzebowania na ciepło użytkowe nie byłoby możliwe, bez wcześniejszego policzenia wewnętrznej pojemności

cieplnej budynku. Wyniki kalkulacji dla poszczególnych przegród, oraz końcową wartość pojemności cieplnej zawarto w tab. 5.

Tab.5. Wewnętrzna pojemność cieplna budynku SPim. ks. Jana Twardowskiego w Buczu

NAZWA PRZEGRODY	POJEMNOŚĆ CIEPLNA C_m [%]	POJEMNOŚĆ CIEPLNA C_m [J/K]
Podłoga	21,6	183 628 305
Stropodach cz. stara	9,8	83 374 962
Stropodach cz. nowa	8,0	68 026 365
Strop 1	11,9	100 849 439
Strop 2	13,4	113 881 383
Ściana zewnętrzna cz. stara	4,5	38 561 586
Ściana zewnętrzna cz. nowa	6,8	58 155 868
Ściana wewnętrzna 1	4,2	35 947 841
Ściana wewnętrzna 2	7,2	61 479 023
Ściana wewnętrzna 3	12,4	105 460 056
CAŁKOWITA POJEMNOŚĆ CIEPLNA C_m [J/K]		849 364 828

Natomiast, w tabeli nr 6 zamieszczono miesięczny wykaz strat i zysków ciepła dla analizowanego obiektu budowlanego. Dane temperatury zewnętrzne dla miejscowości Brzesko (najbliższa miejscowości Bucze, stacja meteorologiczna), pobrane zostały ze strony internetowej Ministerstwa Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej. Zamieszczone tam typowe lata meteorologiczne posłużyły do obliczeń rocznego zapotrzebowania energii użytkowej. W rezultacie, zapotrzebowanie na ciepło w sezonie grzewczym wynosi 730,38 [GJ] i jest to podstawa do oszacowania potencjału energetycznego biomasy dla budynku Szkoły Podstawowej w Buczu. W tabeli 7 zamieszczono wartości zapotrzebowania na ciepło w rozliczeniu na powierzchnię i kubaturę oraz otrzymane wyniki w przeliczeniu na kWh.

Tab.6. Roczne zapotrzebowanie energii użytkowej budynku Szkoły Podstawowej im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu

MIESIĄC	TEMPERATURA ZEWNĘTRZNA t_{zew} [°C]	STRATY CIEPŁA NA OGRZEWANIE $Q_{H,ht}$ [kWh]	SŁONECZNE ZYSKI CIEPŁA Q_{sol} [kWh]	WEWNĘTRZNE ZYSKI CIEPŁA Q_{int} [kWh]	MIESIĘCZNE ZAPOTRZEBOWANIE ENERGII UŻYTKOWEJ $Q_{H,nd,n}$ [kWh]
Styczeń	-0,8	54 548	4 757	4 321	45 470
Luty	-0,7	49 024	6 206	3 903	38 916
Marzec	6,6	34 485	10 809	4 321	19 462
Kwiecień	8,4	28 650	13 839	4 182	11 229
Maj	14,1	2 283	3 134	697	61
Czerwiec	16,5	0	0	0	0
Lipiec	17,0	0	0	0	0
Sierpień	17,6	0	0	0	0
Wrzesień	14,2	2 239	1 868	697	239
Październik	11,1	22 285	8 343	4 321	9 900
Listopad	3,7	40 982	4 182	4 182	32 619
Grudzień	-0,3	53 192	3 883	4 321	44 988
ROZNE ZAPOTRZEBOWANIE ENERGII UŻYTKOWEJ $Q_{H,nd}$ [kWh]					202 884

Tab.7. Bilans cieplny budynku Szkoły Podstawowej im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu

RODZAJ DANYCH	WARTOŚĆ	JEDNOSTKA
Zapotrzebowanie na ciepło w sezonie grzewczym	730,38	[GJ/rok]
	202 884	[kWh]
Wskaźnik zapotrzebowania na ciepło (powierzchnia)	565,85	[MJ/m ² rok]
	157,18	[kWh/m ² rok]
Wskaźnik zapotrzebowania na ciepło (kubatura)	130,00	[MJ/m ³ rok]
	36,11	[kWh/m ³ rok]

Wielkości wyliczone i zawarte w tabeli powyżej, nie uwzględniają sprawności regulacji i przesyłu. Przy uwzględnieniu sprawności regulacji i przesyłu wartość 730,38 [GJ/rok] zwiększa się do 800[GJ/rok].

4.2 Oszacowanie potencjału biomasy

Gmina Brzesko, za pośrednictwem spółki Brzeskie Zakłady Komunalne, dostarcza do MPEC Brzesko gałęzie w ilości około 25 ton rocznie. Ponieważ nie istnieją dane dotyczące explicite gałęzi wyrażone w GJ na tonę, w niniejszej pracy przeliczono znaną wartość opałową gałęzi pochodzenia z drzew liściastych wyrażoną w kWh/m³ (1300 kWh/m³ [17]) na jednostkę masy kWh na tonę¹, przyjmując, że jest to wartość odpowiadająca drewnu kawałkowemu, (11–22[MJ/kg]). W ten sposób wyznaczono, że z jednego kilograma gałęzi otrzymać można ok. 4,64 kWh energii cieplnej, co w przeliczeniu na jednostkę MJ daje 16,7[MJ/kg]. Wartość ta zawiera się w przedziale 11 – 22 [MJ/kg] i jest równa ok. średniej z tego przedziału, skąd wnioskować można, iż użyte do obliczeń założenia przyjęte zostały poprawnie.

Biorąc pod uwagę powyższe obliczenia, otrzymywane od Gminy Brzesko 25 ton gałęzi rocznie, dostarczy w przybliżeniu 417,5 [GJ] ciepła. Ponieważ, zapotrzebowanie budynku szkoły na energię cieplną w okresie grzewczym wynosi 800[GJ/rok], to ciepło otrzymane z dostarczonych gałęzi wystarczyłoby na pokrycie jedynie 52% zapotrzebowania na energię cieplną.

Decydując się na zakup kotła na biomasę, należy mieć pewność nieprzerwanych dostaw biopaliwa oraz możliwość jego magazynowania. Dostarczane przez Brzeskie Zakłady Komunalne gałęzie, składowane mogą być w miejscu oznaczonym numerem 8 na rzucie rys.2, natomiast pozostałe 48% brakującego paliwa należałoby kupić. W szacowaniu opłacalności tej inwestycji powinno się również wziąć pod uwagę bezpieczeństwo energetyczne, a więc zgromadzenie większej ilości (zapasu) biomasy niż obliczona na podstawie audytu.

4.3 Propozycje termomodernizacyjne

Dodatkowy zakup oraz wielkość zapasu biomasy można zmniejszyć redukując zapotrzebowanie obiektu na ciepło przeprowadzając pewne zabiegi termorenowacyjne. Aby pokryć zapotrzebowanie korzystając z aktualnego źródła ciepła jakim jest kocioł gazowy, przy zapotrzebowaniu na ciepło w sezonie grzewczym na poziomie 800 [GJ/rok] i uwzględniając obecną taryfę, rachunek za gaz wynosi około 57 000 zł rocznie. Aby ta kwota, uległa zmniejszeniu, rozważono dwa warianty termomodernizacyjne. W obu

¹Wiadomym jest również, że 1[m³] drewna w postaci kawałkowej z pustymi przestrzeniami odpowiada mniej więcej 0,7 [m³] drewna masywnego bez kory [18] oraz, że 1[m³] drewna litego waży ok. 400 [kg]. Mnożąc 0,7[m³] przez ciężar 1[m³] pełnego drewna, otrzymuje się wartość 280 [kg/m³] gałęzi.

wariantach zakłada się pozostawienie już istniejącego kotła gazowego jako źródła awaryjnego lub przy wyjątkowo niskich temperaturach też jako kotła szczytowego.

WARIANT I:

- docieplenie nowej części budynku styropianem o grubości 20[cm] (powierzchnia do ocieplenia to 640m²) – przewidywany koszt materiału z robocizną ok. 157000 [zł]
- docieplenie starej części budynku styropianem o grubości 14[cm] (powierzchnia do ocieplenia to 350m²) – przewidywany koszt materiału z robocizną ok. 80000[zł]
- ocieplenie poddasza nowej części budynku wełną o grubości 20[cm] (powierzchnia do ocieplenia to 564m²) – przewidywany koszt materiału z robocizną ok. 70000[zł]
- wymiana drzwi stalowych o powierzchni 5,91[m²] – przewidywany koszt materiału z montażem ok. 14 700[zł]
- wymiana okien w starym skrzydle budynku na okna o lepszym współczynniku przewodzenia ciepła – przewidywany koszt materiałów z montażem ok. 301300[zł]

Całkowity koszt inwestycji wynosi ok. 623 000[zł]. Natomiast koszty ogrzewania po zastosowaniu pierwszego wariantu termomodernizacji zmniejszyłyby się do poziomu 37 000[zł/rok], co daje oszczędność rzędu 20 000[zł] rocznie. Dla tego wariantu termo-renowacji, można uzyskać dofinansowanie w wysokości 40 000[zł] Przewidywany czas zwrotu inwestycji to 30 lat.

WARIANT II:

- docieplenie nowej części budynku styropianem o grubości 20[cm] (powierzchnia do ocieplenia to 640m²) – przewidywany koszt materiału z robocizną ok. 157000 [zł]
- docieplenie starej części budynku styropianem o grubości 14[cm] (powierzchnia do ocieplenia to 350m²) – przewidywany koszt materiału z robocizną ok. 80000[zł]
- docieplenie poddasza nowej części budynku wełną o grubości 20[cm] (powierzchnia do ocieplenia to 564m²) – przewidywany koszt materiału z robocizną ok. 70000[zł]
- wymiana drzwi stalowych o powierzchni 5,91[m²] – przewidywany koszt materiału z montażem ok. 14 700[zł]

Koszt inwestycji w drugi wariant termorenowacji wyniósłby ok. 323 000[zł]. Oszczędności natomiast, spowodowane zastosowaniem tej wersji osiągnęłyby 12 000[zł/rok]. Przy tym wariantcie, gmina Brzesko, mogłaby wystąpić do Banku o pożyczkę w wysokości 200 000[zł] z czego 80 000[zł] mogłoby zostać umorzone i kwotę tę, można by przeznaczyć na wymianę okien. Natomiast pozostałe 120 000[zł] należałoby spłacić.

Dodatkowo, proponuje się następujące warianty modernizacji instalacji centralnego ogrzewania:

- a) montaż zaworów termostatycznych (głowice, zawory i nakładki zabezpieczające) oraz płukanie całej instalacji. Koszt tego przedsięwzięcia to ok. 12 700[zł], a oszczędności z niego płynące 1 500[zł] rocznie.
- b) montaż zaworów termostatycznych (głowice, zawory i nakładki zabezpieczające), płukanie całej instalacji oraz wymiana grzejników żeliwnych. Oszczędności wyniosą 2 500[zł], a koszt tej inwestycji to 82 000[zł].
- c) Wymiana całej instalacji centralnego ogrzewania w nowym skrzydle szkoły. Przewidywany całkowity koszt to 177 000[zł], natomiast oszczędności płynące z tej inwestycji to roczna kwota 6 400[zł].

Ostatecznie proponuje się ewentualne zastosowanie wariantu drugiego termorenowacji przegród budowlanych wraz z wariantem a) modernizacji instalacji centralnego ogrzewania. Całkowity koszt materiałów i wykonanych robót wyniosłaby 335 700[zł]. Przewidywany czas zwrotu inwestycji to 25 lat.

Biorąc pod uwagę fakt, iż dostarczane przez gminę paliwo, wystarczy na pokrycie jedynie połowy zapotrzebowania na ciepło, w kalkulacji należy uwzględnić także dodatkowe koszty zakupu i transportu paliwa. Cena zakupu kotłów do spalania biomasy to koszt w wysokości ok. 90 000zł. Również obsługa tego typu kotła nie jest zautomatyzowana, a co za

tym idzie, należałoby zatrudnić dwóch palaczy. Osoby te byłyby odpowiedzialne za załadowanie kotłów kilka razy w ciągu dnia, doglądania ich pracy, oraz monitorowanie zapasów biomasy. Zatrudnienie dodatkowej dwójki pracowników, przy założeniu, że wypłata wynosiłaby ok. 2000 – 3000[zł] miesięcznie dla jednej osoby, obciążałoby budżet szkoły o dodatkowe 36 000 – 54 000[zł] rocznie. Wszystkie wymienione czynniki sprawiają, że inwestycja środków w termomodernizację Szkoły Podstawowej im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu, staje się nieopłacalna.

Jednakże, w systemie PICO sytuacja wygląda zgoła inaczej. Mianowicie, wg informacji uzyskanych od dyrekcji szkoły i MPEC Brzesko, funkcję palacza mogłaby przejąć osoba już obecnie zatrudniona i nie w pełni obciążona, przy ewentualnie pewnym podniesieniu uposażenia. Innym rozwiązaniem, które należy rozważyć jest zatrudnienie jednego do dwóch palaczy spośród osób bezrobotnych. Osoby nie posiadające prawa do zasiłku zgodnie z obecnymi przepisami mogą wykonywać prace społeczne użyteczne w wymiarze do 10 godzin tygodniowo opłacanych w 60% z Funduszu Pracy. Należy zauważyć, że proponowana technologia oparta o kotły na biomasę wyposażone zbiornikiem akumulującym ciepło – jak wykazuje doświadczenie – wymaga załadowania kotła jeden do dwóch razy dziennie w przypadku nawet surowej zimy. Zatem skorzystanie z takiej możliwości jest realne, gdyż w minimalnym stopniu obciążałoby to budżet gminy. Należałoby jedynie uznać iż praca ta jest społecznie użyteczna. Trzeba podkreślić, iż praca ta polegająca na załadunku kotła i usunięciu popiołu *de facto* nie wymaga żadnych specjalnych kwalifikacji. Wymaga to pewnego dopasowania obecnej legislacji do takiego rozwiązania, co jest w pełni możliwe i pożądane z punktu widzenia ogólnospołecznego.

5. ANALIZA EKONOMICZNA PRZEDSIĘWZIĘCIA

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analizy ekonomicznej przedsięwzięcia. Rozważono dwa podejścia: (i) system zewnętrznej firmy ESCO [14], oraz (ii) system PICO [15]. W pierwszym przypadku założono iż, koszt zatrudnienia palaczy będzie wynosił 4000[zł/mc] (dwóch palaczy po 2000[zł] miesięcznie), czyli przyjęto w tym wariantcie, bardziej optymistyczną dla obliczeń wersję. Kwotę tę na potrzeby wykresu przeliczono w taki sposób, aby poznać koszt zatrudnienia palacza w złotych za jeden GJ (znając roczne zapotrzebowanie na energię cieplną). Uwzględniono również, że koszty zatrudnienia nie będą stałe, a raczej będą rosły o 4% każdego roku.

W przypadku systemu PICO dla analizowanego budynku Szkoły Podstawowej, nie jest konieczne zatrudnienie dodatkowo palaczy do obsługi kotła, gdyż obecny personel techniczny nie jest w pełni dociążony i mógłby wygospodarować potrzebnych kilka godzin tygodniowo dla obsługi kotła i to jedynie w sezonie grzewczym. W tym miejscu należy zwrócić uwagę, iż w systemie PICO, nawet gdyby taka konieczność zaistniała, to można skorzystać z rozwiązania wspomnianego na końcu poprzedniego rozdziału.

Ponieważ przedsięwzięcie dotyczy przyszłości, jako, że inwestycja jest w fazie planowania, ważne jest również, aby znać prognozowane ceny paliwa. Aby przybliżyć warunki jakie mogą zaistnieć w przyszłości, na potrzeby tej pracy wykonano wykres prognozowanych cen paliw oraz kosztów zatrudnienia palaczy (rys.16). Szacowane dane przedstawiono na przestrzeni 10 lat tj. od 2011 do 2021 roku [18], [19].

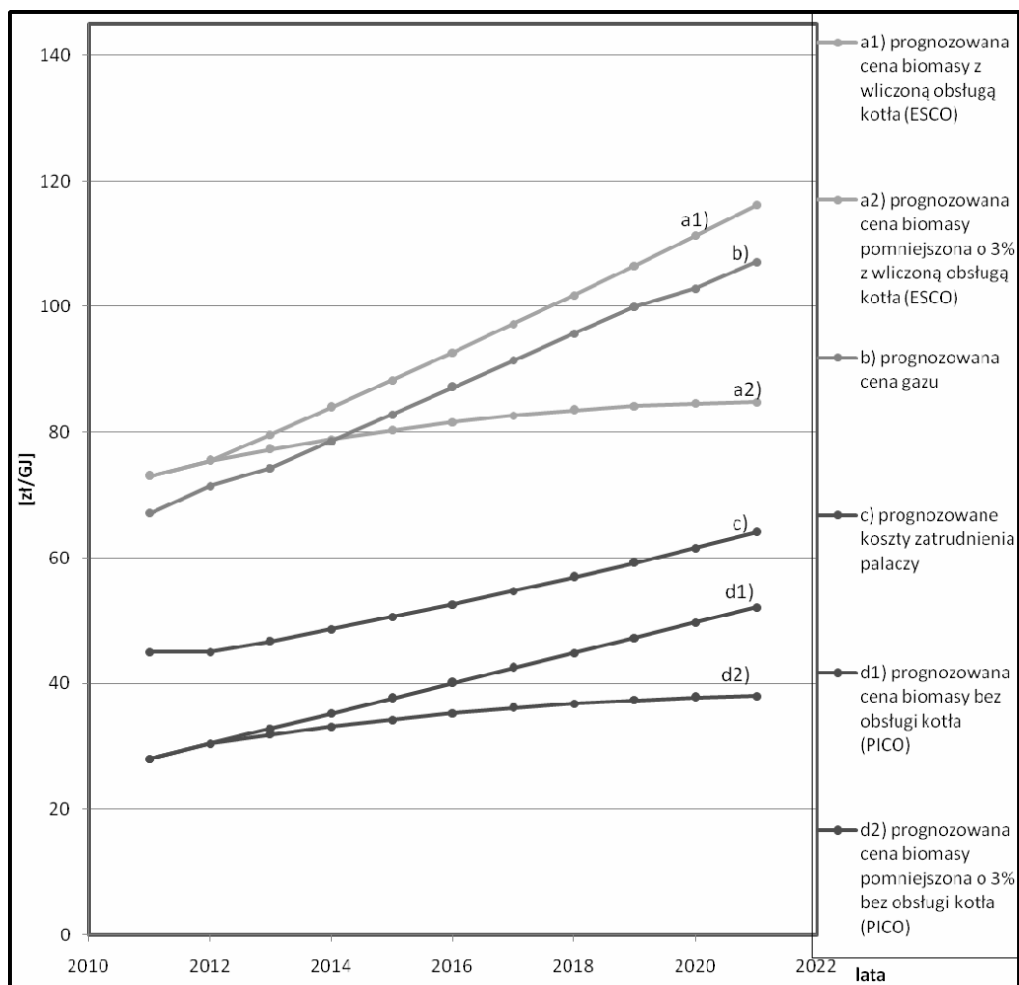
Na stronie internetowej Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Krakowie, znajdują się przewidywane ceny wybranych paliw, w tym cena gazu ziemnego do roku 2021 [18]. Dane te, również wykorzystano w celu utworzenia omawianego wykresu – niebieski kolor (krzywa b) na rysunku 16.

Informację na temat przyszłej ceny biomasy stałej, oszacowano na podstawie cen tego paliwa z poprzednich lat [19] (tab.8). Następnie, otrzymane wyniki przedstawiono na wykresie (rys.16) czerwonym kolorem (krzywa d1). Należy tu zauważyć że prognoza ta obejmuje okres „boomu” zapotrzebowania na biomasę dla współspalania w elektrowniach

i elektrociepłowniach, co drastycznie windowało ceny tego surowca w górę. Natomiast w końcu roku 2011 rząd polski zasygnalizował, iż subsydia do współspalania zostaną drastycznie obcięte [20]. Już obecnie widoczna jest tendencja do wycofywania się z projektów współspalania, a to oznacza, iż „wolnej” biomasy na polskim rynku będzie więcej, co zahamuje wzrost cen. Dla celu niniejszej pracy założono, że wzrost ten będzie o 3% mniejszy od prognozy z krzywej d1) (Rys.16).

Tab.8. Ceny biomasy stałej w poprzednich latach [19].

LATA	2006	2007	2008	2009	2010	2011
[zł/GJ]	16,50	18,25	20,30	22,53	24,90	28,94



Rys.16. Prognozowane ceny paliw [18, 19].

Jak widać, z rysunku 16 (krzywa c), koszty robocizny palaczy mają decydujący wpływ na opłacalność przedsięwzięcia. Są one wyższe niż koszty paliwa (krzywe d1, d2). Widać także, że w koncepcji ESCO (krzywe a1, a2) tzn. koszty paliwa plus koszty robocizny, gdyby przyjąć prognozę wzrostu cen biomasy na podstawie poprzednich lat (krzywa a1) [19], inwestycja nie zwróci się nigdy w kosztach eksploatacyjnych. Na podstawie powstałego wykresu, można wnioskować, że aby inwestycja w biomasę była opłacalna dla omawianego budynku Szkoły Podstawowej w Buczu, to cena gazu ziemnego musiałaby być dużo wyższa niż obecnie. Natomiast, w przypadku spowolnienia wzrostu cen biomasy (krzywa a2), inwestycja stanie się opłacalna około roku 2014.

Jeżeli chodzi o koncepcję PICO (krzywe d1 i d2), to koszty eksploatacyjne dla kotła biomasowego są znacznie niższe niż obecne dla kotła gazowego. Załóżmy, że zainstalowany zostanie kocioł wsadowy, o mocy 180kW z wodnym zasobnikiem ciepła polskiej firmy

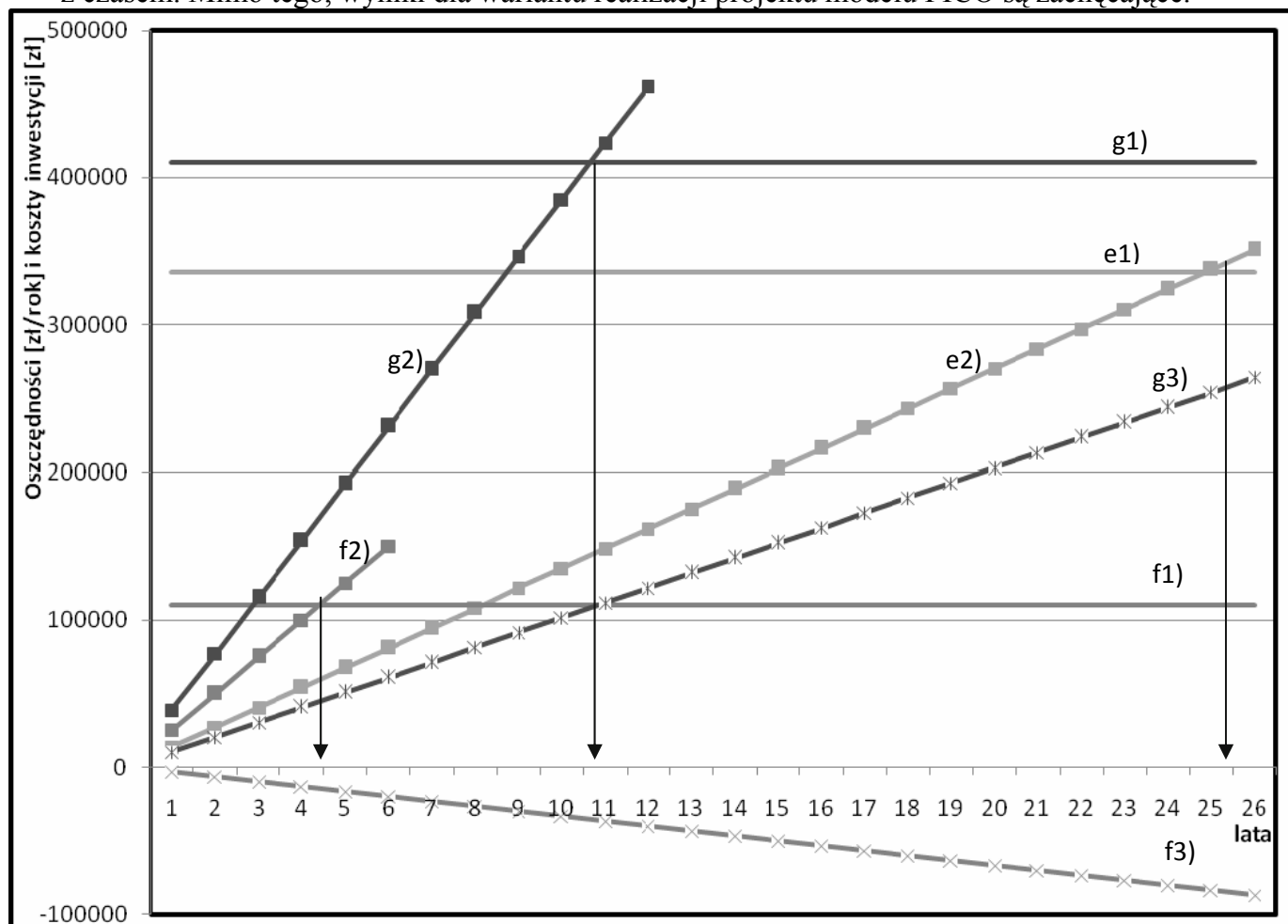
Metalurg typu RM40 [21], kosztujący ok. 110 000 zł., to ww. założeniach inwestycja zwróci się po ok. 4,5 latach jak widać na rys 23 (przecięcie prostych f1 i f2). Tymczasem, w systemie ESCO, taka inwestycja przyniesie tylko straty, zatem nie zwróci się ona nigdy (proste f1, f3).

Natomiast, w przypadku dokonania termorenowacji przy pozostawieniu gazu jako paliwa, zakładając wariant z przeprowadzeniem samej termomodernizacji, której koszt wynosi 335700zł, a roczne oszczędności stanowią różnicę pomiędzy 57000zł a 24000zł czyli 13500zł/rok, prosty okres zwrotu nakładów wyniósłby 25 lat (rys.17, proste e1, e2).

W przypadku dokonania ww. termorenowacji oraz przejścia z gazu na biomasę, mamy otrzymamy oszczędności na poziomie ok.38 510zł/rok (różnica między 57000zł, a 18 490zł). Przy obniżeniu zapotrzebowania z 800 GJ na 610 GJ, możemy zastosować mniejszy kocioł, w tym wypadku RM38 o mocy120 kW [21]firmy MetalERG, który w kompletnej wersji jak wyżej kosztuje ok. 75 000zł. Do tego należy, jednak dodać koszt termorenowacji (335 700zł), co daje łączne nakłady inwestycyjne 410 700zł. Zatem prosty zwrot nakładów wyniesie $410\ 700 / 38\ 510 = 10,6$ lat (rys.23, proste g1, g2).

Natomiast w przypadku zastosowania opisywanego wariantu tj. termomodernizacja wraz z wprowadzeniem kotła na biomasę, ale przy uwzględnieniu kosztów zatrudnienia palaczy (system ESCO), czas zwrotu nakładów wyniesie aż 40,5 lat (proste g1, g3).

Jak widać, mimo znaczących kosztów termo renowacji, prosty okres zwrotu nakładów na zintegrowaną (biomasa plus efektywność) inwestycją jest znacznie mniejszy niż w przypadku pozostania przy gazie. (rys.17). Należy zauważyć, że rysunek 23 przedstawia najmniej korzystny wariant z punktu widzenia cen paliw, jako, że nie uwzględnia ich wzrostu z czasem. Mimo tego, wyniki dla wariantu realizacji projektu modelu PICO są zachęcające.



Rys.17. Skumulowane oszczędności z zastosowania różnych wariantów modernizacji wraz z kosztami inwestycji dla 2012r.

LEGENDA:

—	Inwestycja w termomodernizację (bez wprowadzenia biomasy)
■	Oszczędności przeprowadzenia termomodernizacji (bez biomasy)
—	Inwestycja w zestaw do biomasy
■	Oszczędności z wprowadzenia biomasy (bez termomodernizacji) PICO
×	oszczędności z prowadzenia biomasy (bez termomodernizacji) ESCO
—	Inwestycja w termomodernizację wraz z zestawem na biomasę
■	Oszczędności z przeprowadzenia termomodernizacji wraz z biomasą. PICO
×	Oszczędności z przeprowadzenia termomodernizacji wraz z biomasą. ESCO

Konkludując, z punktu widzenia gminy najkorzystniejsza byłaby prosta inwestycja w kocioł biomasowy. Jednakże, istnieje inny punkt widzenia na ten problem. Jest to spojrzenie z perspektywy globalnej związanej głównie z efektem cieplarnianym i wyczerpywaniem zasobów paliw kopalnych. Wówczas, każda inwestycja, która pozwoliłaby w większym stopniu zastąpić paliwa kopalne, przez dostępną na danym terenie biomasę powinna być faworyzowana. W wyżej przedstawionych rachunkach, nie były uwzględnione tzw. koszty zewnętrzne koszty zewnętrzne [22]. Ich uwzględnienie spowodowałoby drastyczny wzrost wytwarzania cen z paliw kopalnych

i wówczas opisane powyżej zintegrowane pozycje miałyby sens także ekonomiczny. Jednakże w chwili obecnej, koszty zewnętrzne nie są uwzględniane w warunkach biznesowych i dlatego pewnym narzędziem do ich wyrównania stanowią subsydia ze środków publicznych, mające w szczególności doprowadzić do złagodzenia tempa zmian klimatycznych. Przykładem może być projekt GEF (Global Environment Facility), gdzie takie zintegrowane podejście zaproponowano po raz pierwszy w Polsce na terenie gminy Jordanów [23]. Obecnie przykładem takiego wsparcia jest wspomniany wyżej projekt [13], gdzie inwestycje w których łączy się przejście na energię odnawialną z oszczędności energii w wysokości co najmniej 10% uzyskują dodatkowe wsparcie.

6. PODSUMOWANIE

W niniejszej pracy, przeprowadzona została analiza opłacalności inwestycji w termomodernizację pod kątem wprowadzenia biomasy na wybranym obiekcie budowlanym. Omawianym w pracy budynkiem, jest Szkoła Podstawowa im. ks. Jana Twardowskiego w Buczu, należąca do gminy Brzesko. Planowane prace, wykonane miały być na zasadzie podpisania umowy typu ESCO/PICO z Miejskim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Brzesku.

W celu przeprowadzenia omawianej analizy, wykonany został audyt energetyczny budynku w którym, zaproponowano możliwe warianty termomodernizacyjne. Wyliczona została wartość rocznego zapotrzebowania na energię ciepłą w sezonie grzewczym omawianego budynku Szkoły Podstawowej. Rozważano dwa warianty, które umownie można określić jako wariant zewnętrznej firmy ESCO oraz wariant podejścia PICO. W pierwszym przypadku, założono, że do obsługi kotła na biomasę firma zatrudni dodatkowo dwóch palaczy co dramatycznie zwiększa koszty eksploatacyjne ogrzewania obiektu biomasą. W przypadku drugim, założono, że koszty obsługi kotła biomasowego zbilansują się w ramach dotychczasowego budżetu gminy. Rozważono także, dwa scenariusze wzrostu cen wzrostu cen biomasy : (i) na podstawie trendów z ostatnich 10 lat, oraz (ii) założonego spowolnienia wzrostu cen spowodowanego ostatnimi zapowiedziami rządu RP dotyczącymi zmniejszenia subsydiów do współspalania biomasy z węglem. Obliczenia wykazały, że z punktu widzenia gminy najbardziej opłacalnym rozwiązaniem byłoby, zastąpienie obecnego ogrzewania gazowego, ogrzewaniem na bazie lokalnej biomasy bez przeprowadzenia termorenowacji w wybranym budynku. Jeżeli założyć, że biomasa w ponad 50% może być dostarczona przez zakład komunalny w postaci gałęzi z pielęgnacji zieleni miejskiej, okres zwrotu nakładów wyniosłby w systemie PICO zaledwie 4 lata. W przypadku zalecanego przez audytora wariantu termomodernizacji z pozostawieniem ogrzewania gazowego okres ten wynosi 25 lat. Natomiast przy realizacji termorenowacji z przejściem na ogrzewanie biomasą okres ten maleje do ok. 10 lat. W pracy

zwrócono uwagę, iż mimo dłuższego okresu zwrotu nakładów, ostatni wariant powinien być wsparty ze środków publicznych, jako że podejście takie pozwoli na wyeliminowanie większych ilości emisji gazów cieplarnianych w ramach dostępnych do wykorzystania zasobów biomasy. Przykładem jest projekt [13] w którym w Hiszpanii inwestycje w których łączy się przejście na energię odnawialną z oszczędności energii w wysokości co najmniej 10% uzyskują dodatkowe wsparcie.

PODZIĘKOWANIA

Autorzy serdecznie dziękują Panu Prezesowi Pawłowi Majewskiemu i Panu mgr inż. Maciejowi Surówce, za wielką pomoc i cenne uwagi w pracy nad tym zagadnieniem.

LITERATURA:

- [1] T. Siweki K. Panaś, "Negative impact of {co-firing} biomass on heating surfaces of steam boilers" Polish Journal of Environmental Studies, no. 4A, 267–270, 2011.
- [2] A. Jasiński i M. Kwiecień, „Energetyka, 11(2011), 733-736”
- [3] <http://jenkins.ucdavis.edu/previous/January2003/January2003.html>
- [4] Schmidl J., “Evaluation of the national take holder dialogue”, wygłoszono na Konferencji Końcowej Projektu 4Biomass, Niemcy, Berlin, 21-22 marzec 2012, http://www.4biomass.eu/document/file/1_8-schmidl-berlin.pdf
- [5] Heinz Kopetz, “Bioenergy in the Global Energy System – Status Quo and Principles for Future Development”, referatna 4Biomass Transnational Forum in Vienna, Austria, 29.10.2012;
Uwe R. Fritsche, „Proofing Sustainability for Bioenergy: Which Systems, which Certification, which Future?”, ibd;
Walter Suntinger, „Sustainability: What Can We Learn from a Human Rights Based Approach?”, ibd.
- [6] Cheng J., “Biomass to Renewable Energy Processes”, wyd. CRC Press, Boca Raton, USA, 2010
- [7] Berndt Brussig “Biomass Production in Germany. Technologies, experiences and possibilities for international co-operations”, referat na międzynarodowej konferencji EnEff 2012, Banska Bystrica, Słowacja, 17-18.10.2012;
- [8] Jan Habart, „Pellet-Markets and Pellet-Cluster in the Czech Republic – Overview and Expected Development”, referat na 4Biomass Transnational Forum in Vienna, Austria, 29.10.2012;
Zita Dibáczí, „Overview of Bioenergy and Biomass Targets in Hungary”, ibd; Adam Guła, ArkadiuszFigórski, WojciechGoryl, “Biomass for Heat or Electricity? Experiences from Poland”, ibd.
- [9] Projekt 4BIOMASS: “Fostering the sustainable usage of renewable energy sources in Central Europe – putting biomass into action!”, www.4biomass.eu
- [10] <http://www.endseurope.com/29408/germany-scales-up-renewable-heat-incentives>
- [11] Jan Habart, „Support Scheme for Renewable Heat in the Czech Republic”, referatna 4Biomass Workshop, Bruksela, 29.06.2012
- [12] Martin Bursík, „Current situation of Renewable energy policy in the Czech Republic”, referatna 4Biomass Final Conference, Berlin, 23.03.2012
- [13] „ChangeBest; Energy Efficiency Services, Market development, Energy and energy service companies,” <http://www.changebest.eu/>.
- [14] A. Jurkiewicz, „Umowa ESCO w ciepłownictwie,” [Online]. Available: <http://www.audyt-energetyczny.net>. [Data uzyskania dostępu: 25 06 2012].
- [15] F. Filipowicz i A. Figórski, Metody zwiększenia efektywności energetycznej w jednostkach budżetowych - koncepcja PICO, Kraków: ZamKor, 2005.
- [16] K. e. al., „Handlungsoptionen des Landes Nordrhein-Westfalen zur Verbreitung der Umsetzung des Intractingmodells auf kommunaler und Landesebene; Projectteil B der Studie "PilotprojekteEinspar-Concracting und Intracting in NRW",” Wuppertal, 1998.
- [17] R. Łukasz, „Wartość opałowa drewna,” <http://agroenergetyka.pl>.
- [18] „Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Krakowie,” <http://wfos.krakow.pl>.
- [19] A. Faber, „Istniejący potencjał produkcji biomasy z upraw energetycznych – czy jest szansa na rozwój plantacji energetycznych?,” Ostrołęka, 2012.
- [20] M. Kozmana, „Koniec Eldorado w zielonej energii”, Rzeczpospolita, 2012.
- [21] J. Cieślak, „MetalERG,” <http://www.metalerg.pl/>.
- [22] E. E. Agency, „Energy and environment report 2008,” 2008.
- [23] A. Guła, Medium-Sized GEF Project #POL/98/G41; "Integrated Approach to Wood-Waste Combustion for Heat Production in Poland", Kraków, 2000.

Adres do korespondencji:

*Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw
Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków*

CZY BIOMASA DLA ELEKTROWNI TO DOBRE ROZWIĄZANIE DLA POLSKI?

Tłumaczenie artykułu na język polski, który został opublikowany w *Electrical Review* 5a/2012, str. 198-203 (<http://pe.org.pl/articles/2012/5a/51.pdf>)¹.

Streszczenie: W Polsce sposób wykorzystania biomasy stałej do produkcji energii elektrycznej jest wątpliwą metodą redukcji emisji CO₂, ponieważ prowadzi ona do znacznych problemów technologicznych, środowiskowych i ekonomicznych. Wykazano, iż lepszym rozwiązaniem jest wykorzystanie tego zasobu w celach grzewczych, zwłaszcza na obszarach wiejskich. Część dotacji promującej produkcję energii elektrycznej z biomasy należy przekazać rolnikom, do wsparcia zakupu nowoczesnych i efektywnych kotłów grzewczych na biomasę.

Słowa kluczowe: biomasa, współspalanie, energia elektryczna, ogrzewanie.

Wstęp

Przeciwnie do tego co sądzą niektórzy decydenci, biomasa jest zasobem ograniczonym, kiedy rozpatrujemy określony region. Jej potencjał zależy od dostępności terenu, jakości gleby, warunków klimatycznych, itd. Z drugiej strony, biomasa jako źródło energii odnawialnej może być wykorzystywana do celów energetycznych w różny sposób: może być zamieniana na gaz, paliwa ciekłe lub użyta w postaci stałej, bądź to bezpośrednio (np. kłody drewna lub baloty słomy) lub w postaci zagęszczonej (pelety, brykiety, itd.). Jako paliwo przetworzone, biomasa może pokrywać szerokie spektrum końcowego zapotrzebowania na energię: może być używana do produkcji energii elektrycznej; ogrzewania lub jako biopaliwa samochodowe (w przeciwieństwie do np. wiatru czy energii wodnej, z których – obecnie – uzyskujemy tylko energię elektryczną). Nie ma możliwości jednoczesnego zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych (elektryczności, ciepła, transportu) wykorzystując jedynie biomasę do tego celu, ponieważ potrzebujemy jej również do produkcji żywności, pasz dla zwierząt lub do celów przemysłowych. Należy dokonać świadomego wyboru, najlepszego z możliwych, uwzględniającego założone kryteria. Oznacza to, że stoimy przed typowym zagadnieniem optymalizacyjnym w poszukiwaniu maksimum (lub minimum) określonej funkcji celu, z uwzględnieniem podanych ograniczeń (warunków brzegowych). Aby to osiągnąć, potrzebne jest odpowiednie narzędzie (model matematyczny) dla wsparcia procesu decyzyjnego. Takie narzędzie powinno być jak najbardziej uniwersalne i proste w użyciu na każdym szczeblu decyzyjnym, włączając poziom lokalny.

Zadanie to nie jest proste, gdyż wymaga optymalizacji przestrzeni wielowymiarowej uwzględniającej różne procesy (przemysłowe i rolnicze), jak zostało to przedstawione na Rys. 1. Funkcja(e) celu mogą być różne, w zależności od interesów lub problemów poszczególnych decydentów. Dla przykładu:

¹ Niniejszy artykuł jest oparty o wykład o tym samym tytule, wygłoszony na seminarium „SMART GRIDS Technology Platform” w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Kraków 2011, (<http://www.smartgrid.agh.edu.pl/>).

- Redukcja emisji gazów cieplarnianych (problem globalny),
- Substytucja paliw kopalnych jak paliwo czy gaz (typowe problemy na szczeblu narodowym),
- Zyski z poniesionych kosztów inwestycyjnych (przedsiębiorstwa, sektor prywatny lub państwowy, jak rolnicy czy też samorządy).

Model taki powinien zostać stworzony. Będzie miał on wielką wartość w podejmowaniu decyzji dotyczących wykorzystania biomasy.

W przeciwnym razie, podejmowane decyzje będą nieoptymalne lub całkowicie złe z punktu widzenia celu, któremu mają służyć.

Polska prezentuje przykład takiego nieoptymalnego wyboru. Przykładem jest wykorzystywanie biomasy do celów produkcji energii elektrycznej, podczas gdy ogromny potencjał redukcji emisji CO₂ istnieje w innym obszarze. Jak zostanie przedstawione poniżej, prosty rachunek pokazuje, że możemy w większym stopniu zredukować emisję CO₂ jeżeli przełączymy niewielką część dotacji przekazywanej na produkcję energii elektrycznej z biomasy dla wsparcia rolników w zakupie nowoczesnych, dedykowanych i wysokosprawnych grzewczych kotłów biomasowych. W tym przypadku, nawet proste, obliczenia zapewniają wystarczające uzasadnienie.



Rys.1. Różne drogi wykorzystania biomasy

Kolejne rozdziały prezentują: (i) problemy technologiczne współspalania biomasy z węglem, (ii) problemy logistyczne związane z transportem ogromnych ilości biomasy, (iii) aspekty ekonomiczne wsparcia elektryczności z biomasy, oraz (iv) alternatywne wykorzystanie biomasy, którym jest jej lokalne wykorzystanie do celów grzewczych, w szczególności na terenach wiejskich. W podsumowaniu zasugerowano pewne rozwiązania polityczne.

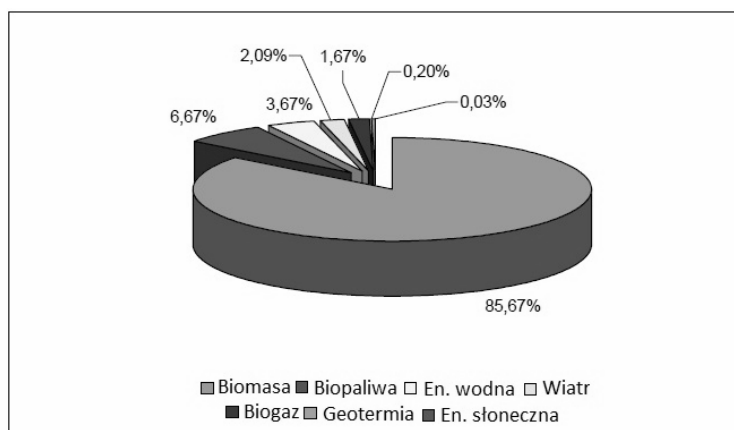
Produkcja energii elektrycznej z biomasy

Według różnych szacunków biomasa stanowi największy potencjał energii ze źródeł odnawialnych w Polsce, które nie mają charakteru stochastycznego.

Oszacowania różnią się znacznie², co ilustruje Tabela 1, jednakże, ewidentnie dominującą pozycję posiada biomasa. Potwierdza to, Rysunek 2, na którym przedstawiono produkcję energii ze źródeł odnawialnych w Polsce w 2010 roku. Jak można zauważyć, biomasa

² Autorzy mają świadomość, że obecnie istnieją znacznie większe oczekiwania dotyczące energii geotermalnej i wiatrowej. Jednakże, tak wysokie szacunki są sporne, dlatego wartości w Tabeli 1 należy traktować jedynie jako punkty odniesienia.

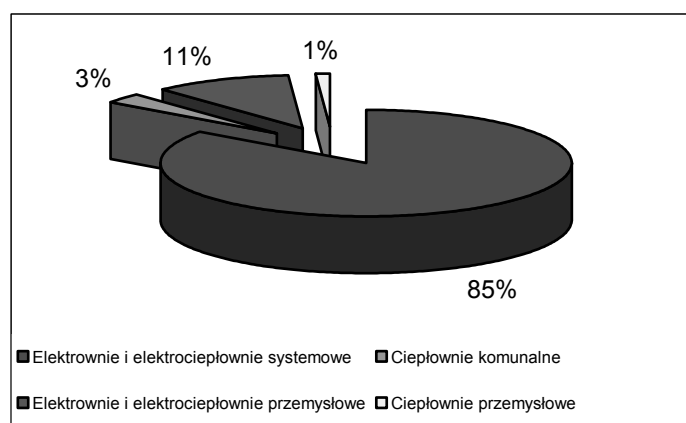
stanowi więcej niż 85% całego OZE w Polsce, następnie biopaliwa (6,67%) i energetyka wodna (3,67%).



Rys. 2. Produkcja energii ze źródeł odnawialnych w Polsce [1]

Tabela 1. Potencjał techniczny odnawialnych źródeł energii w Polsce [2,3] w [PJ/rok]

Źródło energii	EC BREC		Strategia redukcji gazów cieplarnianych [2]	Raport dla Banku Światowego [2]
	2000 [2]	2007 [3]		
Biomasa	895	927	128	810
Energia wodna	43	18	50	30
Geotermia	200	12	100	200
Wiatr	36	2582	4	4-5
Energia słoneczna	1340	19	55	370
Razem	2514	3552	337	1414



Rys. 3. Zużycie biomasy stałej w sektorze energetycznym w Polsce [4]

Rysunek 3 przedstawia aktualne zużycie biomasy do celów energetycznych w Polsce. Jak można zauważyć, Iwią część (85%) biomasy wykorzystujemy do produkcji elektryczności w elektrowniach i elektrociepłowniach systemowych, następnie w przemysłowych (11%), co daje łącznie 96% całości. Jedyne niewielka część służy do produkcji ciepła w ciepłowniach komunalnych i przemysłowych (4%). Biomasa zużywana w małych, indywidualnych kotłach i piecach grzewczych jest trudna do oszacowania i dlatego nie została ona uwzględniona na Rysunku 3. Obecnie, małe kotły węglowe posiadają pozycję dominującą w wytwarzaniu ciepła. W związku z tym, brakujący udział zużywanej biomasy w gospodarstwach domowych jest bardzo mały w porównaniu do węgla i w tym artykule nie zostało to ujęte. Tutaj nasuwa się pytanie: jaki byłby efekt mechanizmu wsparcia, który przekieruje część subsydiów z 96%

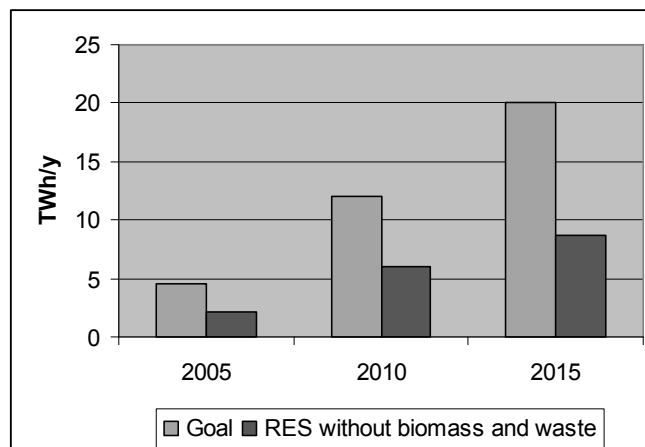
wykorzystywanych zasobów biomasy do wytwarzania energii elektrycznej, do ogrzewania na terenach wiejskich?

Nacisk na wytwarzanie energii elektrycznej (lub kogeneracji) z biomasy w Polsce odbywa się poprzez Dyrektywę 2001/77/WE [5]. Chociaż została ona zastąpiona w 2009 roku nową Dyrektywą 2009/28/WE [6], to polskie regulacje prawne i systemy wsparcia finansowego opierają się na poprzednim rozwiązaniu.

Tabela 2 oraz Rysunek 4 przedstawiają cele, które napędzały (napędzają) inwestycje produkcji energii elektrycznej z biomasy w Polsce [7]. Rzeczywiście, jeżeli cel 20 TWh/rok zostanie osiągnięty, biomasa będzie musiała zapewnić ok. 11,3 TWh/rok z całych 20 TWh/rok. (Dla naszych szacunkowych obliczeń wartość 11,3 TWh/rok zostanie zaakraglona do 10 TWh/rok).

Tabela 2. Struktura wytwarzania energii elektrycznej z OZE w Polsce (prognoza wg [7])

Produkcja energii elektrycznej	2005	2010	2015
	[TWh/rok]		
Paliwa kopalne:	144,1	155,1	175,0
OZE, z czego:	4,6	12,0	20,0
Energia wodna	2,1	2,1	2,2
Energia wiatrowa	0,1	3,9	6,5
Energia słoneczna (PV)	0,000	0,003	0,022
Biomasa i odpady	2,3	6,0	11,3
Razem	148,6	167,1	195,1



Rys. 4. Struktura produkcji energii elektrycznej z OZE w Polsce (od lewej – cel do osiągnięcia, po prawej – OZE bez biomasy i odpadów) [7]

W Polsce, większa część elektryczności pochodzącej z biomasy wytwarzana jest w pyłowych kotłach węglowych w istniejących elektrowniach konwencjonalnych. Prowadzi to do poważnych problemów technologicznych. Główne z nich opisane są poniżej.

Problemy technologiczne

W porównaniu do węgla, biomasa charakteryzuje się:

- 1) ok. 50% mniejszą wartością opałową,
- 2) wyższą wilgotnością,
- 3) wyższą zawartością potasu, wapna i fosforu (zawartość siarki jest mniejsza),

- 4) wyższą zawartością chloru (głównie słoma, kora i liście),
- 5) wyższą zawartością części lotnych, które wpływają na procesy zapłony i spalania zmieniając warunki spalania węgla,
- 6) niską gęstością energetyczną na jednostkę objętości.

Pierwsze dwa czynniki wpływają bezpośrednio na sprawność kotłów energetycznych. Tabela 3 przedstawia wyniki badań przeprowadzonych przez zespół Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla (IChPW) z Zabrze w kilku elektrowniach [8] posiadających pyłowe kotły węglowe.

Tabela 3. Zmiana sprawności w pyłowych kotłach węglowych spowodowanych dodatkiem biomasy [8]

Jednostka	Całkowita sprawność bez współspalania [%]	Całkowita sprawność ze współspalaniem [%]	Ilość dodawanej biomasy [%]	Produkcja "zielonej" energii elektrycznej [MWh/rok]	Redukcja emisji CO ₂ [MWh/rok]
A	93,3	91	20	350 000	320 381
B	92,17	92,07	8	203 000	185 821
C	90,20	89,61	5	18 630	17 053,4
D	92,8	92,6	10	136 850	125 269
E	77,53	78,15	48,7	15 000	13 731
F	93	91,5	14	314 000	45 769

Jak można zaobserwować, sprawności pyłowych kotłów węglowych pokazane w tabeli spadają raczej niewiele (ok. 1%)³. Strata ta musi zostać pokryta przez spalenie odpowiednio większej ilości paliwa. Ponadto, taki mały spadek sprawności jest dość znaczną stratą finansową. Przykładem, dla jednego kotła 400 MW strata ta wynosi ok. 7 mln PLN rocznie (ok. 1,75 mln Euro/rok). Dodatkowo, te straty finansowe są znacznie wyższe jeżeli uwzględnimy uszkodzenia spowodowane obecnością związków alkalicznych i chloru w biomasie [9].



Rys. 5. Wzmożenie procesu żużlowania [9]

Głównie są to: wzrost żużlowania i porostania oraz korozja chlorowa gorących elementów kotła.

Żużlowanie i porostanie utrudniają przepływ ciepła w płomieniówkach i przegrzewaczach. Ponadto, utrudniony jest przepływ gorących gazów odlotowych w wyższych partiach

³ Dane w tabeli zostały zebrane po pierwszym roku pracy kotła z dodatkiem biomasy. Z czasem spadek sprawności będzie coraz większy z powodu procesów żużlowania i porostania części kotła.

przegrzewaczy przez warstwę materiału, który spadł na niższe partie przegrzewaczy. Dodatkowo, wzrasta zużycie energii elektrycznej potrzebnej na wytworzenie odpowiedniego przepływu gazów spowodowanego większymi oporami przepływu. Na rysunku 5 przedstawiono przykładowe zdjęcie porośniętej rury wymiennika ciepła w kotle współpalającym biomasę z węglem [9]. Poza tym, spadające z góry kawałki żużla mogą zatkać lej odprowadzający popiół (Rys. 6), co powoduje częstsze i pracochłonne prace konserwatorskie.

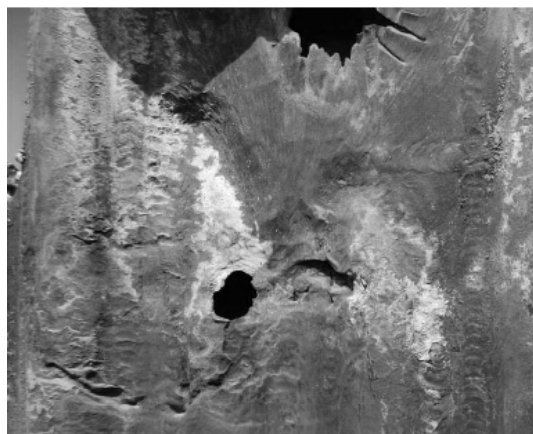


Rys. 6. Zatkany lej odprowadzający [10]

Dodatkowe zniszczenia spowodowane są przez korozję chlorową pokazaną na Rys. 7 [11]. Rysunek 8 przedstawia przykład korozji wysokotemperaturowej w kotle, w którym odbywa się współspalanie [12].



Rys. 7. Korozja rury przegrzewacza po dwóch latach spalania paliw z dużą zawartością chloru [11]



Rys. 8. Perforacja rury w kotle z powodu współpalania biomasy z węglem [12]

Dodatkowym problemem w pyłowych kotłach węglowych jest wzrost zużycia energii elektrycznej przy rozdrabnianiu biomasy przed wstrzyknięciem jej przez dysze do komory spalania. Spowodowane jest to tym, że biomasa rozdrabniana jest na włókna, a nie okrągłe cząstki i w konsekwencji osadza się na sitach. W rezultacie, biomasa potrzebuje dłuższego czasu mielenia, co powoduje straty energii elektrycznej, zazwyczaj, o 10-15% [9]

Problem transportowy

Biomasa, porównując do węgla, posiada mniejszą gęstość usypową, w przybliżeniu o 50%, jak zostało przedstawione w Tabeli 4.

Tabela 4. Gęstość usypowa niektórych biopaliw oraz węgla [13-15]

Paliwo	Gęstość usypowa [kg/m ³]
Węgiel kamienny [13]	800-1000
Zrębki wierzbowe (świeże) [14]	393,5
Pelety z wierzby [14]	592,3
Pelety ze ślázowca [14]	492,4
Pelety z trocin sosnowych [14]	667,6
Pelety z trocin bukowych [14]	598,4
Pelety z łupin słonecznika [14]	477,6
Brykiety z trocin mieszanych [14]	295,1
Baloty słomy (ryż) [15]	110-200
Baloty słomy (pszenica, żyto) [15]	ok. 100

Biorąc pod uwagę, że, zazwyczaj, wartość opałowa biomasy stałej oscyluje w granicach 8-15 MJ/kg [16], gdzie dla węgla pomiędzy 20-30 MJ/kg, można uznać za poprawne stwierdzenie, że gęstość energii na jednostkę objętości biomasy stałej jest 4-krotnie mniejsza w porównaniu do węgla. Zwiększa to oczywiście koszty transportu i związanych z tym emisji, co przekłada się na większe zużycie kopalnych paliw płynnych oraz inne pokrewne koszty eksploatacyjne, np. zużywanie taboru samochodowego, dróg, itd.

Dla dużych jednostek (powyżej kilkudziesięciu MW) problem ten jest znacznie większy, uznając że w typowych warunkach polskich (i europejskich), potrzebna ilość biomasy musi być zbierana z dużych powierzchni, w promieniu zwykle (powyżej) 100 km. Dla zobrazowania, wyobraźmy sobie przykładową, hipotetyczną (lecz rzeczywistą) elektrownię o mocy 400 MW znajdującą się w południowo-wschodniej Polsce, która planuje dodawać 5% biomasy do węgla. Przekłada się to na dostawy rzędu ok. 500 ton biomasy dziennie. Zważywszy na infrastrukturę drogową na tym terenie, łatwo można stwierdzić, że do transportu będą używane ciężarówki o ok. 10 ton ładowności, transportujące biomasę na średnią odległość 100 km. Daje to w sumie 5000 km dziennie, w jedną stronę. Jest dość szokujące, gdy uzmysłowi się, że jest to odległość między Moskwą, a Lizboną.

Tłumaczy się czasami, że dostawy koleją (lub na statkach) na duże odległości zamiast ciężarówek rozwiązują ten problem. Jednakże, zapomina się, że dostarczenie biomasy do stacji kolejowych lub portów musi odbywać się po drogach, więc jeżeli nawet zaniedbamy koszty energii/emisji wywołane transportem kolejowym (oceanicznym) problem pozostaje ten sam.

Oczywiście, wszystkie te czynniki mają wpływ na zwiększenie kosztów dostaw biomasy do elektrowni. Według [17]: „typowa elektrownia wykorzystująca biomasę zużywa ok. 50% swojego budżetu operacyjnego na pozyskanie i dostarczenie biomasy do kotła”.

Polska: biomasa dla elektryczności czy ciepła?

Elektryczność.

Jak wspomniano wcześniej, można przyjąć, że praktycznie 10 TWh/rok energii elektrycznej musi być wyprodukowane z biomasy dla osiągnięcia celów „zielonej” energii. Podążając za tymi zobowiązaniami, Polska jest świadkiem dużego nacisku na produkcję energii elektrycznej z biomasy. W 2008 wyniosła ona 3267 GWh, (2752 GWh we współpalaniu), co przekłada się na ok. 49,7% całościowej produkcji energii elektrycznej z OZE, w porównaniu do 43,5% w 2007. W 2010 produkcja energii elektrycznej z biomasy wyniosła 5784 GWh (z czego 5149 GWh ze współpalania [18]. Można przypuszczać, iż pociągnęło to inwestycje rzędu ponad miliarda Euro.

Mając w pamięci wyżej wymienione problemy, można zastanawiać się „dlaczego tak się dzieje?”. Odpowiedzią jest, że za każdą megawatogodzinę „zielonej” energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetyczne otrzymują ok. trzy razy więcej pieniędzy niż za „tradycyjną”, czarną, opartą na węglu. Oprócz ceny „czarnej” energii (ok. 35 Euro) otrzymują dodatkowe 70 Euro/MWh w formie Zielonych Certyfikatów. Obie wartości zmieniają się nieco w czasie, lecz dla naszych prostych obliczeń wystarczą zaokrąglone liczby.

Należy sobie uzmysłwić, że 70 Euro/MWh jest „ukrytą” dotacją w cenie energii elektrycznej, co oznacza, że jest ona płacona przez wszystkich konsumentów elektryczności w Polsce. Dla zobrazowania skali problemu odnieśmy rachunek do 10 TWh/rok wytworzonych z biomasy założony wg [7] (Tab.2). Wówczas całkowity koszt „ukrytych” subsydiów wyniesie 700 mln Euro rocznie. W Polskich warunkach jest to ogromna suma pieniędzy.

Rozwiązanie redukcji emisji CO₂ w taki sposób, odwołując się do „zielonej” energii elektrycznej jest obecnie coraz bardziej krytykowane (np. [19-22]), co ostatnio zostało zauważone przez decydentów. Według propozycji nowego projektu ustawy o OZE [23], dotacje do współspalania zostaną zredukowane o 30% [23, 24]. W opinii autorów jest to ruch w bardzo dobrą stronę, chociaż i tak nie wystarczający.

Poniżej, uzasadniamy, że znacznie lepszą alternatywą wykorzystania krajowych zasobów biomasy jest użycie jej do celów grzewczych w małych i średnich jednostkach (pomiędzy kilkadziesiąt kW do kilku MW).

Ciepło.

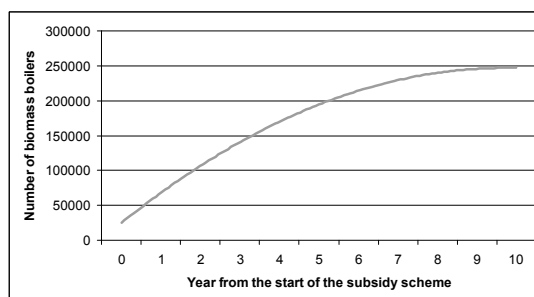
Odpowiedź na pytanie zawarte w tytule rozdziału⁴ zależy od danego kraju. W większości krajów europejskich, szczególnie w Polsce, istnieje znaczne zapotrzebowanie na ogrzewanie. Może ono być w głównej mierze zaspokojone przez wykorzystanie biomasy, przede wszystkim na terenach wiejskich, gdzie biomasa jest dostępna lokalnie, głównie jako odpady rolnicze. W Polsce jest to głównie słoma, która często jest spalana na polach, chociaż może być używana jako paliwo przyjazne środowisku dla ogrzewania budynków w gospodarstwach rolnych, jeżeli byłaby spalana w dedykowanych kotłach biomasowych. Jednakże, większość rolników ogrzewa swoje budynki węglem, używając stare, nieefektywne urządzenia. W tym samym czasie, dobre i wysokosprawne kotły biomasowe, produktowe w Polsce, dostępne są na rynku polskim [25]. Niestety, polscy rolnicy zazwyczaj nie posiadają odpowiednich zasobów finansowych do ich kupna i zainstalowania (sprzedawane są one raczej do Europy Zachodniej). Niestety, nie istnieje żaden program subsydiowania wspierający rolników w pokonaniu tej bariery finansowej (w sytuacji gdy „zielona” elektryczność jest sownie wspierana).

Zauważmy, że 10 TWh odpowiada 36 PJ ciepła. Zgodnie z [26] średnie zapotrzebowanie gospodarstwa rolnego na ciepło to ok. 240 GJ/rok. Oznacza to, że zapotrzebowanie na pierwotne nośniki energii do wyprodukowania 10 TWh „zielonej” energii byłoby wystarczające do zaspokojenia na ciepło ok. 150 000 gospodarstw rolnych z tym samym efektem redukcji emisji CO₂ (jeżeli założy się rzeczywistą średnią sprawność przetwarzania energii w polskich elektrowniach, liczba ta byłaby praktycznie trzy razy wyższa).

Obliczenia wykonane przy użyciu modelu Invert [27-29], opracowanego na potrzeby unijnego programu Altener. Pokazuje, że jeżeli tylko kilka procent z tych „ukrytych” subsydiów z „zielonej” energii elektrycznej zostanie przekazane rolnikom na pokrycie 40% kosztów inwestycyjnych, wówczas rynek małych kotłów na biomasę (w zakresie mocy 20-50 kW) znacząco wzrośnie [30-32]. Zobrazowane jest to na Rysunku 9, gdzie zero na osi poziomej oznacza punkt startowy założonego programu wsparcia, a oś pionowa przedstawia liczbę nowo zainstalowanych kotłów na biomasę. Wsparcie inwestycji na małe biomasowe kotły grzewcze w wysokości 40% przekłada się na ok. 2000 Euro [33], co dla 150 tysięcy instalacji daje łącznie 300 mln Euro. Należy

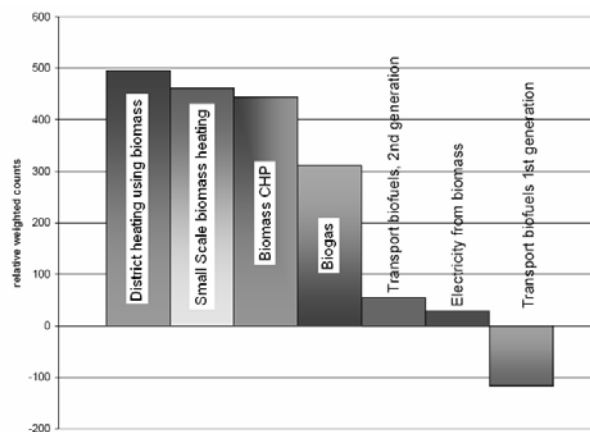
⁴ „Biomasa dla elektryczności czy ciepła?”

zauważyć, że jest to mniej niż połowa z 700 mln Euro „ukrytych” dotacji, jakie konsumenci docelowo zapłacą w ciągu tylko jednego roku. Zakładając czas życia kotła na (co najmniej) 10 lat, łączna wartość subsydiów dla „zielonej” energii wyniosłaby w tym czasie 7 mld Euro, a zatem, 300 mln Euro wydane raz podczas całego cyklu życia kotła (dla 150 tysięcy jednostek) stanowi jedynie ok. 4% łącznej sumy subsydiów. Innymi słowy, ta sama ilość publicznych pieniędzy dałaby (co najmniej) 25-krotnie większy efekt ekologiczny. Powinno to być przekonującym argumentem dla czynników decyzyjnych, że wsparcie powinno przede wszystkim zostać przekazane dla kotłów biomasowych wykorzystujących lokalną biomasę zwłaszcza na terenach wiejskich, zamiast wsparcia „zielonej” energii elektrycznej.



Rys. 9. Przewidywana liczba instalacji nowych grzewczych kotłów biomasowych [32]

Powyższa obserwacja znajduje poparcie w rezultatach ostatnio przeprowadzonych badań ankietowych[34] w ramach unijnego projektu „4Biomass” [35]. Zebrano opinie 1221 ekspertów i interesariuszy z 8 krajów unijnych (Austria, Czechy, Niemcy, Węgry, Włochy, Polska, Słowenia i Słowacja). Rysunek 10 przedstawia ważone liczby odpowiedzi na pytanie: „jaki sposób energetycznego wykorzystania biomasy jest najważniejszy dla osiągnięcia celów twojego krajowego Planu Działań w Zakresie Biomasy?”.



Rys. 10. Wyniki badań projektu 4Biomass[34]

Jak widać, większość odpowiedzi (pierwsze trzy kolumny) wskazuje na produkcję ciepła z biomasy jako najważniejszy sposób jej energetycznego wykorzystania. W szczególności, indywidualne kotły biomasowe (w praktyce dotyczy to obszarów wiejskich) posiadają bardzo wysokie notowania.

Wnioski

W podsumowaniu postaramy się sformułować kilka propozycji o charakterze politycznym:

- 1) Część funduszy przeznaczanych na wsparcie produkcji energii elektrycznej z biomasy powinna być przekierowana na wsparcie indywidualnych rolników, by mogli oni zakupić i zainstalować nowoczesne i wysokoefektywne kotły biomasowe.

- 2) Dla większych instalacji (typowe małej lub średniej wielkości ciepłownie osiedlowe) należy wprowadzić Zielone Certyfikaty dla ciepła, które powinny posiadać wartość trzykrotnie większą na jedną megawatogodzinę w stosunku do ich analogonów dla elektryczności. Ta konkretna sugestia wynika z faktu, iż w Polsce praktycznie 100 % energii elektrycznej jest produkowana w elektrowniach termicznych, których sprawność konwersji wynosi około 33%.
- 3) Paradygmatem nadrzędnym dla energetycznego wykorzystania biomasy powinna być ochrona środowiska, a nie rynek w sensie korzyści finansowych. Reguły, które to zapewnią powinny być pilnie ustalone, by zapobiec dalszej kontynuacji obecnego wypaczenia tej zasady, jako że obecnie szkody (które uznawane są sukces) szybko narastają. Obecny pęd do inwestowania we współspalanie biomasy z węglem prowadzi bowiem do praktyk, których wypadkowym efektem jest wysoce nieoptymalna redukcja emisji CO₂ w porównaniu z innymi możliwymi sposobami wykorzystania dostępnych zasobów biomasy.
- 4) Wynagradzanie producentów zielonej energii powinno opierać się na wielkości redukcji emisji poprawionych na emisje skumulowane w czasie całego cyklu – łańcucha procesów prowadzących do ostatecznego efektu. Jedynie takie uniknięte emisje powinny być brane pod uwagę. Dla osiągnięcia tego celu w praktyce należy w możliwie krótkim czasie przyjąć zbiór wartości domyślnych zharmonizowanych w skali całej Unii Europejskiej i wprowadzić odpowiedni mechanizm kontrolny.
- 5) Mniejsze instalacje, zwłaszcza na terenach wiejskich mogą zapewnić swoje potrzeby paliwowe bazując na dostawach z odległości o niewielkim promieniu, co oznacza że skumulowane emisje transportowe będą odpowiednio mniejsze. Dodatkowo, będzie mogła być zaoszczędzona energia, którą zużywa się dla zagęszczania (densyfikacji) biomasy w celu zmniejszenia kosztów transportu. Dlatego takie instalacje powinny być faworyzowane przez system subsydiów inwestycyjnych. W tym miejscu należy zauważyć, że w fazie eksploatacji nie będą potrzebne żadne subsydia, gdyż lokalne (często własne) paliwo biomasowe jest tańsze niż węgiel, nie mówiąc już o gazie czy o oleju opałowym. Oczywiście odnosi się to do sytuacji gdy zapanuje normalność, jako że obecnie patologiczny popyt na biomasę winduje jej ceny ponad wszelką uzasadnioną wartość rynkową.
- 6) Podstawową zasadą dla energetycznego wykorzystania biomasy powinno być: „najpierw należy zaspokoić potrzeby lokalne, a na handel przeznaczать tylko nadwyżkę i to przede wszystkim z pobliskimi odbiorcami.
- 7) Szczególną cechą biomasy jako odnawialnego źródła energii jest różnorodność możliwości jej przetwarzania i wykorzystania. Jednocześnie, z natury rzeczy biomasa jest zasobem ograniczonym jeżeli rozważyć określony region. Podejmowanie decyzji powinno być wsparte rachunkami, które określą optymalny sposób energetycznego wykorzystania biomasy pod względem założonego celu (ochrony środowiska, bezpieczeństwa energetycznego, itp.). Badania w tym kierunku powinny uzyskać wysoki priorytet.

Powyższe wnioski są oparte na polskim przyczynku do Transnational Action Plan (Transgraniczny Plan Działań), który po dogłębnych dyskusjach w ramach konsorcjum z partnerami, znalazł odzwierciedlenie w końcowym dokumencie projektu 4BIOMASS [36].

LITERATURA:

- [1] Główny Urząd Statystyczny, Rocznik Statystyczny 2010, Warszawa, Grudzień 2011
- [2] Raport Ministerstwa Ochrony Środowiska, „Strategia rozwoju energii odnawialnych”, Warszawa, 2000
- [3] EC BREC (obecnie IEO-Institut Energii Odnawialnych), Raport dla Ministerstwa Gospodarki, Warszawa, 2007, <http://www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/AC0AF2CE-748F-4BD7-9DC9-10E94257B732/48364/MozliwosciwykorzystaniaOZE2020.pdf>
- [4] Raport GUS, Energia i paliwa, Warszawa, 2010

- [5] Dyrektywa 2001/77/KE
- [6] Dyrektywa 2009/28/KE
- [7] Poland: Baseline scenario: "Detailed results of Primes model ver. 2 Energy Model" National Technical University of Athens Paper, 2005, Ateny
- [8] Ściążko M., Zuwała J., Pronobis M., *Energetyka i Ekologia*, 3(2006), 207-220
- [9] Siwek T., Panaś K., *Polish Journal of Environmental Studies*, 20(2011), no. 4A, 267-270
- [10] Trojan M., "Identification of the Degree of Foulness of Heated Surfaces of Boilers", Praca doktorska, Politechnika Krakowska, 2009
- [11] <http://jenkins.ucdavis.edu/previous/January2003/January2003.html>
- [12] Jasiński A., Kwiecień M., *Energetyka*, 11(2011), 733-736
- [13] Kulinowski P., http://home.agh.edu.pl/~kmg/Dydaktyka/Przedmioty/Wyklady/Wlasnosc_mat_transport.pdf
- [14] Stolarski M., Szczukowski S., Tworkowski J., *Problemy Inżynierii Rolniczej*, 4(2007), 21-26
- [15] Kargbo F.R., Junjun Xing, Yanlin Zhang, „Property analysis and pretreatment of rice straw for energy use in grain drying: A review”, *Agriculture and Biology Journal of North America*, 1(2010), n. 3, 195-200
- [16] Jenkins B.M., Ebeling J.M., *Correlation of physical and chemical properties of terrestrial biomass with conversion*, Chicago, Illinois, 1985.
- [17] Cytat z zaproszenia na międzynarodową konferencję: International Biomass Conference & Expo, Proven Strategies for Biomass Harvest, Handling and Delivery, Denver, Colorado, kwiecień, 2012
- [18] Raport Prezesa URE, Warsaw 2011.
- [19] Popczyk J., *Nowa Energia*, 6(2010), 14-21
- [20] Popczyk J., referat na pierwszym Forum Spalania Biomasy, Częstochowa, kwiecień, 2011
- [21] Guła A., referat na pierwszym Forum Spalania Biomasy, Częstochowa, kwiecień, 2011
- [22] Teliga K., referat na pierwszym Forum Spalania Biomasy, Częstochowa, kwiecień, 2011
- [23] Propozycja nowej Ustawy OZE, <http://www.mg.gov/node/15163>
- [23] Waldemar Pawlak, referat na konferencji Nowa Energia, Warszawa, grudzień, 2011, <http://www.mg.gov.pl/node/15163>
- [24] Kozmana M., *Rzeczpospolita*, 31 January 2012
- [25] Guła A., Goryl W., Cieślak J., Materiały międzynarodowej konferencji Vykurovanie 2012, Ľubovnianske kúpele, Słowacja, 27.02-02.03.2012, p. 297-301
- [26] Teliga K., oszacowanie, informacja prywatna
- [27] Hass R., et al., Invert Model www.invert.at/downloads/InvertSurvey.pdf
- [28] Figórski A., et al., "Conditions for Effective Heat and Electricity Production Based on Biomass in Poland", materiały konferencyjne 15th International Conference, Vykurovanie, Tatranske Matliare, 26.02-03.03 2007, s.196-200
- [29] Kranzl L., Haas R., et al., "Deriving efficient policy portfolios promoting sustainable energy system- Case studies applying Invert simulation tool", *Renewable Energy* 31(2006), 2393-2410
- [30] Guła A., et al., "Can the ESD Directive Help Boost Installation of Individual Biomass Heating Boilers?", referat na 16th International Conference, Vykurovanie, Tatranske Matliare, 03.-07.03, 2008, s.231-234
- [31] Gula A., Barcik A., Rozdział w "Zarys stanu i perspektyw energetyki polskiej", wyd. AGH University of Science and Technology, Kraków, 2009, s.247-262
- [32] Gula A., Mirowski T., Wolszczak J., Biomass as a Limited Resource – Polish Perspective", referat na Ist Polish-Icelandic Conference on Renewable Energy, Warszawa, 21-22. 06.2010, materiały, wyd. Politechnika Warszawska, s.113-121
- [33] Goryl W., Master thesis, AGH University of Science and Technology, Kraków 2012.
- [34] Schmidl J., "Evaluation of the national stakeholder dialogue", presented at the 4Biomass Final Conference, Germany, Berlin, 21-22 March 2012. http://www.4biomass.eu/document/file/1_8-schmidl-berlin.pdf
- [35] 4BIOMASS Project: "Fostering the sustainable usage of renewable energy sources in Central Europe – putting biomass into action!", www.4biomass.eu
- [36] Tempel S., "Political cooperation considering the Transnational Action Plan", presentation at the - 4Biomass Final Conference –The Second Transnational Forum - towards an integrated and coordinated sustainable bioenergy policy in Central Europe, Berlin 21- 22Marzec, 2012

Adres do korespondencji:

prof. dr hab. Adam Gula, gula@agh.edu.pl; mgr inż. Paweł Wajss, wajss@agh.edu.pl; inż. Wojciech Goryl, wojciechgoryl@o2.pl;

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; The Krakow Institute for Sustainable Energy, ul. Kierzkowskiego 23, 30-433 Kraków.

PLANOWANIE ENERGETYCZNE W GMINIE

Gospodarka energetyczna stanowi ważne pole działania na rzecz rozwoju gospodarczego i społecznego gminy. Planowanie energetyczne daje możliwości przewidywania zapotrzebowania na energię i koordynowania planów przedsiębiorstw energetycznych z polityką energetyczną kraju.

Prawo energetyczne dopuszcza możliwość uchwalenia przez gminę dwóch różnych dokumentów planistycznych. Są to:

- „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”,
- „Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”.

Obowiązek uchwalenia przez radę gminy „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” ma charakter obligatoryjny. Uchwalenie drugiego z dokumentów jest konieczne jedynie w przypadku, gdy plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”.

Dokumentem poprzedzającym uchwalenie przez radę gminy „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” jest projekt tego dokumentu. Obowiązek opracowania „Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” spoczywa na zarządzie gminy.

Każdy z wymienionych dokumentów powinien być zgodny z założeniami polityki energetycznej Państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego lub z kierunkami rozwoju, zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a także z programem ochrony powietrza.

„Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” sporządza się na okres 15 lat, przy czym wymagana jest ich aktualizacja co najmniej raz na 3 lata.

Celem „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” jest analiza aktualnych potrzeb energetycznych i sposobu ich zaspokajania na terenie gminy, określenie prognozy oraz wskazanie źródeł pokrycia zapotrzebowania energii, z uwzględnieniem planowanego rozwoju gminy.

„Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” powinny zawierać:

- ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych,
- możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej,
- zakres współpracy z innymi gminami.

1. POWIĄZANIA Z DOKUMENTAMI STRATEGICZNYMI

Opracowując „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” należy wskazać, że kierunki rozwoju źródeł energii oraz inwestycje planowane do realizacji wynikają z obowiązujących aktów prawnych, programów wyższego rzędu oraz dokumentów planistycznych uwzględniających tę problematykę. Z tego też względu „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” powiązany jest z szeregiem dokumentów o znaczeniu strategicznym.

EUROPEJSKA POLITYKA ENERGETYCZNA

„Europejska Polityka Energetyczna” (KOM(2007)1, Bruksela, dnia 10.01.2007), zapewniając pełne poszanowanie praw państw członkowskich do wyboru własnej struktury wykorzystania paliw w energetyce, oraz do ich suwerenności w zakresie pierwotnych źródeł energii i w duchu solidarności między tymi państwami, dąży do realizacji następujących trzech głównych celów:

- zwiększenia bezpieczeństwa dostaw,
- zapewnienia konkurencyjności gospodarek europejskich i dostępności energii po przystępnej cenie,
- promowania równowagi ekologicznej i przeciwdziałania zmianom klimatu.

Główne cele Unii Europejskiej w sektorze energetycznym do 2020 roku to:

- osiągnięcia do roku 2020 udziału energii ze źródeł odnawialnych równego 20% całkowitego zużycia energii UE,
- zmniejszenia łącznego zużycia energii pierwotnej o 20% w porównaniu z prognozami na rok 2020, co oznacza poprawę efektywności energetycznej o 20%,
- obniżenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 20% w porównaniu z poziomami emisji z 1990 r. z możliwością podwyższenia tej wartości docelowej do 30% w przypadku osiągnięcia porozumienia międzynarodowego zobowiązującego inne państwa rozwinięte do zmniejszenia emisji w porównywalnym stopniu, a bardziej zaawansowane gospodarczo państwa rozwijające się do odpowiedniego udziału w tym procesie proporcjonalnie do ich odpowiedzialności za zmiany klimatyczne i do swoich możliwości,
- oraz dodatkowo zwiększenia do 10% udziału biopaliw w ogólnym zużyciu paliw w transporcie na terytorium UE.

Strategiczne prognozowanie rozwoju gospodarki energetycznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej powinno być spójne z priorytetami i kierunkami działań wyznaczonymi w „Europejskiej Polityce Energetycznej”.

DYREKTYWA 2006/32/WE

Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2006/32/WE z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG sektor publiczny w państwach członkowskich powinien dawać przykład w zakresie inwestycji, utrzymania i innych wydatków na urządzenia zużywające energię, usługi energetyczne i inne środki poprawy efektywności energetycznej. W dyrektywie określono, iż państwa członkowskie powinny dążyć do osiągnięcia oszczędności w zakresie wykorzystania energii w wysokości 9% w dziewiątym roku stosowania dyrektywy (licząc od 1 stycznia 2008 r.). Tak więc również na terenie Polski, w tym na terenie miasta Zamościa, konieczne jest wdrożenie przedsięwzięć wpływających na zmniejszenie wykorzystania energii oraz promujących wśród mieszkańców postawy związane z oszczędzaniem konwencjonalnych źródeł energii.

DYREKTYWA 2009/28/WE

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 związana jest z trzecim spośród celów pakietu klimatycznego. Celem działań przewidzianych w dyrektywie jest osiągnięcie 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii Europejskiej w 2020 r., przy czym cel ten został przełożony na indywidualne cele dla poszczególnych państw członkowskich i w przypadku Polski wynosi on 15%.

Ponadto dyrektywa ustanawia zasady dotyczące statystycznych transferów energii między państwami członkowskimi, wspólnych projektów między państwami członkowskimi i z państwami trzecimi, gwarancji pochodzenia, procedur administracyjnych, informacji i szkoleń oraz dostępu energii ze źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej. Dyrektywa określa również kryteria zrównoważonego rozwoju dla biopaliw i biopłynów.

W preambule dyrektywy podkreśla się, iż pożądanym jest, aby ceny energii odzwierciedlały zewnętrzne koszty wytwarzania i zużycia energii. Tak długo jak ceny energii elektrycznej na rynku wewnętrznym nie będą odzwierciedlały pełnych kosztów oraz korzyści środowiskowych i społecznych wynikających z wykorzystanych źródeł energii, konieczne jest wsparcie publiczne wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii.

Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do opracowania i przyjęcia krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.

DYREKTYWA 2009/72/WE

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE stanowi kolejny dokument promujący działania na rzecz liberalizacji krajowych rynków energii elektrycznej i gazu oraz ułatwiający utworzenie wspólnego rynku europejskiego. W dyrektywie zaproponowano szereg środków uzupełniających dotychczasowe przepisy w zakresie rynku wewnętrznego, m.in. dotyczące rozdziału działalności przedsiębiorstw związanych z wytwarzaniem energii od jej przesyłu, wzmocnienie roli regulatorów rynku energii, infrastruktury sieci energetycznych, w szczególności połączeń transgranicznych, jak również wzmocnienie pozycji konsumentów energii.

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI

10 listopada 2010 r. Rada Ministrów przyjęła dokument pod nazwą „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.”. Dokument ten stanowi długoterminową strategię rozwoju sektora energetycznego, prognozę zapotrzebowania na paliwa i energię oraz program głównych działań wykonawczych do 2012 r.

Strategia energetyczna odpowiada na najważniejsze wyzwania stojące przed polską energetyką w perspektywie krótko i długoterminowej. Realizacja wskazanych w dokumencie rozwiązań ma na celu:

- zaspokojenie rosnącego zapotrzebowania na energię,
- rozwijanie infrastruktury wytwórczej i transportowej,
- zniwelowanie uzależnienia od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej,
- wypełnienie międzynarodowych zobowiązań w zakresie ochrony środowiska.

„Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” określa sześć głównych kierunków rozwoju krajowej energetyki. Są to:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,

- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Każdemu z kierunków przypisano cele główne i szczegółowe, działania wykonawcze, sposób realizacji wraz z terminami oraz podmiotami odpowiedzialnymi.

Kwestia poprawy efektywności energetycznej traktowana jest w sposób priorytetowy, zaś postęp w tej dziedzinie ma być kluczowy dla realizacji założeń „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.”. Główne cele w zakresie poprawy efektywności energetycznej to:

- dążenie do utrzymania zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego, czyli rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną
- konsekwentne zmniejszanie energochłonności polskiej gospodarki do poziomu UE-15.

Do podstawowych działań podnoszących efektywność energetyczną zaliczono:

- wprowadzenie systemowego mechanizmu wsparcia dla działań proefektywnościowych,
- promocję rozwoju wysokosprawnej kogeneracji,
- wskazanie wzorcowej roli sektora publicznego w oszczędnym gospodarowaniu energią,
- wsparcie inwestycji z funduszy Unii Europejskiej,
- prowadzenie kampanii informacyjnych i edukacyjnych.

Oczekiwane efekty poprawy efektywności energetycznej:

- istotne zmniejszenie energochłonności polskiej gospodarki,
- zmniejszenie emisji zanieczyszczeń w sektorze energetycznym,
- wzrost innowacyjności polskiej gospodarki,
- poprawa efektywności ekonomicznej gospodarki oraz jej konkurencyjności.

Uchwalona w roku 2011 ustawa o efektywności energetycznej, wdraża system białych certyfikatów. Jest to mechanizm rynkowy sprzyjający wzrostowi efektywności energetycznej w łańcuchu wytwarzania, przesyłu i zużycia energii, jak również pobudzający siły rynkowe w kierunku bardziej racjonalnego wykorzystania energii. Zgodnie z zapisami ustawy pozyskanie białych certyfikatów jest obowiązkowe dla firm sprzedających energię odbiorcom końcowym, w celu przedłożenia ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do umorzenia. Ustawa obliguje firmy sprzedające energię elektryczną, gaz ziemny i ciepło do pozyskania określonej liczby certyfikatów w zależności od wielkości sprzedawanej energii. Ustawa zawiera katalog działań pro-oszczędnościowych, pozwalających uzyskać określoną ilość certyfikatów w drodze przetargu ogłaszanego przez Prezesa URE.

Głównymi celami w zakresie wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii są:

- racjonalne i efektywne gospodarowanie złożami węgla, znajdującymi się na terytorium Polski,
- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego,
- zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumianej jako uzyskanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych,
- budowę magazynów ropy naftowej i paliw płynnych o pojemnościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw, w szczególności w sytuacjach kryzysowych,
- zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz przyjaznych środowisku technologii.

Główne działania w zakresie wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii to:

- obowiązek opracowania planów rozwoju sieci ze wskazaniem preferencyjnych lokalizacji dla nowych mocy wytwórczych,
 - likwidacja barier inwestycyjnych,
 - odtworzenie i wzmocnienie istniejących oraz budowa nowych linii elektroenergetycznych,
 - wprowadzenie elementów zachęcających do obniżania wskaźników awaryjności sieci,
 - wsparcie inwestycji infrastrukturalnych z wykorzystaniem funduszy europejskich.
- Do oczekiwanych efektów zaliczono:

- zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną,
- poprawa niezawodności pracy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych
- rozwój energetyki rozproszonej, wykorzystującej lokalne źródła energii, jak metan lub odnawialne źródła energii.

„Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” zawiera podstawy do przygotowania programu powstania polskiej energetyki jądrowej. Wskazuje działania, które należy podjąć, aby możliwie szybko uruchomić w Polsce pierwsze elektrownie tego typu. Wśród tych działań należy wymienić przygotowanie infrastruktury dla energetyki jądrowej i zapewnienie inwestorom warunków do wybudowania i uruchomienia elektrowni jądrowych opartych na bezpiecznych technologiach, z poparciem społecznym i z zapewnieniem wysokiej kultury bezpieczeństwa jądrowego na wszystkich etapach: lokalizacji, projektowania, budowy, uruchomienia, eksploatacji i likwidacji elektrowni jądrowych.

„Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” znaczącą uwagę poświęca rozwojowi energetyki odnawialnej. Główne cele w tym zakresie to:

- wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych,
- osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych, oraz zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji,
- ochronę lasów przed nadmiernym eksploatowaniem, w celu pozyskania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem oraz zachować różnorodność biologiczną,
- wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej istniejących urządzeń piętrzących stanowiących własność Skarbu Państwa,
- zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

Do głównych działań w tym zakresie należą:

- utrzymanie aktualnych i wprowadzenie dodatkowych mechanizmów wsparcia dla energetyki odnawialnej,
- efektywne wykorzystanie biomasy,
- wsparcie rozwoju technologii oraz budowy instalacji do pozyskiwania energii odnawialnej z odpadów zawierających materiały ulegające biodegradacji,
- stworzenie warunków do budowy farm wiatrowych na morzu,
- wdrożenie programu budowy biogazowni rolniczych,
- wsparcie inwestycji z wykorzystaniem funduszy UE.

Oczekiwane efekty:

- osiągnięcie zamierzonych celów udziału OZE, w tym biopaliw,

- zrównoważony rozwój odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw bez negatywnych oddziaływań na rolnictwo, gospodarkę leśną, sektor żywnościowy oraz różnorodność biologiczną,
- zmniejszenie emisji CO₂ oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, poprzez m.in. zwiększenie dywersyfikacji *energy mix*.

W odniesieniu do rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii za cel główny uznano zapewnienie niezakłóconego funkcjonowania rynków paliw i energii, a przez to przeciwdziałanie nadmiernemu wzrostowi cen.

Wybrane działania dla osiągnięcia tego celu, to:

- wdrożenie nowej architektury rynku energii elektrycznej,
- ułatwienie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej,
- stworzenie warunków umożliwiających kreowanie cen referencyjnych energii elektrycznej na rynku.
- ochrona najgorzej sytuowanych odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wzrostu cen,
- zmiana mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu i wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen gazu.

Głównymi celami „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” w obszarze ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko są:

- ograniczenie emisji CO₂ do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,
- ograniczenie emisji SO₂ i NO_x oraz pyłów (w tym PM10 i PM2,5) do poziomów wynikających z obecnych i projektowanych regulacji unijnych,
- ograniczenie negatywnego oddziaływania energetyki na stan wód powierzchniowych i podziemnych,
- minimalizacja składowania odpadów poprzez jak najszersze wykorzystanie ich w gospodarce,
- zmiana struktury wykorzystania energii w kierunku technologii niskoemisyjnych.

Ze względu na zobowiązania wynikające z pakietu klimatycznego wskazano metody ograniczenia emisji CO₂, SO₂, NO_x, które pomogą wypełnić zobowiązania międzynarodowe bez konieczności znaczących zmian w strukturze wytwarzania. Temu celowi mają służyć system zarządzania krajowymi pułapami emisji gazów cieplarnianych i innych substancji, dopuszczalne produktowe wskaźniki emisji, system dysponowania przychodami z aukcji uprawnień do emisji CO₂, jak również wsparcie rozwoju technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS).

„Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” oprócz części strategicznej zawiera także cztery załączniki, będące jej integralną częścią. Są to:

- Ocena realizacji polityki energetycznej od 2005 roku odnoszącą się do „Polityki energetycznej Polski do 2025 roku”, przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 roku.
- Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku.
- Program działań wykonawczych na lata 2009-2012, precyzujący szczegółowo poszczególne zadania, jakie zostaną zrealizowane w najbliższym latach.
- Wnioski ze strategicznej oceny oddziaływania polityki energetycznej na środowisko.

KRAJOWY PLAN DZIAŁANIA W ZAKRESIE ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH

W dniu 7 grudnia 2010 r. Rada Ministrów przyjęła dokument pn. „Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”. Dokument ten określa krajowe cele w

zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych zużyte w sektorze transportowym, sektorze energii elektrycznej, sektorze ogrzewania i chłodzenia w 2020 roku, uwzględniając wpływ innych środków polityki efektywności energetycznej na końcowe zużycie energii oraz odpowiednie środki, które należy podjąć dla osiągnięcia krajowych celów ogólnych w zakresie udziału OZE w wykorzystaniu energii finalnej.

Dokument określa ponadto współpracę między organami władzy lokalnej, regionalnej i krajowej, szacowaną nadwyżkę energii ze źródeł odnawialnych, która mogłaby zostać przekazana innym państwom członkowskim, strategię ukierunkowaną na rozwój istniejących zasobów biomasy i zmobilizowanie nowych zasobów biomasy do różnych zastosowań, a także środki, które należy podjąć w celu wypełnienia stosownych zobowiązań wynikających z dyrektywy 2009/28/WE.

„Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” w dniu 9 grudnia 2010 r. został przesłany do Komisji Europejskiej.

POLITYKA EKOLOGICZNA PAŃSTWA W LATACH 2009-2012 Z PERSPEKTYWA DO ROKU 2016

Polityka określa cele i kierunki działań na rzecz poprawy stanu środowiska. Do najważniejszych należy zaliczyć :

- rozwój i wdrożenie metodologii wykonywania ocen oddziaływania na środowisko dla dokumentów strategicznych,
- wdrażanie systemu „zielonych certyfikatów” dla zamówień publicznych,
- promocja „zielonych miejsc pracy” z wykorzystaniem funduszy europejskich oraz promocja transferu do Polski najnowszych technologii służących ochronie środowiska przez finansowanie projektów w ramach programów unijnych.

2. METODYKA PLANOWANIA ENERGETYCZNEGO

Kluczowym elementem planowania energetycznego jest określenie aktualnych i prognozowanych potrzeb energetycznych. Ocena potrzeb energetycznych w skali gminy zadaniem skomplikowanym. Analiza zapotrzebowania energii może być przeprowadzona jednym z dwóch sposobów:

- metodą wskaźnikową,
- metodą uproszczonych audytów energetycznych lub badań ankietowych.

Każda z metod ma swoje zalety i wady.

Metoda ankietowa jest z bardzo czasochłonna, gdyż pociąga za sobą konieczność dotarcia do wszystkich odbiorców energii. Metoda ta, choć teoretycznie powinna być bardziej dokładna, często okazuje się zawodna, gdyż zazwyczaj nie udaje się uzyskać niezbędnych informacji od wszystkich ankietowanych. Zazwyczaj liczba uzyskanych odpowiedzi nie przekracza 60%. Ponadto metoda ankietowa obarczona jest licznymi błędami, wynikającymi z niedostatecznego poziomu wiedzy ankietowanych w zakresie tematyki energetycznej. Metoda ta jest zalecana do analizy zużycia energii przez dużych odbiorców energii, którzy posiadają kadry dysponujące szczegółową wiedzę na ten temat i od których znacznie łatwiej uzyskać jest wiarygodne dane.

Przy większej skali planowania, z jaką mamy do czynienia w przypadku miast i gmin najczęściej stosowaną metodą jest metoda wskaźnikowa. Analiza przeprowadzona metodą wskaźnikową obarczona jest większym błędem niż analiza przeprowadzona na podstawie prawidłowo wypełnionych ankiet. Jednak w przypadku uzyskania niekompletnych i nie w pełni wiarygodnych ankiet, metoda wskaźnikowa jest nie tylko tańsza, ale również może być bardziej wiarygodna.

3. WPLYW PRZEDSIĘWZIĘĆ TERMOMODERNIZACYJNYCH NA BILANS ZAPOTRZEBOWANIA CIEPŁA

W zdecydowanej większości gmin istnieje znaczny potencjał zaoszczędzenia energii cieplnej w budownictwie. Choć stan ochrony cieplnej budynków w naszym kraju systematycznie się polepsza, to jednak nadal wiele jest do zrobienia dla zmniejszenia zużycia energii i bardziej racjonalnego jej wykorzystania. Przeciętne roczne zużycie energii na ogrzewanie w polskich budynkach mieszkalnych jest nawet dwukrotnie wyższe w porównaniu z innymi krajami UE.

Istotne znaczenie ma propagowanie działań pro-oszczędnościowych, zachęcanie do poprawy jakości energetycznej budynków.

System certyfikacji energetycznej budynków, obowiązujący w Polsce od początku 2009 r., obowiązuje właścicieli budynków nowych lub modernizowanych oraz zbywanych lub wynajmowanych do określenia charakterystyki energetycznej obiektu w postaci świadectwa charakterystyki energetycznej. System ten ma na celu stymulowanie budownictwa efektywnego energetycznie.

W wyniku działań termomodernizacyjnych prowadzonych przez właścicieli budynków, aktualne zapotrzebowanie ciepła powinno sukcesywnie ulegać zmniejszeniu. Takie zachowanie wymuszają coraz wyższe koszty ogrzewania, wynikające z rosnących cen nośników energii.

W budynkach mieszkalnych działania termomodernizacyjne przynoszące najlepszy efekt energetyczny, a co za tym idzie i ekonomiczny, to:

- ocieplenie ścian zewnętrznych i dachów,
- wymiana okien i drzwi zewnętrznych,
- modernizacja instalacji centralnego ogrzewania, w tym montaż zaworów termostatycznych i automatyki,
- wymiana źródeł ciepła na źródła o wyższej sprawności, w tym wykorzystanie źródeł odnawialnych.

Praktyczna wielkość uzyskanych oszczędności w wyniku przeprowadzonych prac termomodernizacyjnych zależy od aktualnego stanu budynków i zakresu wykonanych prac.

Podstawowym systemem wsparcia finansowego dla prac termomodernizacyjnych jest Fundusz Termomodernizacji i Remontów. Wsparcie to występuje w postaci „premi termomodernizacyjnej” lub „premi remontowej”.

O premię termomodernizacyjną mogą się ubiegać właściciele lub zarządcy:

- budynków mieszkalnych,
- budynków zbiorowego zamieszkania,
- budynków użyteczności publicznej stanowiących własność jednostek samorządu terytorialnego i wykorzystywanych przez nie do wykonywania zadań publicznych,
- lokalnej sieci ciepłowniczej,
- lokalnego źródła ciepła.

Premia nie przysługuje jednostkom budżetowym i zakładom budżetowym.

Z premii mogą korzystać wszyscy inwestorzy, bez względu na status prawny, a więc osoby prawne (np. spółdzielnie mieszkaniowe i spółki prawa handlowego), jednostki samorządu terytorialnego, wspólnoty mieszkaniowe, osoby fizyczne, w tym właściciele domów jednorodzinnych.

Premia termomodernizacyjna przysługuje w przypadku realizacji przedsięwzięć termomodernizacyjnych, których celem jest:

- zmniejszenie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i podgrzewania wody użytkowej w budynkach mieszkalnych, zbiorowego zamieszkania oraz budynkach stanowiących własność jednostek samorządu terytorialnego, które służą do wykonywania przez nie zadań publicznych,

- zmniejszenie kosztów pozyskania ciepła dostarczanego do w/w budynków – w wyniku wykonania przyłącza technicznego do scentralizowanego źródła ciepła w związku z likwidacją lokalnego źródła ciepła,
- zmniejszenie strat energii pierwotnej w lokalnych sieciach ciepłowniczych oraz zasilających je lokalnych źródłach ciepła,
- całkowita lub częściowa zamiana źródeł energii na źródła odnawialne lub zastosowanie wysokosprawnej kogeneracji – z obowiązkiem uzyskania określonych w ustawie oszczędności w zużyciu energii.

Warunkiem kwalifikacji przedsięwzięcia jest przedstawienie audytu energetycznego i jego pozytywna weryfikacja przez Bank Gospodarstwa Krajowego.

Od dnia 19 marca 2009 r. wartość przyznawanej premii termomodernizacyjnej wynosi 20% wykorzystanego kredytu, nie więcej jednak niż 16% kosztów poniesionych na realizację przedsięwzięcia termomodernizacyjnego i dwukrotność przewidywanych rocznych oszczędności kosztów energii, ustalonych na podstawie audytu energetycznego.

O premię remontową mogą się ubiegać właściciele lub zarządcy budynków wielorodzinnych, których użytkowanie rozpoczęto przed dniem 14 sierpnia 1961 r.

Premia remontowa przysługuje wyłącznie:

- osobom fizycznym,
- wspólnotom mieszkaniowym z większościovym udziałem osób fizycznych,
- spółdzielniom mieszkaniowym,
- towarzystwom budownictwa społecznego.

Premia remontowa przysługuje w przypadku realizacji przedsięwzięć remontowych związanych z termomodernizacją budynków wielorodzinnych, których przedmiotem jest:

- remont tych budynków,
- wymiana okien lub remont balkonów (nawet jeśli służą one do wyłącznego użytku właścicieli lokali),
- przebudowa budynków, w wyniku której następuje ich ulepszenie,
- wyposażenie budynków w instalacje i urządzenia wymagane dla oddawanych do użytkowania budynków mieszkalnych, zgodnie z przepisami techniczno-budowlanymi.

Warunkiem kwalifikacji przedsięwzięcia jest przedstawienie audytu remontowego i jego pozytywna weryfikacja przez Bank Gospodarstwa Krajowego.

Premia remontowa stanowi 20% kwoty kredytu wykorzystanego na realizację przedsięwzięcia remontowego, jednak nie więcej niż 15% poniesionych kosztów przedsięwzięcia.

Podstawowym warunkiem formalnym ubiegania się o premię jest przedstawienie audytu remontowego.

Kolejne możliwości uzyskania wsparcia finansowego dla przedsięwzięć termomodernizacyjnych dają konkursy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Programy Operacyjne.

Wymienić tu należy „System Zielonych Inwestycji” (*GIS Green Investment Scheme*). GIS jest pochodną mechanizmu handlu uprawnieniami do emisji, wynikającego z Protokołu z Kioto, zobowiązującego państwa uprzemysłowione do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Krajowy system zielonych inwestycji wykorzystuje środki pochodzące ze sprzedaży jednostek przyznanej emisji. Operatorem krajowego systemem zielonych jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Programy priorytetowe GIS związane ściśle z działaniami termomodernizacyjnymi to:

- Zarządzanie energią w budynkach użyteczności publicznej, Część 1) - Zarządzanie energią w budynkach użyteczności publicznej

Dzięki uzyskaniu dofinansowania z tego programu, możliwe jest zmniejszenie zużycia energii w budynkach będących w użytkowaniu samorządów, zakładów opieki zdrowotnej, uczelni wyższych, organizacji pozarządowych, ochotniczych straży pożarnych oraz kościelnych osób prawnych.

- Zarządzanie energią w budynkach wybranych podmiotów sektora finansów publicznych Część 5) - Zarządzanie energią w budynkach wybranych podmiotów sektora finansów publicznych

Dzięki uzyskaniu dofinansowania z tego programu, możliwe jest zmniejszenie zużycia energii w budynkach będących w użytkowaniu administracji rządowej, Polskiej Akademii Nauk i utworzonych przez nią instytutów naukowych, państwowych instytucji kultury oraz instytucji gospodarki budżetowej.

Kolejnym mechanizmem wspierającym przedsięwzięcia termomodernizacyjne jest system białych certyfikatów, wprowadzony ustawą o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011 r. Przepisy ustawy weszły w życie 11 sierpnia 2011 r., jednak do tej pory brakuje do nich aktów wykonawczych.

Ustawa o efektywności energetycznej określa cel w zakresie oszczędności energii, z uwzględnieniem wiodącej roli sektora publicznego, ustanawia mechanizmy wspierające oraz system monitorowania i gromadzenia niezbędnych danych.

System białych certyfikatów jest mechanizmem rynkowym, prowadzącym do uzyskania wymiernych oszczędności energii w trzech obszarach:

- zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła i gazu ziemnego w przesyłce i dystrybucji.

Firmy sprzedające energię odbiorcom końcowym, zobowiązane są do pozyskania białych certyfikatów, w celu przedłożenia ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do umorzenia. Firmy sprzedające energię elektryczną, gaz ziemny i ciepło są zobligowane do pozyskania określonej liczby certyfikatów w zależności od wielkości sprzedawanej energii. Realizując inwestycje pro-oszczędnościowe, firma może uzyskać określoną ilość certyfikatów w drodze przetargu ogłaszanego przez Prezesa URE. Inną drogą pozyskania certyfikatów jest ich zakup na giełdach towarowych lub rynkach regulowanych.

Ustawa o efektywności energetycznej nakłada na jednostki sektora publicznego obowiązek zastosowania przynajmniej dwóch, spośród następujących środków poprawy efektywności energetycznej:

- zawarcie umowy, której przedmiotem jest wykonanie prac zmierzających do poprawy efektywności energetycznej,
- wymiana urządzenia, instalacji lub pojazdu na odpowiednik o niskim zużyciu energii i niskich kosztach eksploatacji,
- modernizacja użytkowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu w celu zmniejszenia zużycia energii lub obniżenia kosztów eksploatacji,
- nabycie lub wynajęcie efektywnych energetycznie budynków lub ich części lub też przebudowa, remont użytkowanych obiektów, albo termomodernizacja budynków,
- sporządzenie audytu energetycznego budynków o powierzchni ponad 500 m².

Ustawa zobowiązuje również jednostki do poinformowania o zastosowaniu wybranych środków poprawy efektywności energetycznej na stronie internetowej lub w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości.

O białe certyfikaty będą mogły się ubiegać przedsięwzięcia nowe, ale także zrealizowane po 1 stycznia 2011 roku. Certyfikaty dla przedsięwzięć zrealizowanych będą

mogły być wprowadzane do obrotu od razu, natomiast w odniesieniu do inwestycji niezrealizowanych może wystąpić sytuacja, w której będą one trafiały do obrotu dopiero po zakończeniu przedsięwzięcia i jego pozytywnej weryfikacji w zakresie założonych celów oszczędnościowych, co musi się stać do końca 2016 roku.

W związku z opóźnieniami w pełnym wprowadzeniu ustawy, większe szanse na zdobycie certyfikatów będą miały przedsięwzięcia już zrealizowane i nowe, ale stosunkowo proste, bo w przypadku nowych inwestycji, lecz bardziej złożonych, firmom może po prostu zabraknąć czasu na ich realizację w okresie obowiązywania ustawy.

4. WYKORZYSTANIE NADWYŻEK I LOKALNYCH ZASOBÓW, Z UWZGLĘDNIENIEM ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ, KOGENERACJI I CIEPŁA ODPADOWEGO

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” powinny zawierać analizę wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych.

Zgodnie z definicją ustawową źródła odnawialne to źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.

Należy tu podkreślić, że choć zasoby energii odnawialnej są nieograniczone, jednak ich potencjał jest rozproszony, stąd koszty wykorzystania znacznej części energii ze źródeł odnawialnych są wyższe od kosztów pozyskiwania i przetwarzania paliw konwencjonalnych i jądrowych.

W 2009 roku weszła w życie Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE, która zobowiązuje państwa UE do promowania, zachęcania i wspierania inwestycji w źródła energii odnawialnej. Dyrektywa określa wspólne ramy dla państw członkowskich w zakresie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, jak również wyznacza obowiązkowe krajowe cele dotyczące udziału energii z OZE w zużyciu energii. Polska docelowo ma osiągnąć udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu brutto energii na poziomie 15% w 2020 roku.

Zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa władze lokalne, w jak najszerszym zakresie, powinny uwzględnić źródła odnawialne w bilansie energetycznym miasta.

Instalacje wykorzystujące odnawialne źródła energii z natury mają na ogół charakter lokalny i nie wymagają tworzenia scentralizowanej infrastruktury technicznej. Jako małe i rozproszone technologie wpisują się w politykę, strategię i plany rozwoju regionalnego i lokalnego. Zważywszy na rozproszony charakter oraz ogólną dostępność zasobów odnawialnych źródeł energii, energetyka odnawialna może stać się czynnikiem pobudzającym rozwój gospodarczy na poziomie regionalnym. Wśród korzyści z wykorzystania odnawialnych źródeł energii, które mają zarówno charakter ekonomiczny jaki społeczny, wymienić tu można:

- zmniejszenie zapotrzebowania na paliwa kopalne,
- ograniczenie emisji zanieczyszczeń, w szczególności dwutlenku węgla i siarki,
- wzrost bezpieczeństwa energetycznego miasta,
- niższe koszty eksploatacji,
- racjonalne zagospodarowanie odpadów,

- rozwój gospodarczy regionu, aktywizacja lokalnej społeczności, tworzenie miejsc pracy,
- możliwość pozyskania funduszy zewnętrznych,
- promocja miasta w kraju i za granicą.

ENERGIA WÓD

Obecnie w Polsce ponad 28% energii elektrycznej produkowanej w technologii wykorzystującej odnawialne źródła energii, pochodzi z energetyki wodnej. Stanowi to zaledwie niecałe 2% w całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Ukształtowanie terenu naszego kraju, w większości nizinne, a także brak dużych, naturalnych spadów nie stwarza zbyt korzystnych warunków do budowania dużych elektrowni wodnych. Z uwagi na warunki hydrologiczne, rozwój sektora energii wodnej związany jest głównie z małymi elektrowniami wodnymi. Moc urządzeń produkujących energię elektryczną z wykorzystaniem turbin wodnych w Polsce to 957.379 MW. Należy zwrócić uwagę na fakt, że w Polsce pracują aż 762 elektrownie wodne. Większość z nich to właśnie małe elektrownie wodne.

Z potencjalnych obszarów rozwoju energetyki wodnej wykluczone są obszary rezerwatów przyrody i parków narodowych. Na terenie parków krajobrazowych nie jest możliwa lokalizacja dużych zbiorników wodnych, natomiast zalecana odbudowa historycznych młynów wodnych. Chronione siedliska przyrodnicze, w tym obszary NATURA 2000, również wymagają ochrony przed lokalizacją inwestycji oraz zmianą stosunków wodnych.

Decyzję o ewentualnej lokalizacji MEW na danym terenie poprzedza studium wykonalności inwestycji, ograniczającym ryzyko inwestora. Materiałami wyjściowymi do przeprowadzenia analizy są, między innymi, przekroje poprzeczne odpowiednich odcinków rzeki, mapy sytuacyjno-wysokościowe, zasadnicze i ewidencyjne, charakterystyka hydrologiczna (IMGW), analiza wstępna oddziaływania na środowisko, założenia techniczne planowanej inwestycji.

Ocena ryzyka związana z niewłaściwym zlokalizowaniem Małej Elektrowni Wodnej powinna być podstawową i pierwszą czynnością wykonaną przez inwestorów przygotowujących projekt inwestycyjny, polegający na budowie MEW. Do czynników warunkujących ocenę skali ryzyka, które należy wziąć pod uwagę przy analizie potencjalnej lokalizacji MEW należy zaliczyć w szczególności:

- sąsiedztwo obszarów wrażliwych,
- wzajemne relacje przestrzenne i infrastrukturalne,
- sąsiedztwo innych istniejących i planowanych elektrowni wodnych,
- zapisy planów ochrony istniejących form ochrony przyrody,
- plany utworzenia nowych obszarów ochrony przyrody,
- naturalne i antropogeniczne bariery ekologiczne,
- poziom nakładów inwestycyjnych.

Wstępna analiza wykorzystania przepływających przez teren gminy cieków wodnych, pod względem możliwości technicznych i zasadności budowy zbiorników wodnych nadających się do zainstalowania małych elektrowni wodnych, nie wskazuje na uzasadnienie dla takich inwestycji.

ENERGIA WIATRU

Szacuje się, że globalny potencjał energii wiatru jest równy obecnemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Obiektywne cechy i specyficzne właściwości energetyki wiatrowej powodują, że jest to wymagające źródło energii, zarówno dla inwestorów, projektantów, operatorów sieci elektroenergetycznej, jak i społeczności lokalnych. Specyfika energetyki wiatrowej to przede wszystkim bardzo wysoka zależność

mocy osiągniętej przez elektrownię wiatrową od bieżącej wartości prędkości wiatru oraz nierównomierny rozkład zasobów energii wiatru na obszarze kraju.

Według opracowanych przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej map wietrzności dla obszaru Polski wynika, że tereny uprzywilejowane pod względem zasobów energii wiatru to przede wszystkim wybrzeże Morza Bałtyckiego, Suwalszczyzna, środkowa Wielkopolska i Mazowsze, Beskid Śląski i Żywiecki, Pogórze Dynowskie i Bieszczady. Dodatkowo istnieje szereg innych mniejszych obszarów, gdzie lokalne warunki klimatyczne i terenowe szczególnie sprzyjają rozwojowi energetyki wiatrowej.

Prędkość wiatru ulega zmianom dziennym, miesięcznym i sezonowym. Zarówno w cyklu dobowym, jaki i sezonowym w Polsce występuje korzystna korelacja między prędkością wiatru, a zapotrzebowaniem energii.

Zgodnie z aktualną wiedzą na temat energetyki wiatrowej, warunkiem opłacalności wykorzystania elektrowni wiatrowych, w przypadku obiektów dużej mocy (powyżej 30 kW), niezbędne jest występowanie średnich rocznych prędkości wiatru powyżej 5.5 m/s na wysokości wirnika. Średnie roczne prędkości wiatru w Polsce wynoszą 3.8 m/s zimą i 2.8 m/s latem. Prędkości powyżej 4 m/s występują na wysokości ponad 25 m w większej części kraju, natomiast prędkości powyżej 5 m/s tylko na niewielkim jej obszarze na wysokości powyżej 50 m. Małe siłownie wiatrowe pracujące na tzw. sieć wydzieloną (np. na potrzeby gospodarstwach rolnych), mogą być wznoszone dla prędkości wiatru powyżej 3m/s. Pomimo, że wydajność turbiny wiatrowej zależy przede wszystkim od prędkości wiatru, istotne znaczenie mają również warunki lokalizacji obiektu w terenie, gdyż brak swobodnego przepływu wiatru wydatnie ogranicza pracę wirnika, jeśli jest on instalowany na stosunkowo niskich wysokościach.

Aktualnie moc urządzeń produkujących energię elektryczną z wiatru w Polsce to 2 188.941 MW, zaś liczba instalacji wynosi 619. Na terenie województwa lubelskiego działa 5 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 2.150 MW.

Rozwój energetyki wiatrowej na danym terenie uzależniony jest nie tylko od zasobów wiatru, lecz zależy także od rozwoju lokalnej infrastruktury technicznej, w tym przede wszystkim możliwością podłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Kwestię podłączenia do sieci można rozwiązać poprzez:

- wykorzystanie linii średniego napięcia 15kV, która pozwala na podłączenie turbiny bezpośrednio do linii, ale jednocześnie uniemożliwia instalowanie mocy większych niż 4÷6 MW;
- wykorzystanie linii wysokiego napięcia 110kV, która pozwala na instalowanie większych mocy, przy czym wykorzystanie tego typu linii wiąże się z koniecznością budowy stacji przekątnikowej GPZ 15kV/110kV.

Z praktycznego punktu widzenia podłączenie do linii wysokiego napięcia jest opłacalne tylko w sytuacji, gdy moc planowanego parku wiatrowego przewidyje się na ponad 12 MW.

Podstawowymi barierami rozwoju energetyki wiatrowej na danym terenie są:

- utrudnione warunki wyprowadzenia mocy, związane ze strukturą sieci 110 kV i nn oraz kosztami i utrudnieniami w realizacji linii WN,
- rozwinięta sieć obszarów chronionych,
- skomplikowane procedury administracyjne,
- brak szczegółowych badań lokalnych warunków wiatrowych.

ENERGIA SŁONECZNA

Praktyczne możliwości wykorzystania energii promieniowania słonecznego uzależnione są od warunków klimatycznych, które na terenie Polski charakteryzują się dużą różnorodnością, wynikającą głównie ze ścierania się wpływu dwóch odmiennych frontów atmosferycznych atlantyckiego i kontynentalnego. Roczna gęstość promieniowania

słonecznego na płaszczyznę poziomą waha się na terenie naszego kraju w granicach $950 \div 1250 \text{ kWh/m}^2$, przeciętna liczba godzin słonecznych w ciągu roku (tzw. usłonecznienie) to około 1600 h/rok. Maksymalna wartość usłonecznienia notowana jest w Gdyni (1671h/rok), zaś minimalna w Katowicach (1234 h/rok).

Warunki meteorologiczne w naszej strefie klimatycznej charakteryzują się nierównomiernym rozkładem promieniowania słonecznego w cyklu rocznym, w którym dominującym okresem jest sześć miesięcy sezonu wiosenno-letniego. Blisko 80% całkowitej sumy nasłonecznienia przypada na miesiące od kwietnia do września.

Wykorzystywane są różne metody konwersji promieniowania słonecznego, a dwie podstawowe to metoda fototermiczna i fotowoltaiczna.

Metoda fototermiczna polega na przemianie energii promieniowania słonecznego w energię cieplną. Systemy stosowane w tej metodzie to kolektory oraz inne systemy solarne.

Metoda fotowoltaiczna polega na przemianie energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną. W tej metodzie wykorzystuje się układy fotowoltaiczne z modułami ogniw fotowoltaicznych.

W Polsce najbardziej rozpowszechnioną technologią aktywnego pozyskiwania energii promieniowania słonecznego są instalacje złożone z termicznych kolektorów słonecznych, wykorzystywane do podgrzewania wody użytkowej.

Kolektory słoneczne stają się coraz bardziej popularne, między innymi dzięki takim programom jak dotacje Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przeznaczone na częściową spłatę kredytów bankowych przeznaczonych na zakup i montaż kolektorów słonecznych dla osób fizycznych i wspólnot mieszkaniowych.

Uznaje się, że przy obecnym poziomie technicznym, w polskich warunkach klimatycznych, stosowanie urządzeń wykorzystujących energię słoneczną do produkcji energii elektrycznej jest jeszcze nieopłacalne. Jednak stały rozwój technologii ogniw fotowoltaicznych może wkrótce zmienić tę opinię.

ENERGIA GEOTERMALNA

Energia geotermalna występuje w postaci ciepła, powstającego w głębi naszej planety przy rozpadzie pierwiastków promieniotwórczych. Energia ta jest produkowana w sposób ciągły, a wielkość strumienia ciepłego zależy od zawartości w skałach promieniotwórczego uranu, toru oraz w niewielkim stopniu potasu. Część ciepła geotermalnego pochodzi z ciepła resztkowego wydobywanego z jądra Ziemi (20%).

Energia geotermalna dzieli się na geotermię wysokiej i niskiej entalpii. Geotermia o wysokiej entalpii umożliwia bezpośrednie wykorzystanie ciepła Ziemi, zaś geotermia o niskiej entalpii odzyskiwana jest przy pomocy geotermalnych pomp ciepła.

Warunki termiczne pod ziemią są bardzo zróżnicowane. Zależą one od przewodnictwa ciepłego skał, ich ułożenia, zawadnienia, bliskości stref wulkanicznych i wgłębnych ognisk magmowych, a w strefie przypowierzchniowej znacząco wpływają na nie również warunki klimatyczne.

W Polsce istnieją bogate zasoby energii geotermalnej, szacowane na poziomie 1512 PJ/rok, co stanowi około 30% krajowego zapotrzebowania na ciepło.

Oszacowanie potencjału energii geotermalnej możliwej do wykorzystania na danym terenie związana jest z koniecznością oceny zasobów eksploatacyjnych, czyli przeprowadzeniem kosztownych próbnych odwiertów.

Planując budowę instalacji geotermalnych należy wziąć pod uwagę poniższe uwagi.

- Energia uzyskana z wód geotermalnych może być wykorzystywana w miejscach wydobywania wód, w związku z tym zasoby eksploatacyjne są ograniczone do rejonów miast i miejscowości, rejonów przemysłowych, rolniczych i rekreacyjno-wypoczynkowych.

- Ze względu na znaczną kapitałochłonność inwestycji geotermalnych, lokalny rynek ciepłowniczy powinien być bardzo atrakcyjny, zdolny do przyciągnięcia inwestorów.
- Budowa instalacji geotermalnych w naturalny sposób ograniczona jest do obszarów, gdzie występują wody geotermalne o optymalnych właściwościach.

LOKALNE NADWYŻKI ENERGII Z PROCESÓW PRODUKCYJNYCH ORAZ ZASOBY PALIW

Biogaz

Biogaz zaliczany jest do odnawialnych źródeł energii. Pozyskuje się go w procesie beztlenowej fermentacji biomasy roślinnej, odchodów zwierzęcych, odpadów organicznych lub osadu ze ścieków. Biogaz jest mieszaniną gazową składającą się głównie z metanu i dwutlenku węgla, a także z pewnych ilości zanieczyszczeń w postaci siarkowodoru, azotu, tlenu i wodoru. Skład biogazu oraz jego wartość opałowa zależą od substratów wykorzystanych do jego produkcji.

Biogaz powstaje w naturalnych procesach zachodzących w dnach zbiorników wodnych, podczas erupcji wulkanicznych i pęknięć skorupy ziemskiej, w przewodach pokarmowych przeżuwaczy i termitów, podczas rozkładu nawozów organicznych. Do antropogenicznych źródeł metanu zalicza się:

- wydobywanie węgla, gazu ziemnego i ropy naftowej,
- przetwórstwo bogactw naturalnych,
- hodowla zwierząt domowych,
- pola ryżowe,
- składowiska odpadów i oczyszczalnie ścieków.

Oprócz naturalnych i antropogenicznych źródeł, z których metan trafia do atmosfery, produkowany jest on również w procesach sterowanych przez człowieka w celu bądź to utylizacji odpadów, bądź też produkcji energii elektrycznej i ciepłej.

Biogaz do celów energetycznych produkowany jest w biogazowniach. W warunkach polskich największe szanse rozwoju mają przede wszystkim biogazownie wykorzystujące odpady z przemysłu rolno-spożywczego. Biogazownie tego typu charakteryzują się niskimi kosztami pozyskania surowców oraz pełnią funkcję utylizacyjną dla pozyskiwanych odpadów. W przypadku mniejszych instalacji, o mocach do kilkuset kW, uzasadniona jest lokalizacja w pobliżu dużych gospodarstw rolnych i hodowlanych. Kolejnym źródłem pozyskiwania substratów do produkcji biogazu są grunty orne możliwe do wykorzystania na uprawy celowe roślin energetycznych.

Biorąc powyższe pod uwagę można stwierdzić, iż w gminie Łabunie istnieje potencjalna możliwość lokalizacji biogazowni rolniczej.

Rozważając możliwość budowy biogazowni rolniczej należy pamiętać, iż warunkiem niezbędnym do prawidłowego funkcjonowania biogazowni rolniczej jest dokładne rozpoznanie, jaką ilością poszczególnych surowców dysponuje gospodarstwo oraz zaplanowanie trybu dostarczania ich do instalacji. Dostarczanie substratów staje się dodatkowym i bardziej skomplikowanym zadaniem, jeśli w procesie używane są surowce dostarczane spoza gospodarstwa. Należy przy tym zwracać szczególną uwagę na klasyfikację dostarczanych surowców. Dotyczy to surowców, które są klasyfikowane jako odpady i uznawane za szkodliwe dla środowiska, które muszą być szczegółowo ewidencjonowane.

Należy również zwrócić uwagę na fakt, że w Polsce niemal każda lokalizacja biogazowni rolniczej wywołuje protesty społeczności lokalnej, głównie ze względu na obawy związane z wydzielaniem się odoru. Jednak prawidłowo zaprojektowania i wybudowana biogazownia rolnicza nie jest uciążliwym dla otoczenia producentem odoru.

Problem właściwej lokalizacji biogazowni rolniczej jest szczególnie istotny w przypadku terenów o wysokich walorach przyrodniczo-krajobrazowych.

Budowa biogazowni rolniczej powinna zostać poprzedzona szczegółową analizą techniczno-ekonomiczną oraz dialogiem ze społecznością lokalną już na wczesnym etapie planowania inwestycji. Ważnym argumentem w dyskusji mogą być nowe miejsca pracy dla lokalnej społeczności przy produkcji substratów, budowie i obsłudze oraz nowe firmy dostarczające przychodów do budżetu lokalnych władz.

Biomasa

Zgodnie z definicją Unii Europejskiej biomasę stanowią materiały organiczne pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, jak też wszelakie substancje uzyskane z transformacji surowców pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego. Ocenia się, że obecnie największy potencjał energetyczny do wykorzystania w Polsce ma właśnie biomasa.

Biomasa wykorzystywana energetycznie w naszym kraju pochodzi z rolnictwa i leśnictwa. Wykorzystywane rodzaje biomasy to drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym, produkty uboczne i odpadowe rolnictwa i przemysłu rolno-spożywczego oraz gospodarki komunalnej, a także uprawy energetyczne.

Wykorzystując planowo biomasę w procesie produkcji energii należy pamiętać o naturalnych barierach ograniczających jej wykorzystanie. Bariery te to:

- stosunkowo niska wartość opałowa,
- duże zróżnicowanie zawartości wilgoci zależne od rodzaju biomasy i okresu jej sezonowania,
- wysoka zawartość części lotnych, powodująca problemy w kontrolowaniu spalania,
- trudności w dozowaniu paliwa wynikające z postaci biomasy,
- duża powierzchnia składowania i trudności z transportem wynikają z małej gęstości nasypowej,
- trudności w utrzymaniu jakości paliwa na stałym poziomie,
- duża zawartość związków alkaicznych takich jak: potas, fosfor, wapń, a w przypadku roślin jednorocznych duża zawartość chloru, prowadząca do narastania agresywnych osadów w kotle,
- koszty pozyskiwania oraz koszty transportu.

Z punktu widzenia emisji zanieczyszczeń, najważniejszą cechą biomasy jest zerowa emisja dwutlenku węgla, ponieważ ilość tej substancji jest całkowicie akumulowana w procesie fotosyntezy. Obok konieczności ochrony klimatu za wykorzystaniem biomasy przemawia nadprodukcja żywności i bezrobocie na wsi. Zwiększenie wykorzystania biomasy pochodzącej z upraw energetycznych wymaga utworzenia całego systemu obejmującego produkcję, dystrybucję i wykorzystanie biomasy. Tak więc działania powinny być ukierunkowane nie tylko na zakładanie plantacji, ale również na zorganizowanie systemu magazynowania i dystrybucji paliwa oraz zapewnienie efektywnego wykorzystania biomasy. Biomasa pochodząca z plantacji roślin energetycznych może być przeznaczona do produkcji energii elektrycznej lub ciepłej, a także do wytwarzania paliwa ciekłego lub gazowego. Uprawa roślin energetycznych może przyczynić się do powstawania nowych miejsc pracy oraz tworzenia lokalnych niezależnych rynków energii.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu

Skojarzone wytwarzanie energii ciepłej i elektrycznej jest procesem technologicznym, w którym następuje jednoczesne wykorzystanie energii chemicznej paliwa do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Bezpośrednim skutkiem takiej skojarzonej gospodarki jest lepsze wykorzystanie energii chemicznej paliwa, co daje oszczędność w porównaniu z rozdzielonym wytwarzaniem ciepła oraz energii elektrycznej. Stosowanie takiej technologii daje duże korzyści energetyczne, ekonomiczne oraz ekologiczne. Jest to najbardziej efektywny sposób wytwarzania energii ciepłej i elektrycznej. Sprawność takiego układu może osiągnąć nawet 85%.

Kogeneracja jest najbardziej odpowiednia do zastosowania w przypadku stałego zapotrzebowania na energię cieplną oraz znacznego obciążenia podstawowego instalacji elektrycznej. Możliwość zastosowania układów kogeneracyjnych warto rozważyć, gdy:

- ma być zapewniona ciągłość dostaw energii elektrycznej,
- ma być zapewniona większa sprawność energetyczna instalacji,
- mają zostać osiągnięte lepsze wyniki finansowe,
- ma zostać zmniejszona uciążliwość instalacji dla środowiska.

Typowe zastosowania układów kogeneracyjnych to:

- szkoły i obiekty sportowe,
- szpitale i zakłady opiekuńczo-lecznicze,
- hotele i ośrodki wypoczynkowe,
- obiekty przemysłowe i większe obiekty handlowe,
- procesy suszarnicze oraz uprawa szklarniowa warzyw i kwiatów.

Korzystne wskaźniki efektywności energetycznej oraz ekologicznej nie przesądzają jeszcze o realizacji projektu. Przesłanką dla takiej decyzji może być jedynie pozytywny efekt ekonomiczny. Po prawidłowo przeprowadzonej analizie technicznej, algorytm postępowania, którego ostatecznym wynikiem jest wyznaczenia wskaźników opłacalności dla rozważanego projektu można podzielić na następujące etapy:

- określenie nakładów inwestycyjnych,
- określenie sposobu finansowania inwestycji oraz określenie stopy dyskonta dla analizowanego przedsięwzięcia,
- określenie kosztów wszystkich paliw zużywanych w układzie,
- określenie taryf zakupu i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła,
- określenie kosztów opłat za emisję zanieczyszczeń do otoczenia,
- określenie pozostałych kosztów eksploatacji układu oraz pozostałych składników przepływów pieniężnych,
- wyznaczenie wskaźników opłacalności inwestycji,
- przeprowadzenie analizy wrażliwości wskaźników opłacalności inwestycji na zmiany podstawowych wielkości wpływających na opłacalność inwestycji, tzn. ceny paliwa, energii elektrycznej, ciepła itd.

Najkorzystniejsze efekty są uzyskiwane, gdy układ jest dobrany optymalnie dla danych warunków technicznych i ekonomicznych.

Czynniki wpływające na efektywność ekonomiczną układów kogeneracyjnych można podzielić na dwie zasadnicze grupy. Pierwsza z nich to czynniki mikroekonomiczne inwestycji:

- jednostkowe nakłady inwestycyjne,
- wysokie sprawności wykorzystania energii chemicznej paliwa,
- możliwość optymalnego dostosowania układu do potrzeb odbiorcy,
- niska uciążliwość dla środowiska dzięki stosowaniu paliw gazowych i wysokiej sprawności całkowitej konwersji energii chemicznej paliwa,
- niskie koszty płac z uwagi na małą liczebność obsługi (często układy bezobsługowe),
- niskie straty przesyłania energii elektrycznej i ciepła dzięki małym odległościom pomiędzy układem a odbiorcami końcowymi.

Druga grupa to czynniki makroekonomiczne inwestycji:

- wysokość kosztu pozyskania kapitału inwestycyjnego,
- wielkość i struktura cen paliw,
- ceny energii elektrycznej i ich struktura taryfowa,
- ceny sprzedaży ciepła,

- koszty opłat za korzystanie ze środowiska.

MOŻLIWOŚCI STOSOWANIA ŚRODKÓW POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej określa, między innymi, zadania jednostek sektora publicznego w zakresie poprawy efektywności energetycznej.

Zgodnie z definicją podaną w ustawie, efektywność energetyczna to stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, niezbędnej do uzyskania tego efektu.

Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią. Celem tym jest uzyskanie, do roku 2016, oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku (średnia z lat 2001-2005).

Ustawa zobowiązuje sektor publiczny do pełnienia wzorcowej roli w kwestii oszczędności energii. Jednostki rządowe oraz samorządowe zostały zobowiązane, aby realizując swoje zadania, stosowały co najmniej dwa środki poprawy efektywności energetycznej, z wykazu środków zawartego w ustawie.

Wśród środków poprawy efektywności energetycznej wymienionych w ustawie, znajdują się:

- umowa, której przedmiotem jest realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej,
- nabycie nowego urządzenia, instalacji lub pojazdu, które charakteryzują się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji;
- wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, charakteryzujące się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji lub ich modernizacja;
- nabycie lub wynajęcie efektywnych energetycznie budynków lub ich części, bądź przebudowa lub remont użytkowanych budynków, w tym w szczególności realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów;
- sporządzenie audytu energetycznego eksploatowanych budynków, o powierzchni użytkowej powyżej 500 m², których jednostka sektora publicznego jest właścicielem lub zarządcą.

Ustawa zobowiązuje jednostki sektora publicznego do informowania o stosowanych środkach poprawy efektywności energetycznej na swoich stronach internetowych lub w inny zwyczajowo przyjęty sposób.

W Polsce dostępne są niżej wymienione programy i środki poprawy efektywności.

1. Działania w sektorze mieszkalnictwa
 - Fundusz Termomodernizacji i Remontów
2. Działania w sektorze publicznym
 - System Zielonych Inwestycji (Część 1) – Zarządzanie energią w budynkach użyteczności publicznej
 - System Zielonych Inwestycji (Część 5) – Zarządzanie energią w budynkach wybranych podmiotów sektora finansów publicznych
 - Program Operacyjnego „Oszczędność energii i promocja odnawialnych źródeł energii” dla wykorzystania środków finansowych w ramach Mechanizmu Finansowego EOG oraz Norweskiego Mechanizmu Finansowego w latach 2012÷2017

3. Działania w sektorze przemysłu i MŚP

- Efektywne wykorzystanie energii (Część 1) – Dofinansowanie audytów energetycznych i elektroenergetycznych w przedsiębiorstwach
- Efektywne wykorzystanie energii (Część 2) – Dofinansowanie zadań inwestycyjnych prowadzących do oszczędności energii lub do wzrostu efektywności energetycznej przedsiębiorstw
- Program Priorytetowy Inteligentne Sieci Energetyczne – program rozpocznie się w 2012 roku
- System Zielonych Inwestycji (Część 2) – Modernizacja i rozwój ciepłownictwa (program rozpocznie się w 2014 roku)

4. Działania w sektorze transportu

- Systemy zarządzania ruchem i optymalizacja przewozu towarów
- Wymiana floty w zakładach komunikacji miejskiej oraz promocja eko-jazdy

5. Środki horyzontalne

- System białych certyfikatów
- Kampanie informacyjne, szkolenia i edukacja w zakresie poprawy efektywności energetycznej

Pełnienie wzorcowej roli przez administrację publiczną realizowane jest poprzez wdrażanie przepisów ustawy o efektywności energetycznej, która określa zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej. Jednym z zadań, nałożonych na ten sektor, jest wykonanie audytu energetycznego zgodnego z przepisami ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów. Po opracowaniu audytu zalecane jest wykonanie przedsięwzięć wykazanych w audycie w zależności od ich opłacalności ekonomicznej. Przedsięwzięcia te można sfinansować ze środków będących w dyspozycji Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Dla wszystkich budynków użyteczności publicznej powinny być wykonane świadectwa charakterystyki energetycznej. W przypadku obiektów o powierzchni użytkowej powyżej 1000 m², zajmowanych przez organy administracji publicznej lub w których świadczone są usługi znacznej liczbie osób, świadectwo charakterystyki energetycznej powinno być umieszczone w widocznym miejscu w budynku w formie tzw. ogłoszenia.

W polskim systemie zamówień publicznych, każdy zamawiający ma możliwość wyboru wyrobów i usług spełniających wysokie standardy ochrony środowiska. W każdym segmencie zamówień możliwe jest takie określenie przedmiotu zamówienia, aby wskutek jego realizacji uzyskać maksymalny efekt ekologiczny. Ze względu na interes społeczny, w tym potrzebę poprawy jakości życia oraz stanu środowiska przyrodniczego pożądane i celowe jest, aby w zamówieniach publicznych aspekty ochrony środowiska były uwzględniane w jak najszerszym zakresie. Podejmowane działania powinny dotyczyć w szczególności wspierania rozwiązań energo-, wodo-, i materiałoszczędnych.

Mając na celu pobudzenie rynku dla firm świadczących usługi energetyczne, takich jak przedsiębiorstwa oszczędzania energii typu ESCO, w ustawie o efektywności energetycznej wprowadzono regulację dotyczącą możliwości przystępowania do przetargu przez tego typu podmioty w celu uzyskania świadectwa efektywności energetycznej – białego certyfikatu. Przedsiębiorstwa oszczędzania energii typu ESCO będą beneficjentami systemu białych certyfikatów, dzięki przewidzianej ustawą możliwości agregowania oszczędności energii i przystępowania z nimi do przetargu w imieniu innych podmiotów, u których zrealizowano przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej, w sumie oszczędzające oszczędność energii na poziomie 10 toe.

Ponadto jednostki sektora publicznego, będąc zobligowane do stosowania przewidzianych ustawą o efektywności energetycznej środków poprawy efektywności energetycznej, będą mogły zawierać umowy, których przedmiotem jest realizacja

i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej, z podmiotami takimi jak przedsiębiorstwa oszczędzania energii typu ESCO. Przyczyni się to do zwiększenia rynku dla usług tego typu podmiotów, które oferują różnorodne formy finansowania pozabudżetowego jak np. finansowanie przez stronę trzecią, czy umowa o poprawę efektywności energetycznej, na podstawie której inwestycja finansowana jest ze środków uzyskanych w związku z określoną w umowie oszczędnością energii.

Zgodnie z danymi Urzędu Marszałkowskiego Województwa Mazowieckiego w Warszawie, do marca 2011 roku „Założenia do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” sporządziło łącznie 107 gmin z czego 50 gmin sporządziło je w ostatnich 5 latach, natomiast „Plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” sporządziło jedynie 7 gmin, przy czym Warszawa sporządziła 15 planów dla niewielkich fragmentów miasta. Łącznie w województwie sporządzono 21 planów, w tym 13 w ostatnich 5 latach.

Adres do korespondencji:

Krajowa Izba Gospodarcza Efektywności Energetycznej KIGEE

03-532 Warszawa, ul. Obwodowa 11

Tel. 22 743 69 38

www.kigee.org.pl; kigee@poczta.fm

ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII – MOŻLIWOŚCI FINANSOWANIA

O Banku BGŻ

Bank BGŻ jest jednym z czołowych uniwersalnych polskich banków o wieloletniej tradycji. Dostarczamy szeroki zakres usług finansowych z obszaru bankowości detalicznej, małych i średnich przedsiębiorstw oraz Klientów korporacyjnych. Jesteśmy niekwestionowanym liderem w dostarczaniu najwyższej jakości rozwiązań bankowych dla sektora agrobiznesu w Polsce. Przez swoją spółkę zależną – BGŻ Leasing – oferujemy również innowacyjne produkty leasingowe. Od lat jesteśmy mocno zaangażowani w rozwój regionalny poprzez model bankowości lokalnych społeczności. Dzięki kapitałowemu zaangażowaniu Grupy Rabobank jesteśmy członkiem stabilnej globalnej grupy finansowej, skoncentrowanej na obsłudze sektora agro oraz bankowości opartej o idee zrównoważonego biznesu. Grupa Rabobank posiada najwyższy rating kredytowy (AAA), przyznawany od 1981 roku przez najważniejsze agencje ratingowe. Nawet w trudnych czasach Grupa Rabobank zapewnia stabilność swoim klientom.

Zaangażowanie w energetykę zrównoważoną

Celem Banku BGŻ oraz Grupy Rabobank jest wspieranie działalności umożliwiających przejście do gospodarki i rolnictwa niskoemisyjnego. W Banku BGŻ uznajemy rozwój „zielonych technologii” za warunek stabilnego rozwoju i gwaranta długofalowego wzrostu dobrobytu społeczeństwa. Od kilku lat angażujemy się więc w finansowanie odnawialnych źródeł energii, wychodząc naprzeciw rosnącemu zainteresowaniu Klientów tą dziedziną. Wymogi prawne narzucone przez UE dotyczące pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, rozwój technologii biogazowych oraz łatwa dostępność surowców naturalnych utwierdziły nas w przekonaniu, że takie inwestycje mają przyszłość. Poza tym Bank BGŻ uczestniczy w finansowaniu projektów ekologicznych, a w finansowaniu projektów biogazowych w Polsce mamy ambicję stać się liderem.

Bioenergia

Dzięki naszym rozwiązaniom z zakresu bankowości agro, MSP i korporacyjnej od dziesięcioleci dostarczamy naszym Klientom dopasowane rozwiązania finansowe, bez względu na koniunkturę. Wzmocnieni wsparciem Rabobank, czołowego globalnego banku obsługującego agrobiznes, wspieramy naszych Klientów również w działalności międzynarodowej. Ekspercka wiedza branżowa, w połączeniu z doskonałymi umiejętnościami z zakresu bankowości, pozwalają nam na tworzenie uznanych rozwiązań produktowych umożliwiających dynamiczny rozwój agrobiznesu. Wiedza i doświadczenie zapewniają nam przewagę również w sektorze bioenergii (biogazu/biomasy/biopaliw). Zrozumienie branży, w połączeniu z doświadczeniem rynkowym, poczynając od poziomu pojedynczego gospodarstwa rolnego do poziomu globalnego koncernu, czynią z nas idealnego partnera finansowego w łańcuchu bioenergetycznym. Dzięki eksperckiemu wsparciu analityków Banku BGŻ nasi klienci mogą znacząco usprawnić modele biznesowe i dostosować je do potrzeb rynkowych. Klienci Banku BGŻ mogą skorzystać z kompleksowej

obsługi w zakresie akredytyw dokumentowych, które stosuje się do rozliczania dostaw realizowanych w ramach kontraktów w sektorze bioenergii w celu zapewnienia ich terminowości i jakości.

Energia wiatrowa

Energia wiatrowa jest obecnie najbardziej dojrzałym technicznie i ekonomicznie źródłem odnawialnym. W perspektywie zaledwie kilku lat ma szansę stać się w pełni rozwiniętym, niewymagającym żadnej formy wsparcia publicznego źródłem energii, zdolnym do zapewnienia inwestorom pewnej stopy zwrotu z inwestycji. Bank BGŻ jest w chwili obecnej jedną z czołowych instytucji finansujących małe i średnie lądowe farmy wiatrowe w Polsce. Naszym Klientom oferujemy również wsparcie doświadczonych specjalistów w zakresie zabezpieczania kontraktów w formie gwarancji bankowych. Gwarancje zapłaty są dopasowywane do indywidualnych potrzeb kontrahentów, zgodnie z warunkami kontraktów co zwiększa komfort realizacji transakcji. W ciągu najbliższych lat zostaną uruchomione pierwsze polskie morskie farmy wiatrowe, wymagające większych nakładów inwestycyjnych i większej wiedzy ze strony instytucji finansujących. Rabobank, większościowy akcjonariusz Banku BGŻ, już dziś jest uznaną instytucją dostarczającą rozwiązań finansowych na budowę morskich farm wiatrowych na całym świecie. Rabobank tworzył unikatowe rozwiązania z zakresu inżynierii finansowej dla potrzeb pierwszego projektu wiatrowego typu offshore – Amalia (Q7).

Efektywność energetyczna

Bank BGŻ prowadzi działania w zakresie społecznej odpowiedzialności biznesu, mające na celu redukcję śladu węglowego. Realizujemy wewnętrzne programy nakierowane na oszczędzanie zużycia energii przez Bank. Promujemy podobne idee wśród naszych Pracowników i Klientów. Prowadzimy inicjatywy służące obniżaniu zużycia energii w polskim sektorze MSP i agrobiznesie. Dzięki współpracy z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju w Banku BGŻ udostępniamy unikalne źródła finansowania inwestycji w efektywność energetyczną w ramach Programu Polseff, zapewniając jednocześnie dotacje ze środków unijnych na uproszczonych zasadach.

Finansowanie w formule Project Finance

Bank BGŻ dostarcza swoim klientom szerokie spektrum produktów finansowania, w tym również finansowanie oparte na formule Project Finance. Finansowanie Project Finance przeznaczone jest dla inwestorów realizujących inwestycje w ramach odrębnie wydzielonych podmiotów oraz chcących ograniczyć swój zakres odpowiedzialności finansowej do wysokości wniesionego wkładu własnego. Ze względu na to, że z tego rodzaju inwestycjami związane są wyższe koszty przygotowania finansowania i wyższe koszty samego finansowania, formuła ta jest możliwa dopiero dla średniej wielkości projektów, które są w stanie udźwignąć koszt zatrudnienia przez Bank doradcy prawnego i technicznego.

Produkty finansowania Odnawialnych Źródeł Energii w Banku BGŻ:

- Kredyt Zielona Energia
- Kredyt BGŻ Unia

Adres do korespondencji:

*Bank Gospodarki Żywnościowej S.A.
ul. Kasprzaka 10/16, 01-211 Warszawa
www.bgz.pl; infolinia 801 123456;
tel. +48 22 530 71 00*

SORGO – ROŚLINA ENERGETYCZNA

WSTĘP

W Polsce spośród odnawialnych źródeł energii największe zainteresowanie budzi biomasa. Równocześnie jest to najstarsze i najbardziej rozpowszechnione odnawialne źródło energii. Jako surowiec roślinny przeznaczana jest do bezpośredniego spalania, a także służy do produkcji biogazu lub płynnych paliw silnikowych. Biomasa jest to substancja organiczna, występująca w środowisku naturalnym, powstająca w wyniku procesu fotosyntezy. Zalicza się do niej stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, substancje pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej i leśnej, z przemysłu przetwarzającego te produkty oraz części pozostałych odpadów, które również ulegają biodegradacji.

Pochodzenie biomasy jest różnorodne, poczynając od polowej produkcji roślinnej, przez odpady występujące w rolnictwie, przemyśle rolno-spożywczym, gospodarstwach domowych, jak i w gospodarce komunalnej. Może również pochodzić z odpadów drzewnych powstających w leśnictwie, przemyśle drzewnym i celulozowo-papierniczym. Biomasa uzyskuje się również ze specjalnych plantacji: drzew szybko rosnących (wierzba, topola, robinia akacjowa), trzciny cukrowej, rzepaku, słonecznika, wybranych gatunków traw. Innym ważnym źródłem biomasy są odpady z produkcji zwierzęcej (gnojowica) oraz odpady z gospodarki komunalnej (osady ściekowe, odpady z gospodarstw domowych, makulatura). Może być ona używana na cele energetyczne w procesach bezpośredniego spalania biopaliw stałych (np. drewno, słoma, osady ściekowe), przetwarzana na paliwa ciekłe (np. estry oleju rzepakowego, alkohol) bądź gazowe (np. biogaz rolniczy, biogaz z oczyszczalni ścieków, gaz wysypiskowy). Konwersja biomasy na nośniki energii może odbywać się metodami fizycznymi, chemicznymi, biochemicznymi.

Biomasa jest źródłem około 44 EJ/rok w skali świata, co stanowi około 10% światowego zużycia energii. Zasoby biomasy na świecie wynoszą około 276 EJ/rok [Tytko 2009]. Jak podaje Rakowski [2010] światowe wykorzystanie biomasy dla potrzeb energetycznych w 2006 r. wyniosło 1186 Mtoe. Do roku 2030 ma ono osiągnąć ~1660 Mtoe. Oznacza to, że przy szybko rosnącym światowym zapotrzebowaniu na energię pierwotną, udział w niej biomasy będzie się do 2030 r. utrzymywał na poziomie 10%.

W Polsce szacuje się, że w samym rolnictwie potencjał energetyczny niewykorzystanej biomasy wynosi 104 PJ rocznie, natomiast potencjał całkowity możliwej do zagospodarowania biomasy wynosi ok. 407,5 PJ, w tym m.in. w rolnictwie 195 PJ, leśnictwie 101 PJ, sadownictwie 57,6 PJ i przemyśle drzewnym 53,9 PJ. W sumie daje to ok. 30 mln. ton biomasy rocznie, co jest energetycznie równoważne ok. 15 mln. ton węgla. Jak podają Grzybek i Ludwicka [2008] w Polsce z biomasy, łącznie z biogazem, w 2006 r. wyprodukowano 45,8% energii elektrycznej produkowanej z OZE, a w 2007 r. – 46,4%, przy czym największe zapotrzebowanie na biomasę występuje w ciepłownictwie indywidualnym.

Równocześnie coraz większe zapotrzebowanie na biomasę przejawia energetyka zawodowa. Wzrastające zainteresowanie biomasą ze strony systemowej energetyki związane jest z ryzykiem. Grzybek [2011] jako główne czynniki ryzyka w zakresie pozyskiwania biomasy wymienia:

- niestabilną politykę podatkową i związaną z nią nieufność producentów biomasy,
- wzrost kosztów biomasy z uwagi na niedostateczną jej podaż na rynku,

- brak długofalowej, stabilnej polityki w zakresie biomasy, w tym biomasy leśnej,
- niewystarczające środki finansowe na prowadzenie prac badawczo-rozwojowych,
- możliwość osłabienia polityki klimatycznej,
- brak długoterminowych i uporządkowanych analiz na temat stanu i rozwoju wykorzystania biomasy leśnej,
- stosunkowo wolny rozwój rynkowych technologii pozyskiwania biomasy,
- możliwość konkurowania o ziemię – zalesianie lub inne wykorzystanie,
- silna konkurencja różnych sektorów: płyt drzewnych, przemysłu papierniczego itp.,
- ochrona przyrody (NATURA 2000),
- tradycyjnie uprzywilejowana pozycja paliw kopalnych w zastosowaniach energetycznych.

Współczesne badania poświęcone uprawie roślin energetycznych koncentrują się głównie wokół dość dobrze znanych gatunków, takich jak wierzba, rzepak czy kukurydza. Jednakże literatura przedmiotu wskazuje wzrostową tendencję uprawy sorgo w skali światowej. Roślina ta zajmuje piąte miejsce pod względem powierzchni uprawy zbóż na świecie, zaraz po pszenicy, ryżu, kukurydzy i jęczmieniu. W 2006 roku powierzchnia uprawy tej rośliny na świecie przekroczyła 41 mln ha [Kaczmarek 2007]. Gatunek ten pochodzi z Afryki, zaś na szeroką skalę uprawia się je nie tylko na tym kontynencie, ale również w Azji i Ameryce Południowej.

Susze występujące w ostatnich latach w Polsce powodują straty w uprawie kukurydzy na kiszonce, a zbierana masa ma niższą wartość energetyczną. Zmusza to plantatorów do poszukiwania roślin, które poradzą sobie podczas niedoborów wody i będą w stanie zapewnić wysoki plon paszy oraz wysoką jej jakość. Taką właśnie rośliną jest sorgo. Widoczny jest wzrost zainteresowania polskich rolników tym gatunkiem. Sorgo jest trawą tropikalną o cyklu przemiany węgla C4, znakomicie znosi okresowe niedobory wody dzięki oszczędnej gospodarce wodą, a także charakteryzuje się dużym potencjałem produkcyjnym, przez co jest chętnie wprowadzane do uprawy także w strefie klimatu umiarkowanego.

Sorgo ma wiele zastosowań, jednak w Polsce uprawnie jest głównie na paszę. Posiada jednak znaczny potencjał bioenergetyczny i można je wykorzystywać do produkcji biopaliw. W sytuacji, gdy dotychczasowa uprawa roślin energetycznych, jak np. miskant, ślazier pensylwański czy wierzba, nie spełniła oczekiwań, jakie pokładano w produkcji tych roślin na biomase, sorgo zaczyna nabierać nowego znaczenia. Roślina ta ze względu na wysoki plon, tj. 15-20 ton suchej masy z hektara, wilgotność w granicach 25-30%, a także łatwą uprawę, niskie koszty i dużą odporność może stać się liderem wśród roślin energetycznych [Dragan 2009].

BIOLOGIA I POCHODZENIE SORGA

Sorgo jest rośliną tropikalną, która naturalnie występuje w pasie międzyzwrotnikowym w Afryce równikowej, Ameryce Środkowej, Indiach oraz Azji południowo-wschodniej. Najwięcej uprawia się go w strefie gorącej Afryki, bo właśnie stamtąd wywodzi się ta roślina. Gatunek ten pochodzi z Etiopii, a drugim obszarem udomowienia jest rejon Sudanu i Czadu; przypuszcza się, że tam pojawiły się pierwsze uprawy sorga. Obecnie jest jednym z podstawowych zbóż tego kontynentu, najczęściej pod nazwą durra, ale również: mtama, kafir, shallu, corn. Należy do roślin najdawniej uprawianych w rejonach zbyt suchych lub zbyt gorących dla innych roślin. Uprawa sorga jest również szeroko rozpowszechniona w takich krajach jak: Indie (pod nazwą „jowar”), Meksyk, Brazylia, Chiny. Opracowanie zasad nowoczesnej agrotechniki oraz coraz wyższe plonowanie spowodowały, że od kilkunastu lat rośnie powierzchnia uprawy sorgo w USA (pod nazwą „milo”) oraz Argentynie i Australii [Michalski, www.dsvpoznan.eu]. Uprawia się je także w krajach europejskich, takich jak Włochy czy Francja. W światowej produkcji zbóż roślina ta zajmuje piąte miejsce pod względem powierzchni uprawy po pszenicy, ryżu, kukurydzy i jęczmieniu.

Systematyka sorga przedstawia się następująco Nowacka [2005]:

- klasa – jednoliścienne *Monocotyledones*,
- rząd – plewowce *Glumiflorae*,
- rodzina – trawy *Gramineae*,
- rodzaj – sorgo *Sorghum*.

Śliwiński i Brzóska [2006] wymieniają jako przedstawicieli rodzaju sorgo następujące gatunki:

- sorgo zwyczajne (*Sorghom bicolor*),
- sorgo cukrowe (*Sorghum saccharatum*) zwane dochna,
- sorgo zwiste (*Sorghum carnuum*) zwane dżugara,
- sorgo japońskie *Sorghum japonicum* zwane gaolan, kaoliang,
- sorgo murzyńskie *Sorghum durra* zwane durra,
- sorgo sudańskie *Sorghum sudanese* zwane trawą sudańską,
- sorgo aleppskie – *Sorghum halepense*.

Sorgo pokrojem przypomina kukurydzę pozbawioną kolb, jest rośliną jednoroczną, jarą. Łodyga jest wyprostowana, grubości około 1,2-1,6 cm, zaś wysokość osiąga od 0,5 do 4,0 metrów. W przypadku sorgo paszowego, ich łodygi i źdźbła nie są puste w środku, ale soczyste. Od dołu w miarę dojrzewania rośliny ulegają drewnieniu. Ze względu na różnice w wilgotności i soczystości łodyg poszczególne odmiany nadają się do zakiszania w różnych fazach dojrzałości. Kwiaty męskie jak i żeńskie są drobne, zebrane w kłoski, okryte plewkami i znajdują się na wieszce wieńczącej łodygę. Wiecha może być skupiona bądź luźna, o długości, zależnie od odmiany, od 10 do 50 cm. Owocem jest ziarniak, a średnia masa 1000 nasion wynosi od 14 do 28 g. W warunkach klimatycznych naszego kraju nasiona sorga nie osiągają dojrzałości [Hołubowicz-Kliza 2007].

Pod względem użytkowym wyróżnia się 5 głównych form sorga [Śliwiński, Brzóska, 2006]:

1. sorgo ziarniste - z karłowatymi odmianami, rosnącymi do wysokości około 1,5 m,
2. sorgo pastewne – uprawiane na cele paszowe, daje wyższe plony niż sorgo ziarniste, używane do produkcji kiszonek,
3. trawa sudańska – cienkołodygowa roślina mylona z sorgo, uprawiana jako krótkosezonowe pastwisko lub na zielonkę,
4. hybrydy sorgo i trawy sudańskiej – krzyżówki między dwiema formami roślin pastewnych, wykorzystywane jako pastwisko i do produkcji siana i kiszonek,
5. sorghum-almum – zwane także sorghumgrass, sorgo negro czy sudan negro.

Zdaniem Michalskiego [www.dsvpoznan.eu] w systematyce sorga istnieje duży chaos. Amerykanie podjęli się uporządkowania tej systematyki i przyjęli, iż 3 podgatunki mają znaczenie gospodarcze. Podgatunki i odmiany o największym znaczeniu gospodarczym przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Podgatunki i odmiany sorga (*Sorghum bicolor* L. Moench.) o największym znaczeniu gospodarczym

Podgatunki (subspecies)		Formy (odmiany botaniczne)	
nazwa łacińska	nazwa polska	nazwa łacińska	nazwa polska
<i>subsp. bicolor</i>	sorgo uprawne	<i>var. bicolor</i>	sorgo ziarnowe
		<i>var. technicum</i>	sorgo techniczne
		<i>var. saccharatum</i>	sorgo cukrowe
<i>subsp. verticilliflorum</i>	sorgo zwyczajne dzikie (sorgo leśne, sorgo etiopskie)	<i>var. verticilliflorum</i>	brak nazwy polskiej
		<i>var. arundinaceum</i>	
<i>subsp. drummondi</i>	sorgo sudańskie (trawa sudańska)		

Źródło: www.dsvpoznan.eu

Według Michalskiego [www.dsvpozn.eu] do najczęściej uprawianych form sorga należą:

1. Sorgo dwukolorowe – inaczej ziarnowe. Najczęściej uprawiana forma, głównie na ziarno (w krajach tropikalnych i subtropikalnych) oraz na zielonkę (w Europie i Kanadzie). Ziarno jest przydatne w żywieniu ludzi i zwierząt, do produkcji kaszy, mąki, alkoholu;
2. Sorgo techniczne – wiecha tej formy jest sztywna i wyprostowana, a po odziarnieniu służy do produkcji np. mioteł;
3. Sorgo cukrowe – w Europie z tej formy głównie pozyskuje się biomasę, w Polsce nie dojrzewa, zaś w krajach cieplejszych służy do produkcji cukru lub bioetanolu z soku roślinnego;
4. Sorgo sudańskie – inaczej trawa sudańska, trawa zielonkowa, jedno- lub dwukośna;
5. Uprawne formy mieszańcowe – krzyżówki różnych form sorgo uprawnego z trawą sudańską;
6. Sorgo zwyczajnie dzikie (sorgo leśne) – formy o małym stopniu udomowienia, uprawiane jako roślina paszowa.

WYKORZYSTANIE ENERGETYCZNE SORGA

Jak podaje Burczyk [2012] zapotrzebowanie na biomasę do 2020 roku dla elektrowni i elektrociepłowni wyniesie ok. 10 mln. ton s.m., w tym 2 mln. ton biomasy leśnej i 3 mln. ton słomy. Pozostałe 5 mln. ton s.m. przewiduje się uzyskać z uprawy wieloletnich roślin energetycznych na powierzchni ok. 500 tys. ha, przyjmując plony w wysokości 10 ton/ha s.m. Uzyskanie takiej ilości biomasy z roślin wieloletnich będzie bardzo trudne. Dotychczasowe wyniki z upraw tych roślin dla potrzeb energetyki zawodowej nie budzą optymizmu. Alternatywą mogą być jednoroczne rośliny uprawiane w plonie głównym, takie jak sorgo, kukurydza i konopie włókniste, dające tańszą i bardziej wydajną biomasę z jednostki powierzchni pola od roślin wieloletnich. Z wyników wieloletnich badań polowych tego autora wynika, że sorgo i kukurydzę można z powodzeniem rekomendować do produkcji biomasy na glebach gorszej przydatności rolniczej i w rejonach o małej ilości opadów atmosferycznych (<550 mm). To właśnie sorgo charakteryzowało się największym średnim plonem s.m. - 28,10 t/ha oraz największą wydajnością energetyczną - 528 GJ/ha w porównaniu do kukurydzy i konopi (tab. 2).

Rośliny zbierane na potrzeby energetyki zawodowej, najczęściej pozostają na polu do czasu wysuszenia biomasy do wilgotności 15-20%, po czym zostają zbelowane prasą wysokiego zgniotu. W ten sposób przygotowaną i zagęszczoną biomasę można składować w polowych szopach, a następnie dostarczać surowiec do zakładów energetycznych.

Tabela 2. Wydajność energetyczna oraz plon biomasy w latach 2007-2011

Rośliny energetyczne i sposób ich użytkowania	Plony s.m. [t/ha]	Wartość energetyczna [GJ/t s.m.]	Wydajności energetyczne	
			w GJ/ha	wzgl.
Sorgo na zieloną masę	28,10	18,8	528	100,0
Kukurydza na zieloną masę	21,30	19,9	424	80,3
Kukurydza na ziarno, w tym				
• ziarno	8,74	21,5	520	98,5
• słoma	15,90	20,9		
Konopie na zieloną masę	14,50	19,3	280	53,0

Źródło: Burczyk 2012.

Sorgo ze względu na wysoki plon, tj. 15-20 ton suchej masy z hektara, wilgotność w granicach 25-30%, a także łatwą uprawę, niskie koszty i dużą odporność, może stać się liderem wśród roślin energetycznych. Zaletą w jego uprawie jest fakt, że zbiór biomasy odbywa się po zakończeniu innych prac polowych, co nie koliduje z pozostałymi uprawami. Sorgo w uprawie jest tańsze od kukurydzy nawet o ok. 30%, wymaga bowiem mniej oprysków, nie ma jeszcze naturalnych szkodników. Z kolei wartość energetyczna 1 tony świeżej masy sorga wynosi w granicach 12,85 GJ.

Tabela 3. Charakterystyka chemiczna biomasy wybranych gatunków roślin jako paliwa

Gatunek	Wilgotność [%]	Popiół [%]	Części lotne [%]	Ciepło spalania [MJ/kg]	Wartość opałowa [MJ/kg]	C	H	N	O	S	Cl [mg/kg]
						[%]					
Wierzba energetyczna	2,4	1,2	79,9	19,75	18,42	49,7	6,1	0,4	42,6	0,03	37
Słoma pszenna	10,3	4,7	77,7	18,94	17,65	47,3	5,9	0,6	41,5	0,07	1710
Sorgo cukrowe	7,0	4,7	77,2	18,91	17,65	47,3	5,8	0,4	41,7	0,09	2996
Miskant olbrzymi	8,6	2,3	79,3	19,43	18,13	48,6	6,0	0,3	42,7	0,08	1405

Opracowanie własne na podstawie: Phyllis, database for biomass and waste, Energy Research Centre of the Netherlands, <http://www.ecn.nl/Phyllis>

Uprawa sorga na potrzeby kotłowni zapewnić może wystarczające ilości jednorodnej biomasy. Uprawa tej rośliny może zagwarantować rolnikom stabilność finansową, pod warunkiem niskich kosztów produkcji biomasy i wieloletnich kontraktów zawieranych między rolnikami i ciepłowniami [Dragan 2009].

Tabela 4. Plon suchej masy oraz wydajność energii w plonie suchej masy wybranych roślin energetycznych

Gatunek	Plon suchej masy [t·ha ⁻¹]	Wartość energetyczna plonu [GJ·ha ⁻¹]
Kukurydza zwyczajna (<i>Zea mays</i>)	23,8	416,9
Sorgo cukrowe (<i>Sorghum vulgare</i> ssp. <i>saccharatum</i>)	13,7	235,2
Sorgo cukrowe z trawą sudańską (<i>Sorghum vulgare</i> ssp. <i>saccharatum</i> x <i>sudanense</i>)	11,6	200,3
Miskant cukrowy (<i>Miscanthus sacchariflorus</i>)	5,4	99,4
Miskant olbrzymi (<i>Miscanthus giganteus</i>)	2,4	44,3

Źródło: Szempliński, Dubis 2011.

Innym sposobem konwersji biomasy na energię jest jej fermentacja w biogazowniach rolniczych, które zyskują coraz więcej zwolenników wśród producentów rolnych. Stanowią one bowiem idealne źródło dywersyfikacji źródeł dochodu wobec rosnących kosztów

produkcji i spadającej opłacalności produkcji roślinnej i zwierzęcej. Gniazdowski [2009] przeprowadził badania, których celem było określenie rzeczywistych wartości charakteryzujących potencjał energetyczny oraz zawartości amoniaku, CO₂, N₂O dla pochodzących z fermy krów, dwóch surowców fermentacyjnych w postaci obornika i gnojownicy oraz kukurydzy i sorgo. Na podstawie tych badań można zauważyć, że największą efektywnością energetyczną charakteryzowało się sorgo, osiągając uzysk netto biogazu 257,77 Nl/kg s.m., zaś najmniejszą kukurydza. Autor zwraca uwagę na fakt, iż wyjątkowo niska wydajność biogazu, uzyskana w doświadczeniu odbiega od danych literaturowych i wynika prawdopodobnie z dodatków do zakiszania, które w sposób zdecydowany wpłynęły na poziom kwasu mlekowego i zmniejszenie rozkładu cukrów. Z kolei poziom zawartości amoniaku, dwutlenku węgla i podtlenku azotu był najwyższy dla kukurydzy, a najniższy dla sorgo.

Badania nad przydatnością różnych rodzajów biomasy do produkcji biogazu były przedmiotem badań Klimiuk i in. [2010]. W mikrokomorach o objętości 6 l badano wydajność biogazu z kiszonek czterech roślin: kukurydzy, sorga cukrowego, miskanta olbrzymiego i miskanta cukrowego. Czas retencji (przetrzymania) w komorze wyniósł 60 dni. Miskanty wykazały się małą wydajnością biogazu, spowodowaną wysoką zawartością ligniny. Wydajność biogazu z kiszonki sorgo była zbliżona do kukurydzianej.

Dane z różnych źródeł literatury, głównie niemieckojęzycznej, wskazują na wydajność biogazu z kiszonki sorgo na poziomie 531-550 l/kg o.s.m. (suchej masy organicznej), podczas gdy kiszonka z kukurydzy charakteryzuje się wydajnością 550-650 l/kg o.s.m., w zależności od fazy zbioru i odmiany. Należy jednak zawsze mieć na uwadze fakt, iż wyniki badań laboratoryjnych często odbiegają od uzyskiwanych w produkcyjnej skali biogazowni rolniczych.

Amerykańscy naukowcy opublikowali kompletną sekwencję genomu sorgo, którego poznanie ma znaczenie dla pełnego wykorzystania tej rośliny do produkcji biopaliw. Aktualnie sorgo z uwagi na duży potencjał bioenergetyczny, jest drugą – po kukurydzy – rośliną uprawianą w USA z przeznaczeniem na biopaliwa [www.gmobiektynie.pl].

INNE MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA

Sorgo ma wiele zastosowań – jest jedną z głównych roślin mających zastosowanie spożywcze i paszowe. Jak podaje Rutkowski [1993], o przydatności żywieniowej każdej paszy decyduje koncentracja składników pokarmowych oraz obecność substancji szkodliwych, ograniczających możliwości jej stosowania. W zielonce sorga obecne są substancje antyżywieniowe, głównie cyjanowodór (kwas pruski). W przypadku użytkowania paszowego należy starannie dobierać odmiany, gdyż wyprowadzono już linie o niskiej zawartości substancji szkodliwych, zarówno w nasionach jak i zielonce. Szczególnie dużo związków niekorzystnych zawierają rośliny młode, uszkodzone i nowe odrosty od łodyg, jakie tworzą się przy powierzchni, w tym podczas odrastania po skoszeniu. Innym, istotnym elementem jest cena, która powinna być uwarunkowana wartością żywieniową oraz uzyskiwanym efektem produkcyjnym. Biorąc pod uwagę powyższe, można stwierdzić, że sorgo jest dość wartościową rośliną żywieniową. Zawiera do 13% białka, 8,3-11,7% cukrów prostych, głównie fruktozy oraz witaminy z grupy B. Skład taki czyni tę roślinę materiałem łatwo kiszącym się. Zawartość tłuszczu surowego wynosi średnio 5,4%, popiołu 4,9%, włókna surowego 26,7% suchej masy. Zawartość tego ostatniego składnika jest istotna z punktu widzenia strawności masy organicznej oraz wartości organicznej i zależy od gęstości uprawy sorgo. W siewie zagęszczonym (ok. 20–24 tys. roślin/ha) zawartość włókna waha się między 30-33%, zaś 24-28% w przypadku siewu mniej zagęszczonego (ok. 16-18 tys. roślin/ha) [Hołubowicz-Kliza, 2007].

Zdaniem Śliwińskiego i Brzoński [2006] sorgo paszowe może być użytkowane kośnie do produkcji świeżej zielonki do bezpośredniego skarmiania oraz siana czy kiszonki. Ziarno stanowi paszę w żywieniu trzody chlewnej, gdzie zastępuje inne zboża w ilości do 50%. Z powodzeniem może być stosowane w żywieniu drobiu: dla brojlerów do 25%, a niosek do 50%. Także może być wykorzystywane w żywieniu krów mlecznych i owiec [Klebaniuk, Kowalczyk 2007]. Również zdaniem Rutkowskiego [1993] sorgo jest doskonałym zbożem w żywieniu drobiu. Według niego tylko nieznacznie ustępuje kukurydzy, która jest najbardziej energetycznym zbożem, o wartości energetycznej na poziomie 54 kcal/kg. Za to jest bogatsze w energię w stosunku do pszenicy. Twierdzi on, że pomimo zawartości w swoim składzie tanin, jeśli ich zawartość nie przekracza 0,3% (tzw. sorgo niskotanionowe), jest ono zbożem o wysokiej wartości pokarmowej, zbliżonej do kukurydzy. Z uwagi na zbliżoną do kukurydzy zawartość białka, poziomu energii, witamin i związków mineralnych – stosowanie sorga w żywieniu drobiu jest korzystne.

Na podstawie badań Podkówki [2009] można stwierdzić, że kiszonka z sorga charakteryzuje się wysoką zawartością kwasu mlekowego, niewielką kwasu octowego, śladowym udziałem kwas masłowego (tab. 5).

Tabela 5. Porównanie jakości kiszonki z sorga i kukurydzy

Kiszonka	pH	Kwas mlekowy (% s.m.)	Kwas octowy (% s.m.)	Kwas masłowy (% s.m.)	Jakość kiszonki
Sorgo	4,21	11,7	2,2	0,1	b. dobra
Sorgo:kukurydza (1:1)	4,24	8,2	1,9	0,1	b. dobra
Kukurydza	4,28	7,1	1,5	0,1	b. dobra

Źródło: Podkówka 2009.

Według tego samego autora, brak ziarna w okresie zbioru powoduje, że kiszonka zawiera więcej włókna surowego i o 1/3 mniej związków bezazotowych wyciągowych niż kiszonka z kukurydzy (tab. 6). Dlatego jej wartość energetyczna jest o 20-25% mniejsza niż kiszonki z kukurydzy. Pomimo tych mankamentów, kiszonka z sorga jest stosowana z powodzeniem w żywieniu bydła. Należy jednak pamiętać o właściwym zbilansowaniu dawki pokarmowej do potrzeb zwierząt. Aby uzyskać zbliżone efekty produkcyjne, do uzyskiwanych w przypadku żywieniu kiszonką z kukurydzy, zaleca się dodawanie do dawki pokarmowej 0,4–0,5 kg paszy treściwej na każdy kg suchej masy [Zielewicz 2008].

Tabela 6. Porównanie składu chemicznego zielonki z sorgo i kukurydzy

Wyszczególnienie		Sorgo	Sorgo:kukurydza 1:1	Kukurydza
Sucha masa	g/kg s.m.	218	274	362
	%	60	76	100
Białko ogólne	g/kg s.m.	88	89	94
	%	94	95	100
Włókno surowe	g/kg s.m.	382	280	191
	%	200	147	100
BNW	g/kg s.m.	446	551	635
	%	70	87	100

Źródło: Podkówka 2009.

Zasadne oraz konieczne jest poszukiwanie sposobów efektywnego zakiszania sorgo uprawianego w naszym kraju. Jak twierdzą Pyś i Karpowicz [2008] zakiszanie sorgo cukrowego z dodatkiem zielonki z kukurydzy, w proporcji wagowej 1:1, nie poprawia jakości fermentacji oraz nie wpływa na zwiększenie odporności kiszonki na rozkład tlenowy. Poprawę profilu fermentacji uzyskuje się poprzez zakiszanie zielonki z sorgo z dodatkiem otrąb pszennych. Sporządzając kiszonki należy również wziąć pod uwagę czynnik finansowy. Zakiszanie sorgo z dodatkiem otrąb pszennych lub innych absorbentów soku jest mniej kosztowne niż zakiszanie tej rośliny z dodatkiem zielonki z kukurydzy.

Na podstawie badań Śliwińskiego i Brzóska [2008] można stwierdzić, iż wprowadzenie do dawki pokarmowej kiszonki z sorgo nie ma istotnego wpływu na mleczność krów, a także nie powoduje zmiany składu mleka oraz jego cech fizycznych. Kiszonka z sorgo i kukurydzy może być z powodzeniem stosowana w większych ilościach w żywieniu jałówek przeznaczonych do remontu stada i krów zasuszonych. Można ją także podawać krowom w drugiej połowie laktacji, gdyż wtedy ich zapotrzebowanie energetyczne jest niższe. W żywieniu tych grup zwierząt stanowi paszę objętościową. Duża zawartość cukrów prostych powoduje, że jest ono słodkie w smaku, a tym samym chętnie zjadane przez zwierzęta. Niedobór białka w dawce powinno się uzupełniać np. śrutą poekstrakcyjną rzepakową, a wielkość przyrostów regulować dodatkiem kiszzonego ziarna kukurydzy [Podkówka, 2009].

ZNACZENIE GOSPODARCZE

W 2006 r. powierzchnia uprawy sorgo na świecie wyniosła ponad 41 mln. ha (tab. 7). Dało to 5 miejsce, zaraz po pszenicy (216 mln. ha), ryżu (154 mln. ha), kukurydzy (144 mln. ha) i jęczmieniu (55 mln. ha) w światowej produkcji zbóż pod względem powierzchni uprawy.

Jak zauważyły Klebaniuk i Kowalczyk [2007], w ostatnich latach widoczny jest wzrost zainteresowania polskich rolników uprawą sorgo. Dzieje się tak z powodu obaw przed występującymi coraz częściej suszami w okresie letnim. Sorgo bardzo dobrze znosi susze w naszej szerokości geograficznej, dając obfite plony zielonej masy, mimo że nie wykształca nasion, a przy tym jest odporne na wyleganie. Jednocześnie daje szanse zagospodarowania słabszych gleb, gdyż charakteryzuje się niewielkimi wymaganiami glebowymi.

Kolejną cechą, która charakteryzuje sorgo to duża różnorodność, która sprawiła, że istnieje kilka podstawowych kierunków jego użytkowania, w tym na ziarno do celów spożywczych i przemysłowych, do produkcji mąki, kaszy, krochmalu i spirytusu. Sorgo cukrowe, znane także pod nazwą dochna, dostarcza słodkiego syropu służącego do produkcji cukru oraz stanowi bardzo dobrą paszę. W Chinach uprawiana jest specyficzna odmiana sorgo, jest to sorgo rzemieślnicze, z którego wyrabia się rozmaite przedmioty użytkowe, m.in.: maty, pędzle ozdoby itp. Istnieją także odmiany i hybrydy łączące kilka cech [Hołubowicz–Kliza, 2007].

Tabela 7. Uprawa sorgo na świecie w roku 2006 (FAOSTAT)

Kraj	Powierzchnia [tys. ha]	Plon [dt/ha]	Zbiory [tys. t]
Indie	8 670	8,3	7 240
Nigeria	7 308	13,5	9 866
Sudan	6 759	7,7	5 203
USA	1 998	35,3	7 050

Meksyk	1 607	34,1	5 487
Niger	1 500	5,3	800
Etiopia	1 440	16,1	2 313
Burkina Faso	1 425	10,9	1 554
Chiny	603	41,3	2 489
Argentyna	498	46,8	2 327
Australia	427	23,3	996
Francja	55	55,1	306
Włochy	39	57,3	222
Ukraina	20	21,0	42
Hiszpania	7	42,2	28
Węgry	4	17,9	8
Kontynent			
Afryka	25 137	10,4	26 112
Azja	10 221	10,5	10 691
Ameryka	5 547	32,5	18 023
Oceania	428	23,3	1 000
Europa	166	39,6	657
Świat	ok. 41 500	13,6	ok. 56 485

Źródło: Kaczmarek 2007.

Na ziarno do celów spożywczych i przemysłowych (mąka, kasza, krochmal, spirytus) oraz pastewnych są uprawiane takie gatunki jak: sorgo murzyńskie, sudańskie, aleppskie, japońskie, zwisłe oraz cukrowe. Zastosowanie spożywcze i pastewne mają również łodygi sorgo cukrowego, które zawierają 8–18% cukru. Ziarniaki sorgo używane są jako pokarm po obłusowaniu – w całości na krupy, po skruszeniu na kaszę, zaś po zgnieceniu na płatki. Mąka nie nadaje się do wypieku chleba, ale czasami bywa używana na bryję (potrawa znana też w niektórych regionach Polski). Pod względem odżywczym ziarniaki są wartościowe, gdyż zawierają: 60–70% węglowodanów, 8–13% białka (biologicznie wartościowego), u niektórych odmian nawet 18%, 4–6% tłuszczu oraz znaczne ilości witamin (B₁, B₂, PP). W niektórych regionach świata ziarniaki są wykorzystywane także do wyrobu piwa. W krajach gospodarczo słabiej rozwiniętych sorgo jest głównie wykorzystywane jako pożywienie, natomiast w krajach bogatych - na paszę. Części nadziemne zebrane przed dojrzewaniem rośliny stanowią wartościową paszę, używaną na zielonkę jak i na kiszonkę. Niektóre odmiany zawierają w źdźbłach znaczną ilość cukru, z którego uzyskuje się syrop lub kryształ [Podbielkowski 1992].

Według Kaczmarka [2007] w Polsce uprawia się przede wszystkim sorgo cukrowe, trawę sudańską oraz coraz częściej mieszańca sorgo z trawą sudańską. Obecnie w naszym kraju nie ma ani jednej zarejestrowanej odmiany tej rośliny, niemniej jednak dostępne są nasiona wpisane do rejestru w innych krajach UE. Takim przykładem może być najbardziej znana odmiana Sucrosorgo 506 firmy Syngenta, która jest zarejestrowana na Węgrzech. Artyszak [2007a] precyzuje, że odmiana ta została specjalnie wyhodowana dla upraw na

kiszonkę i w Polsce nie wydaje nasion. Rolnicy poszukujący nasion przez internet, muszą być ostrożni, aby nie dać się oszukać firmom, które oferują inne odmiany. Istnieją bowiem różnice pomiędzy odmianami co do wrażliwości na chłody, długości okresu wegetacji, wysokości roślin, a zwłaszcza wielkości i jakości plonu.

Zdaniem Podkówki [2009] rośliny sorgo dają duże plony zielonej masy dzięki dobremu współczynnikowi efektywności wykorzystania promieniowania słonecznego i ciepłego. Przy sprzyjających warunkach pogodowych można osiągnąć plon zielonej masy rzędu 100 t/ha. Natomiast przy niesprzyjających warunkach (gorące lato bez opadów), gdy wzrost i rozwój kukurydzy zostaje zahamowany, sorgo rozwija się dalej prawidłowo. Umożliwia to uzyskanie plonów w takich warunkach nawet 2,5-krotnie większych niż kukurydza (tab. 8). Dlatego uprawa tej rośliny w ostatnich latach cieszy się coraz większą popularnością.

Tabela 8. Porównanie plonów zielonej masy sorgo i kukurydzy (t/ha)

Warunki pogodowe		Sorgo	Sorgo : kukurydza 1:1	Kukurydza
Normalne	t/ha	91	71	63
	%	144	113	100
Trudne	t/ha	48	36	20
	%	240	180	100

Źródło: Podkówka2009.

AGROTECHNIKA

Wymagania i wybór stanowiska

Jak twierdzą Klebaniuk i Kowalczyk [2007] sorgo posiada generalnie dość duże wymagania cieplne, zaś niewielkie glebowe. Jest rośliną cyklu C4, o bardzo wysokiej wydajności fotosyntezy, efektywniej niż kukurydza gospodaruje wodą. Rozwija mocny, głęboki system korzeniowy, przez co staje się mało wrażliwe na susze i dobrze sobie radzi podczas wysokich temperatur. Przy znacznym niedoborze wody w glebie rośliny potrafią wchodzić w stan głębokiego uśpienia. Uaktywniają się ponownie, gdy tylko wzrośnie wilgotność gleby. Liście sorgo wyparowują także mniej wody niż kukurydza. Zdaniem Machula [2008] aktywność transpiracyjna liści jest aż o połowę mniejsza niż u liści kukurydzy. Dzieje się tak przez wosk, który pokrywa pochwy i blaszki liściowe. Podczas suszy liście sorgo składają się, a nie rolują, jak to się dzieje u kukurydzy. Sorgo również bardzo dobrze radzi sobie z krótkotrwałymi zalewami, natomiast gorzej znosi długotrwałe.

Wymagania wodne tej rośliny są bardzo małe. Jak podaje Chudy [2004] całkowite zapotrzebowanie wynosi 400-450 mm opadów w sezonie wegetacji (dla porównania kukurydza potrzebuje 500-520 mm opadu). Najbardziej wrażliwe na susze sorgo jest w okresie kwitnienia oraz tworzenia kwiatostanów. Niedobór wody w tym okresie może spowodować nawet 50% spadek plonów. Michalski [www.dsvpозnan.eu] precyzuje, że na wytworzenie 1 kg suchej masy, roślina ta zużywa ok. 250 litrów wody (zboża 400-500 l wody, zaś kukurydza 300-320 l).

Sorgo jest rośliną ciepłolubną i spośród roślin rolniczych ma zdecydowanie największe potrzeby cieplne, zbliżone np. do pomidorów. Zarówno przymrozki wiosenne jak i jesienne łatwo je niszczą. Wegetacja sorgo najlepiej przebiega w temperaturach 30–35°C, zaś temperatura w okresie siewu i wschodów powinna wynieść 12–15°C. Dlatego termin siewu przypada na okres od 20 maja do 10 czerwca. Zdaniem Chudy [2004], sorgo w fazie

kwitnienia wymaga wysokich temperatur, które korzystnie wpływają na ilość ziaren. Jeśli jednak wiosna jest chłodna, rośliny długo nie rosną i następują duże wypady.

Sorgo można z powodzeniem uprawiać na większości typów gleb i klas bonitacyjnych występujących w Polsce. Należy jednak pamiętać, że pochodzi ono z Afryki i jest rośliną tropikalną, dlatego nie należy obsiewać nią pól, gdzie gleby są zimne, ciężkie i bardzo wilgotne. Sorgo dobrze rośnie na glebach lekkich, przepuszczalnych i szybko nagrzewających się. Najlepiej rozwija się na glebach lekko kwaśnych, gdzie pH wynosi 5,6–6,5. Również stosunkowo dobrze toleruje zasolenie gleby [Hołubowicz-Kliza 2007, Kaczmarek 2007].

Nawożenie

Jednym z czynników mających istotny wpływ na uzyskanie wysokiego plonu z uprawy sorgo jest zapewnienie roślinom pełnego pokrycia zapotrzebowania na wszystkie składniki pokarmowe. Cel ten osiąga się głównie poprzez właściwe nawożenie sorgo uprawianego w odpowiedniej technologii [Kozłowski, Zielewicz 2008]. W tym kierunku powstało wiele prac badawczych. Według wielu autorów [Kaczmarek 2007, Trawczyńska 2009, Nowacka 2005], nawożenie mineralne sorgo i kukurydzy uprawianych w mieszance jest podobne jak w przypadku kukurydzy uprawianej na kiszonkę, jednak ze względu na dobrą penetrację gleby przez korzenie sorgo, jego potrzeby nawozowe są nieco mniejsze niż kukurydzy. Stosunek N:P:K wynosi 2:1:2. Wysokość zastosowanej dawki nawozu pod sorgo zależy od zasobności gleby składniki pokarmowe. Przyjmuje się, że optymalna, w wartościach bezwzględnych, dawka stosowanych nawozów na hektar mieści się w granicach:

- azotu (N): 80–120 kg,
- fosforu (P₂O₅): 30–60 kg,
- potasu (K₂O): 60–120 kg.

Nawozy fosforowo-potasowe stosuje się przed wysiewem nasion, natomiast azot aplikuje się w dwóch dawkach: pierwszą przed siewem - 80 kg N/ha, a drugą pogłównie - 40 kg N/ha, mniej więcej w połowie czerwca [Książak, Machul 2007]. Stosowanie wysokich dawek azotu wpływa korzystnie na polon suchej masy. Sowiński i Liszka-Podkowa [2008] twierdzą, że nawożenie azotem w wysokości 130 kg N/ha powoduje przyrost plonu suchej masy nawet o 1,3 t z ha, zaś po wysianiu 160 kg N/ha o 1,8 t z ha.

Siew

Na optymalizację uprawy sorgo wpływ mają m.in. takie czynniki jak: właściwa obsada roślin na jednostce powierzchni, rozstawa rzędów, liczba roślin w rzędzie oraz częstotliwość występowania rzędów poszczególnych gatunków w przypadku uprawy współrzędnej.

Jak podkreśla Artyszak [2006; 2007a, 2007b] uprawa przedsiewna gleby pod sorgo podobna jest jak kukurydzy na kiszonkę, należy jednak pamiętać, że powinna pozwalać na przeprowadzenie siewu nasion na optymalną głębokość, która mieści się w przedziale 2,5–4 cm. Głębokość wysiewu zależy od rodzaju gleby: im gleba jest lżejsza, tym głębokość siewu należy zwiększyć do 4–6 cm, zaś na glebach zwięzłych powinna wynieść 2–5 cm. Zbyt głęboki siew sorgo powoduje wolniejsze i rzadsze wschody. Istotne jest dokładne przykrycie nasion glebą, gdyż zapewnia to prawidłowe kiełkowanie. Do siewu używa się siewników punktowych z tarczami wysiewającymi o otworach 2–3 mm [Gunther 2007].

Sorgo, w porównaniu z kukurydzą ma większe wymagania cieplne, dlatego nasiona należy wysiewać w glebę dobrze nagrzaną, aby uniknąć zmniejszenia siły kiełkowania. Temperatura gleby w czasie siewu powinna wynieść 10–12° C. W warunkach Polski zwykle takie warunki występują w drugiej połowie maja i dlatego optymalnym terminem jest okres od 20 maja do 10 czerwca. Jest to termin o ok. 30 dni późniejszy od optymalnego siewu kukurydzy, mimo to już w sierpniu wysokość roślin obu tych gatunków jest zbliżona. Szybkie

kiełkowanie i wschody sorgo występują, gdy gleba na głębokości 10 cm ogrzeje się do 15°C [Śliwiński, Brzóska 2006, Hołubowicz-Kliza 2007]. Unikamy wtedy niebezpieczeństwa, jakie niosą ze sobą przymrozki, na które sorgo jest bardzo wrażliwe. Według Kaczmarka [2007] nie należy przyspieszać terminu siewu, gdy warunki cieplne nie są jeszcze odpowiednie dla sorgo. W przypadku siewu współrzednego z kukurydzą (mix-cropping), gdy warunki nie są korzystne dla siewu sorgo, należy wysiać tylko samą kukurydzę, zaś z siewem sorgo należy poczekać do nastania optymalnych warunków dla tej rośliny.

Balcerak i Gierszewski [www.kpodr.pl] definiują „mix cropping” jako technologię łączącą uprawę kukurydzy i sorgo, dającą wyższe plony dzięki sorgo i wysokiej zawartości energii pochodzącej z uprawy kukurydzy. Uprawa ta jest wykonywana na jednym polu, według ściśle określonych reguł i zaleceń uwzględniających priorytety plantatora.

Wielu autorów [Hołubowicz-Kliza 2007; Nowacka 2005] zgodnie twierdzi, że zaletami tej technologii są:

1. Opłacalność produkcji:
 - wyższy potencjał plonowania zielonej masy sorgo niż kukurydzy,
 - tańsze żywienie zwierząt,
 - efektywniejsze wykorzystanie gleb lekkich,
 - mniejszy areał niezbędny do produkcji paszy.
2. Ograniczenie ryzyka uprawy i bezpieczeństwo produkcji:
 - ilościowe – lepsza tolerancja na suszę, pewność zbioru masy do zakiszania,
 - jakościowe – rośliny sorgo pozostają bardzo długo zielone i nie są porażane przez głownię czy uszkodzane przez omacnicę prosowiankę.
3. Jakość plonu:
 - pożądaną zawartość energii w plonie można uzyskać poprzez dobór odpowiedniej proporcji kukurydzy w stosunku do sorgo.
 - większy udział zielonych liści w zbieranej masie.

Zalecana, optymalna gęstość siewu sorgo w mieszance z kukurydzą wynosi od 220 do 240 tys. nasion na hektar (tab. 9). W przeliczeniu wagowym jest to 6–8 kg nasion/ha. Natomiast kukurydzę należy wysiać w ilości 70 tys. nasion/ha. Zbyt gęsty siew wprawdzie zwiększa plon zielonej masy, lecz obniża zawartość suchej masy i strawność masy organicznej. Związane jest to z większą zawartością łądyg, a tym samym włókna surowego i włókna detergentowego w masie organicznej. Z kolei w przypadku zbyt rzadkiego siewu następuje krzewienie roślin i zwiększenie udziału grubych, nisko strawnych łądyg. Odległość nasion w rzędzie przy zakładanej gęstości siewu i szerokości międzyrzędzi wynosi 75–100 cm. Z zaleceniami tymi zgadza się także Nowacka [2005] i uszczegóławia, iż zalecana obsada roślin sorgo zawarta jest w przedziale 170 00–220 000 szt./ha, przy zastosowaniu szerokości międzyrzędzi 75 cm.

Tabela 9. Zalecenia dotyczące siewu sorgo

Gęstość siewu [szt./ha]	Odległość rozmieszczenia nasion [cm]
200 000	6,7
220 000	6,6
240 000	5,5

Źródło: Gunther 2007.

Zdaniem Balcerak [www.kpodr.pl] istnieją różne możliwości siewów współrzednych sorgo z kukurydzą. Zgodnie z technologią „mix cropping” jest kilka metod siewu sorgo i kukurydzy i zależą one od jakości gleby.

1. Na glebach dobrych – kukurydza i sorgo są wysiewane:
 - w ten sam rząd (lecz na różnej głębokości),
 - sorgo w rzędzie 10–15 cm od rzędu kukurydzy,
 - w osobne rzędy.
2. Na glebach lekkich i średnich – rośliny te siejemy w osobne rzędy i takim wypadku proporcje wysiewu wynoszą:
 - 1:1 - jednakowa liczba rzędów kukurydzy i sorgo na polu,
 - 2:1 - dwukrotnie więcej rzędów kukurydzy niż sorgo,
 - 1:2 – dwukrotnie więcej rzędów sorgo niż kukurydzy.

Wybór wariantu proporcji siewu przede wszystkim zależy od stopnia ryzyka wystąpienia letniej suszy i oczekiwanej wartości energetycznej kisonki. W przypadku większego ryzyka wystąpienia deficytu wody, liczba rzędów sorgo powinna być równa lub większa w porównaniu z kukurydzą [Hołubowicz-Kliza, 2007].

Według Nowackiej [2005] plon zielonej i suchej masy odmiany Sucrosorgo 506 przy różnych normach wysiewu, tj. 180 tys., 220 tys. i 260 tys. nasion/ha kształtują się w następujący sposób:

- plon zielonej masy w t/ha 74,82 – 89,78,
- plon suchej masy w t/ha 16,10 – 18,80.

Również Trawczyńska [2009] podaje podobne wartości oczekiwanego plonu sorgo (tab.10).

Tabela 10. Plon i zawartość suchej masy w różnych wariantach uprawy

Obiekt	Plon [t/ha]		Zawartość (%) s.m. w czasie zbioru	
	zielona masa	sucha masa	kukurydza	sorgo
Kukurydza (90tys./ha)	60,72	20,97	34,5	-
Sorgo (180 tys./ha)	82,89	18,80	-	22,7
Sorgo (220 tys./ha)	74,82	16,52	-	22,1
Sorgo (260 tys./ha)	76,00	16,10	-	21,2
Kukurydza + sorgo (rzędy 1 + 1)	50,30	13,45	33,3	22,8
Kukurydza + sorgo (rzędy 1 + 2)	52,27	12,52	32,2	22,2

Zródło: Trawczyńska 2009.

Pielęgnacja i ochrona

Wiele gatunków roślin reaguje w negatywny sposób na występowanie zachwaszczenia, a zwłaszcza te, które są siane lub sadzone w szerokie międzyrzędzia. W początkowym okresie ich wzrost i rozwój jest bardzo powolny, przez co nie są w stanie konkurować z chwastami, które w tym czasie rozwijają się znacznie szybciej i zubożają glebę w substancje pokarmowe i wodę, niezbędną roślinom uprawnym zwłaszcza w tym okresie. Tak dzieje się bardzo często w uprawie kukurydzy i sorgo. Późny siew tych gatunków i powolne wchody to idealne warunki do rozwoju chwastów. W celu uzyskiwania wysokich plonów należy bezwzględnie wykonywać zabiegi ograniczające występowanie chwastów na plantacji sorgo [Skrzypczak i in. 2008, 2009].

Do dominujących gatunków chwastów zanieczyszczających plantacje zalicza się: komosa biała, chwastnica jednostronna, rdest powojowaty oraz rdest ptasi. Jednym ze sposobów zwalczania chwastów może być wykonanie mechanicznej pielęgnacji międzyrzędzi, taki zabieg jest możliwy ze względu na wysiew nasion w szerokie rzędy. Jednak zdaniem Skrzypczaka [2008] skuteczność takiego zabiegu jest niewystarczająca, gdyż zwalcza chwasty w 50-70%. Innym ograniczeniem tej metody jest to, że chwasty zwalczane są tylko w międzyrzędziach, natomiast nie ma możliwości usunięcia chwastów rosnących w rzędzie, gdyż uszkodzeniu mogłaby ulec roślina uprawna. Dodatkowym mankamentem takiego zabiegu jest czasochłonność, szczególnie jeśli miałyby to dotyczyć dużych arealów uprawy. Jest to jednak jedyna i możliwa metoda do zalecenia z punktu widzenia prawnego, gdyż aktualnie nie ma żadnych zarejestrowanych herbicydów, dopuszczonych do stosowania w uprawie sorgo, dlatego zalicza się ją do upraw określanych mianem małoobszarowych.

W ostatnich latach różne instytuty i uczelnie prowadziły doświadczenia w celu oceny chemicznych metod odchwaszczania sorgo. Według Trawczyńskiej [2009] badania W. Skrzypczaka z UP w Poznaniu i A. Paradowskiego z IOR wykazały, że większość testowanych preparatów odznaczała się wysoką skutecznością i były one tolerowane przez sorgo. Stosowane były:

- bezpośrednio po siewie: Guardian 840 EC, Trophy 840 RC – 2,5 l/ha, Banvel 480 EC – 0,5 l/ha;
- po wschodach roślin (sorgo w fazie 2–5 liści): Mustang 306 SE – 0,6 l/ha, Aminopielik Gold 530 EW – 1,25 l/ha, Chwastox Turbo 340 SL – 1,75 l/ha, Callisto 100 SC – 1,0 l/ha.

Sorgo swym pokrojem, biologią i pokrewieństwem bardzo przypomina kukurydzę, dlatego w doświadczeniach wykorzystywane były w większości preparaty, które powszechnie wykorzystuje się w jej uprawie. Oceniając powyższe herbicydy pod względem skuteczności stwierdzono, iż każdy z nich wykazywał średnią lub wysoką skuteczność w stosunku do chwastów. Po ich zastosowaniu nie pojawiły się objawy fitotoksycznego działania na rośliny lub wystąpiły lekkie zahamowania wzrostu, bardzo szybko przemijające. Jedynie preparat Calisto 100 SC wykazywał wysoką fitotoksyczność w stosunku do sorgo – pojawiły się duże, jasnożółte, chlorotyczne przebarwienia liści, które po 5–6 tygodniach zniknęły, nie powodując trwałych uszkodzeń roślin i nie miały wpływu na wysokość plonu.

Konieczne jest dalsze prowadzenie badań, które pozwoliłyby na wskazanie preparatów możliwych do zastosowania, a w dalszej kolejności spowodowałyby zarejestrowanie tych herbicydów, tak aby bez żadnych obaw i przeszkód prawnych stosować je w uprawie sorgo [Skrzypczak 2008].

Zbiór

Termin zbioru ma bardzo duże znaczenie dla pozyskania dobrej jakości surowca do zakiszania. Według Trawczyńskiej [2009] zalecenia dotyczące terminu zbioru zależą od uprawianej formy. Sorgo pastewne, jako roślina jednokośna uprawiana w siewie czystym, powinno być zbierane w okresie osiągnięcia dojrzałości ziarna. Niestety, spośród odmian, które były dostępne w sprzedaży, niewiele wykształcało ziarno, a niektóre, późniejsze, nie w każdym roku wyrzucały wiechy. Z kolei trawa sudańska – jako roślina wielokośna – zbierana jest, gdy rośliny osiągają wysokość powyżej 65 cm, najlepiej tuż przed wyrzuceniem wiech.

W przypadku uprawy w siewie mieszanym kukurydza + sorgo (mix cropping), optymalnym terminem zbioru zielonej masy sorgo jest okres, kiedy kukurydza osiągnie dojrzałość wczesnowoskową (tzw. ciastowatą). Kukurydza w tym stadium najlepiej nadaje się na kiszonkę z całych roślin (całe rośliny zawierają 28–30% s.m., a kolby 45–50% s.m.), zaś uzyskany surowiec posiada wysoką wartość paszową i dobrze się zakisza, gdyż udział kolb z ziarniakami w suchej masie jest odpowiednio duży. Hołubowicz–Kliza [2007] zaleca, aby

do równoczesnego zbioru dobierać późniejsze mieszańce kukurydzy, przynajmniej o liczbie FAO 250 i w typie „stay green” – mających zielone liście i łodygi jeszcze podczas dojrzewania ziarniaków w kolbie. Zatem optymalny termin zbioru w naszych warunkach klimatycznych przypada na koniec września lub początek października. Opóźnienie go aż do połowy listopada pogarsza jakość uzyskiwanego surowca kiszonkarskiego z powodu wzrostu w roślinach suchej masy, obniżenia strawności i wartości energetycznej oraz ze względu na lignifikację błon komórkowych.

Do zbioru sorga, ze względu na jego wysoki potencjał plonotwórczy, zaleca się stosowanie silosokombajnów o dużej wydajności i przepustowości, co zapewnia dobre i równomierne rozdrobnienie zielonki. Łączny zbiór uprawy w systemie „mix cropping” umożliwi uzyskanie już na przyczepie dobrze wymieszanego materiału, gotowego do zakiszania, a później łatwe ubicie surowca w silosie.

PODSUMOWANIE

Sorgo jest rośliną coraz częściej widywaną na polskich polach. Jego popularność znacznie wzrosła ostatnimi laty, ze względu na okresowe posuchy, które spowodowały znaczne ograniczenie plonu i jakości kukurydzy zbieranej na kiszonkę. Sorgo w tych warunkach dawało pewny plon, pozwalający na zabezpieczenie odpowiednich ilości paszy. Sorgo jako roślina pochodzenia tropikalnego o cyklu przemiany węgla C4, znakomicie znosi okresowe niedobory wody poprzez oszczędną gospodarkę wodną.

Sorgo w uprawie z kukurydzą pozwala na uzyskanie wyższego plonu w porównaniu do samej kukurydzy, co obniża koszty produkcji, zmniejsza areal niezbędny do produkcji np. paszy i pozwala na efektywniejsze wykorzystanie gleb lekkich. Uprawa sorgo zmniejsza również ryzyko strat spowodowanych niekorzystnymi warunkami klimatycznymi dzięki jego lepszej tolerancji na suszę i daje pewność uzyskania zielonej masy do zakiszania. Dodatkowym atutem sorgo jest jego odporność na choroby i szkodniki, dzięki czemu praktycznie nie stosuje się ochrony chemicznej, a rośliny pozostają bardzo długo zielone i nie są uszkodzane przez omacnicę prosowiankę oraz porażane przez głownię. Niekorzystne zmiany klimatyczne w Polsce, spadek poziomu wód gruntowych, stepowanie gleb oraz opisane zalety sorgo mogą stać się przyczynkiem do jego uprawy w naszym kraju na szerszą skalę.

Sorgo nie należy traktować jako uprawy konkurencyjnej wobec kukurydzy. Może raczej jako roślinę komplementarną, która na stanowiskach słabych, gdzie uprawa kukurydzy jest zawodna, wyda duży plon zielonej masy. Powinno się je szczególnie uprawiać w rejonach ubogich w opady, gdyż znosi okresowe niedobory wody bez straty plonu.

Na pytanie, czy sorgo zastąpi kukurydzę, nie da się odpowiedzieć wprost. Wielu rolników, którzy mieli w swych gospodarstwach tę uprawę, twierdzą, że sorgo nie jest dobrą paszą dla bydła mlecznego. Roślina ta ma jednak duże szanse na stałe zagościć w rolniczym krajobrazie Polski, szczególnie w kontekście rozwoju biogazowni rolniczych i wzrostu zapotrzebowania na biomasę do produkcji biogazu. Aby jednak tak się stało, musi, tak jak kukurydza, przejść proces hodowlany, który dostosuje je do naszych warunków. Prace hodowlane nad sorgo trwają cały czas, co skutkuje ciągłą poprawą jakości nowych odmian. Dopracowania jednak wymagają takie cechy jak: tolerancja na chłód, redukcja zawartości tanin, wartość paszowa, dostosowanie do warunków świetlnych, by rośliny zawiązały i wykształciły ziarno, co podniosłoby jego wartość energetyczną.

LITERATURA:

1. Artyszak A. 2006: Sorgo z kukurydzą. Farmer, 1.
2. Artyszak A. 2007a: Cenna mieszanina. Farmer, 7.
3. Artyszak A. 2007b: Pogromca suszy. Farmer, 3.
4. Burczyk H. 2012: Biomasa z roślin jednorocznych dla energetyki zawodowej. Czysta Energia, 2/2012, s. 30-32.

5. Chudy C. 2004: Sorgo – nowa roślina uprawna. *Lubuskie Aktualności Rolnicze*, 12.
6. Dragan J. 2009: Biomasa z upraw celowych jako gwarancja stabilnej pracy kotła. www.cire.pl
7. Gniazdowski J. 2009: Ocena wydajności biogazu dla planowanej biogazowni przy fermie krów mlecznych. *Problemy Inżynierii Rolniczej*, Nr 3/2009, s. 67-72.
8. Grzybek A. 2011: Potencjał rynkowy biomasy z przeznaczeniem na cele energetyczne. *Czysta Energia*, 1/2011, s. 14-16.
9. Grzybek A., Ludwicka A. 2009: Zapotrzebowanie na biomasę i strategia energetycznego jej wykorzystania. [w:] *Energia odnawialna*, MODR, Płońsk.
10. Gunther B. 2007: Kukurydza plus sorgo. www.lodr-bartoszewice.pl
11. Hołubowicz-Kliza G. 2007: Uprawa sorgo cukrowego w technologii „mix-cropping”. IUNG-PIB, Puławy.
12. Kaczmarek K. 2007: Sorgo – egzotyczna, afrykańska trawa. *Poradnik Gospodarski*, Nr 12/2007, s. 1-5.
13. Klebaniuk R., Kowalczuk E. 2007: Sorgo. *Bydło*, Nr 5/2007.
14. Klimiuk E., Pokój T., Budzyński W., Dubis B. 2010: Theoretical and observed biogas production from plant biomass of different fibre contents. *Bioresource Technology*.
15. Kozłowski S., Zielewicz W. 2008: Możliwość obniżenia poziomu nawożenia w uprawie sorgo cukrowego. [W:] *Problemy agrotechniki oraz wykorzystania kukurydzy i sorgo*. Wyd. Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, s. 238.
16. Księżak J., Machul M. 2007: Ocena plonowania sorgo w zależności od sposobu siewu i poziomu nawożenia azotem. *Roczniki Naukowe Zootechniki. Suplement*, Nr 23/2007, s. 103-106.
17. Machul M. 2008: A może sorgo? *Kukurydza*, Nr 2/2008, s. 43-44.
18. Michalski T. Sorgo – nowa roślina energetyczna. <http://www.dsvpoznau.eu>
19. Nowacka T. 2005: Zalecenia agrotechniczne dotyczące uprawy Sucrosorgo 506 w technologii „mix cropping”. *Kukurydza i sorgo. Katalog Firmy Syngenta rok 2005*, s.11-12.
20. Phyllis, database for biomass and waste, Energy Research Centre of the Netherlands, <http://www.ecn.nl/Phyllis>
21. Podbielkowski Z. 1992. Rośliny użytkowe. WSiP, Warszawa,
22. Podkówa Z. 2009: Sorgo nowa roślina paszowa. *Agrotechnika*, Nr 3/2009, s. 24-26.
23. Pyś J. B., Karpowicz A. 2008: Sorgo cukrowe – zakiszać z kukurydzą czy z absorbentem soku? *Kukurydza*, Nr 2/2008, s. 45-52.
24. Rakowski J. 2010. Tendencje rozwojowe w zakresie energetycznego wykorzystania biomasy. [w:] *Nowoczesne technologie pozyskiwania i energetycznego wykorzystania biomasy*. P. Bocian, T. Golec, J. Rakowski (red.). Instytut Energetyki, Warszawa, s. 5-33.
25. Rutkowski A. 1993: Sorgo – wartościowe zboże w żywieniu drobiu. *Przegląd Hodowlany*, Nr 1/1993, s. 13.
26. Skrzypczak W. 2008: Jak zwalczać chwasty w uprawie sorgo? *Kukurydza*, Nr 1/2008, s. 65-65.
27. Skrzypczak W., Szulc P., Waligóra H. 2008: Efektywność zwalczania chwastów w sorgo. *Progress in Plant Protection/Postępy w Ochronie Roślin*, Nr 48(2)/2008.
28. Skrzypczak W., Waligóra H, Szulc P., Kruczek A. 2009: Ocena skuteczności chwastobójczej i fitotoksyczności herbicydów stosowanych w uprawie sorgo. *Progress in Plant Protection/Postępy w Ochronie Roślin*, Nr 49 (2)/2009, s.832-836
29. Sowiński J., Liszka-Podkowa A. 2008: Wysokość i jakość plonu kukurydzy i sorgo cukrowego na glebie lekkiej w zależności od dawki azotu. [w:] *Problemy agrotechniki oraz wykorzystania kukurydzy i sorgo*. Wyd. Uniwersytet Przyrodniczy Poznań, s. 250-252.
30. Szempliński W., Dubis B. 2011: Wstępne badania nad plonowaniem i wydajnością energetyczną wybranych roślin uprawnych na cele energetyczne. *Fragmenta Agronomica* 28 (1), 77-86
31. Śliwiński B., Brzóska F. 2006: Historia uprawy sorgo i wartość pokarmowa tej rośliny w uprawie na kiszonkę. *Postępy Nauk Rolniczych*, Nr 1/2006, s. 25-36
32. Śliwiński B., Brzóska F. 2008: Wykorzystanie kiszonek z sorgo w żywieniu krów mlecznych. [W:] *Problemy agrotechniki oraz wykorzystania kukurydzy i sorgo*. Wyd. Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, s. 263-265
33. Trawczyńska Z. 2009: Kukurydza czy sorgo. *Wiś Kujawsko-Pomorska*, Nr 94/2009, s. 10-11
34. Tytko R. 2009. Odnawialne źródła energii: wybrane zagadnienia. OWG, Warszawa. s. 249-251.
35. Zielewicz W. 2008: Czas zbioru. *Farmer*, 19.

Adres do korespondencji:

Dr inż. Alina Kowalczyk-Juško

Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie, Wydział Nauk Rolniczych

ul. Szczepieńska 102

22-400 Zamość

e-mail: alina.jusko@up.lublin.pl

Analiza zużycia energii różnych technologii pozyskania materiałów biogazotwórczych¹

Streszczenie

W pracy przedstawiono wyniki analizy energetycznej przeprowadzonej dla czterech technologii uprawowych. Badane technologie dotyczyły upraw poplonu kukurydzy, żyta, lucerny i traw. Wyniki charakteryzują jednostkowy nakład energetyczny dla 1 tony produktu dla poszczególnych upraw. Największe jednostkowe zużycie energii dla sumy zabiegów poplonowych posiada lucerna (262,9 kWh/t).

Wstęp

Postulaty Unii Europejskiej dotyczące produkcji energii ze źródeł odnawialnych są przyczyną ciągłych poszukiwań nowych jej źródeł. Jednym z nich jest możliwość bezpośredniego uzyskania energii w procesie spalania, lub też pośrednio, po procesie fermentacji, prowadzącej do wytworzenia biogazu.

Zmieniające się uwarunkowania prawne dotyczące paliw kopalnianych na cele energetyczne ograniczą w najbliższym czasie możliwość ich wykorzystywania. Dzięki odpowiedniemu zagospodarowaniu poplonów z produkcji rolnej, istnieje dodatkowa możliwość pozyskiwania biomasy na cele energetyczne.

Dotychczasowym źródłem biogazu były składowiska odpadów, oczyszczalnie ścieków, biogazownie rolnicze [Płatek 2007]. Dzięki nowym opracowaniom instalacji możliwa jest produkcja biogazu z większą sprawnością. Instalacje wykorzystują biomase dostarczaną w postaci plonów np. kiszonki kukurydzy, lucerny czy zbóż. Uwzględniając wspomniane możliwości przemysłu rolnego w Polsce, istnieje szansa zagospodarowania nadwyżki biomasy na cele energetyczne. Produkcja biogazu na szeroką skalę pozwoli zabezpieczyć deficyt gazowy państwa [Płatek 2007], ograniczając koszty powstałe z importu gazu i restrykcji nałożonych przez UE.

Metodyka

Zastosowana metoda analizy nakładów energetycznych poniesionych w procesie produkcji płodów rolnych polega na wyliczeniu średniego zużycia energii w przeliczeniu na masę pozyskanego plonu. Analiza pozwala na klasyfikację badanych poplonów ze względu na udział energii zużytej na produkcję 1 t biomasy.

Dane badawcze dotyczące uprawy kukurydzy, żyta, lucerny i trawy, zostały wcześniej opracowane w formie kart technologicznych. Uprawy poszczególnych płodów rolnych zakładają wykorzystanie różnych technologii uprawowych. Porównywalność wyników zapewniało przyjęcie jednolitej skali narzędziowej, powierzchniowej i odległości

¹ Praca przygotowana w ramach pracy ITP/PW. 3.3 pt. „Monitoring skuteczności funkcjonowania instalacji

transportowych. Jako podstawę, przyjęto areal o powierzchni 1 ha. Odległość od pola do pomieszczeń gospodarczych wynosiła 1 km.

W tabeli 1 przedstawiono wielkość zbioru z 1 ha powierzchni pola uprawnego.

Tabela 1. Wielkość zbioru roślin

Poplon	Średni plon roślin, t/ha
Kukurydza na kiszonkę	50
Żyto	8
Lucerna	3,5
Trawa	10

Źródło: Płatek 2007; Fugol i in. 2011

Wyniki badań

Zużycie energetyczne maszyn dla uprawy kukurydzy, żyta, lucerny i trawy zostało uśrednione, celem otrzymania poniesionych nakładów. Metoda ta pozwoliła na porównanie zużycia energetycznego w poszczególnych technologiach.

W poniższych tabelach 2-5 zostały przedstawione charakterystyki operacji uprawowych dla poszczególnych płodów rolnych. Wyszczególniony został średni nakład energetyczny dla upraw, oraz średni nakład pracy.

Tabela 2. Średnie zużycie energii dla poplonu kukurydzy na kiszonkę

Zabieg	Średnia moc zestawu, kW	Średni nakład pracy			Średnie zużycie energetyczne, kWh
		mh	rbh	cnh	
Zbiór	212,73	0,24	0,79	0,73	115,07
Transport i rozładunek	140,27	0,7	1,73	1,73	235,39
Ugniatanie przyzmy	104,07	0,35	1,26	1,26	90,96
Ogółem					441,42

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PW. 3.3

Tabela 3. Średnie zużycie energii dla poplonu żyta

Zabieg	Średnia moc zestawu, kW	Średni nakład pracy			Średnie zużycie energetyczne, kWh
		mh	rbh	cnh	
Zbiór i załadunek słomy	64,83	0,93	1,7	1,7	93,65
Transport słomy	47,33	0,93	2,23	2,48	110,15
Ogółem					203,8

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PW. 3.3

Tabela 4. Średnie zużycie energii dla lucerny

Zabieg	Średnia moc zestawu, kW	Średni nakład pracy			Średnie zużycie energetyczne, kWh
		mh	rbh	cnh	
Koszenie	62,5	1,62	2,5	2,5	156,25
Przetrzęsanie	35	1,33	3	3	105
Zgrabianie	62,5	1,83	2,2	2,2	137,5
Zbiór i prasowanie	62,5	1,46	2,8	2,8	175
Załadunek bel	37	1,55	1,9	1,9	70,3
Zwózka balotów	55	0,67	2,2	2,2	121
Owijanie bel	66	20	3,5	2,35	155,1
Ogółem					920,15

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PW. 3.3

Tabela 5. Średnie zużycie energii dla trawy

Zabieg	Średnia moc zestawu, kW	Średni nakład pracy			Średnie zużycie energetyczne, kWh
		mh	rbh	cnh	
Koszenie	40	0,09	3	3	120
Przetrzęsanie i zgrabianie	32	0,12	4,62	4,62	147,78
Zbiór	52	0,09	3	3	156
Owijanie	32		19,42	9,17	567
Transport	91,5		15,25	8,75	1548
Ogółem					2538,78

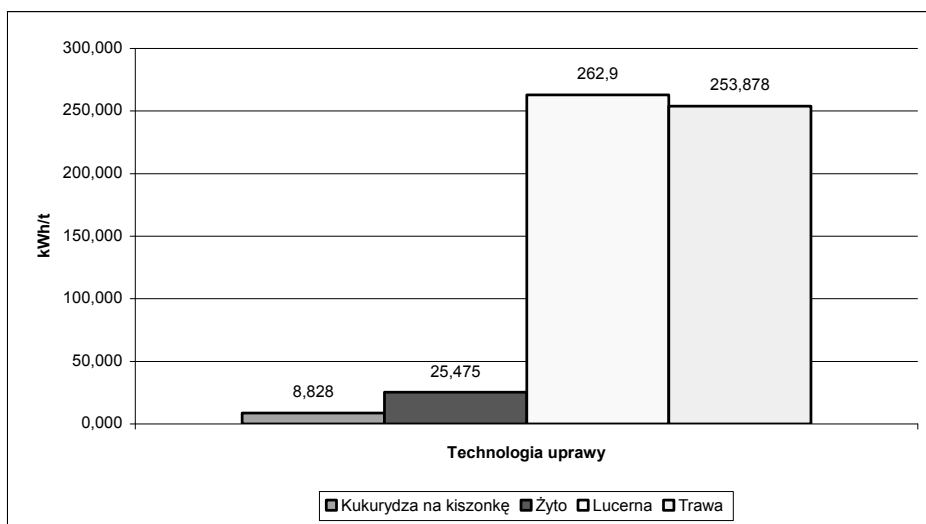
Źródło: Opracowanie własne na podstawie PW. 3.3

Do obliczeń jednostkowych nakładów energetycznych wykorzystano wyniki ankiet badawczych, opracowanych na podstawie działań PW 3.3. Analiza energetyczna wynikających z wykonania produktu w konkretnej technologii wiąże się z większym lub mniejszym nakładem pracy. Poniższa tabela 6 przedstawia jednostkowe nakłady energetyczne dla poszczególnych upraw.

Tabela 6. Zużycie energii dla poszczególnych upraw

Poplon	Średni plon roślin, t/ha	Ogólne zużycie energetyczne, kWh	Jednostkowe zużycie energetyczne, kWh/t
Kukurydza na kiszonkę	50	441,42	8,83
Żyto	8	203,8	25,46
Lucerna	3,5	920,15	262,9
Trawa	10	2538,78	253,88

Źródło: Opracowanie własne



Rys.1. Jednostkowe zużycie energii
 Źródło: Opracowanie własne

Podsumowanie i wnioski

Przeprowadzona analiza energetyczna, pozwoliła na sformułowanie następujących wniosków:

1. Najwyższą wartość nakładów energetycznych posiada produkcja lucerny (263,9 kWh/t), zaś najniższą kukurydza na kiszonkę (8,828 kWh/t),
2. Wysokie wyniki zużycia energetycznego uzależnione są od długości i złożoności procesu technologicznego,
3. Produkcja uprawy biomasy rolnej, a w dalszej kolejności jej przetworzenie na biogaz mogłoby stanowić uzupełnienie dotychczasowych źródeł biopaliwa,
4. Wyniki badań mogą posłużyć jako podpowiedź osobom planującym inwestycję uprawy roślin biogazotwórczych.

Literatura

- Płatek W. 2007, "Biomasa w energetyce rozproszonej – biogazownie energetyczne", *Czysta Energia* 1/2007, s. 28
- Fugol M., Prask H., 2011, „Porównanie Uzysku Biogazu Z Trzech Rodzajów Kiszonek: Z Kukurydzy, Lucerny I Trawy” *Inżynieria Rolnicza* 9(134)/2011 31, s.31

Adres do korespondencji:

*Instytut Technologiczno-Przyrodniczy w Falentach
 ul. Rakowiecka 32
 02-532 Warszawa
 tel. 22 542 11 00
 itepwaw@itep.edu.pl*

EMISJE AZOTANÓW DO WÓD GRUNTOWYCH ZE ŹRÓDEŁ ROLNICZYCH

Wstęp

Dyrektywa azotanowa obliguje Państwa Członkowskie Unii Europejskiej do podejmowania szeregu działań, m.in. wyznaczenia na terytorium Państw Członkowskich obszarów, z których:

- mają miejsce spływy do wód powierzchniowych i/lub podziemnych, które zawierają lub mogą zawierać ponad 50 mg/l azotanów, jeżeli nie zostaną podjęte działania opisane w dyrektywie,
- mają miejsce spływy do wód, które są eutroficzne lub mogą stać się eutroficzne, jeżeli nie zostaną podjęte działania.

Polska, zostając członkiem UE w 2004 r. zobowiązana jest do wdrażania postanowień Dyrektywy Azotanowej.

Transpozycja dyrektywy azotanowej do prawa krajowego nastąpiła poprzez:

- ustawę z dnia 18 lipca 2001 r.- Prawo wodne,
- rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie kryteriów wyznaczania wód wrażliwych na zanieczyszczenie związkami azotu ze źródeł rolniczych (Dz. U. Nr 241, poz. 2093),
- rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać programy działań mających na celu ograniczenie odpływu azotu ze źródeł rolniczych (Dz. U. z 2003 r. Nr 4, poz. 44),
- 11 rozporządzeń dyrektorów RZGW w sprawie określenia wód wrażliwych na zanieczyszczenia związkami azotu ze źródeł rolniczych oraz obszarów szczególnie narażonych, z których odpływ azotu ze źródeł rolniczych do tych wód należy ograniczyć,
- 21 rozporządzeń dyrektorów RZGW w sprawie wprowadzenia programu działań mających na celu ograniczenie odpływu azotu ze źródeł rolniczych dla obszaru szczególnie narażonego,
- ustawę z dnia 26 lipca 2000 r. o nawozach i nawożeniu,
- rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z dnia 1 czerwca 2001 r. w sprawie szczegółowego sposobu stosowania nawozów oraz prowadzenia szkoleń z zakresu ich stosowania (Dz. U. Nr 60, poz. 616).

Metodyka

Emisje azotanów do wód gruntowych można obliczyć na podstawie wzorów podanych w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dn. 23 grudnia 2002 r., w sprawie kryteriów wyznaczania wód wrażliwych na zanieczyszczenia związkami azotu ze źródeł rolniczych (Dz. U. z dnia 31 grudnia 2002 r.). Rozporządzenie to za wody zanieczyszczone uznaje śródlądowe wody powierzchniowe, a w szczególności wody, które pobiera się lub zamierza się pobierać na potrzeby zaopatrzenia ludności w wodę przeznaczoną do spożycia i wody podziemne, w których zawartość azotanów wynosi powyżej 50 mg NO₃/dm³. Wyznaczając wody wrażliwe na zanieczyszczenia związkami azotu ze źródeł rolniczych, należy między innymi w szczególności uwzględnić:

- przeciętną połową pojemność wodną gleb rozumianą jako sumę iloczynów pojemności wodnej gleb zaliczanych do poszczególnych kategorii agronomicznych (gleby bardzo lekkie, lekkie, średnie i ciężkie) i procentowego udziału gleb w tych kategoriach na danym obszarze, w profilu glebowym o miąższości 90 cm, określoną z uwzględnieniem zakresu połowej pojemności wodnej gleb, określonego w załączniku nr 3 do rozporządzenia, którą przedstawia tabela 1 wraz z proporcjonalnym przeliczeniem na warstwę 0-90 cm według równania (1),
- odpływ wody z profilu glebowego, określony z uwzględnieniem głębokości przemieszczania wody opadowej i odpływu wody z profilu glebowego, określonych w załączniku nr 4 do rozporządzenia,
- przeciętną zawartość azotu mineralnego, w tym azotu azotanowego w glebach ornych po zbiorach roślin w okresie jesieni, określoną w załączniku nr 5 do rozporządzenia (tabela 2).

$$poj_pol_90_cm = 0,9 * poj_pol_100_cm \quad (1)$$

gdzie:

$poj_pol_90_cm$ – połowa pojemność profilu glebowego o miąższości 90 cm,

$poj_pol_100_cm$ – połowa pojemność profilu glebowego o miąższości 100 cm.

Głębokość przemieszczania wody opadowej i odpływ wody z profilu glebowego jest zdefiniowana równaniem (2).

Tabela 1. Zakres połowej pojemności gleb, przeciętna połowa pojemność wodna gleb dla profilu o miąższości 0-100 cm i 0-90 cm

	Gleba warstwa 0-100 cm			Gleba 0-90 cm (mm)
	Min (mm)	Max (mm)	Średnia (mm)	
Gleba bardzo lekka	110	145	127,50	114,75
Gleba lekka	146	210	178,00	160,20
Gleba średnia	211	270	240,50	216,45
Gleba ciężka	271	460	365,50	328,95

Źródło: Załącznik nr 3 do Rozporządzenia, obliczenia własne

$$gpw = o_n / pwg * 100 \quad (2)$$

gdzie:

gpw - głębokość przemieszczenia wody (cm),

o_n - opad netto (mm),

pwg - pojemność wodna gleb (mm).

Jeżeli opad netto jest mniejszy od pojemności wodnej gleb to odpływ wody z profilu glebowego jest wyrażony równaniem (3):

$$ow = o_n * (o_n / pwg)$$

gdzie

$$ow - \text{odpływ wody z profilu (mm)} \quad (3)$$

Jeżeli opad netto jest większy od pojemności wodnej gleb to odpływ wody jest wyrażony równaniem (4):

$$ow = o_n \quad (4)$$

W równaniu (3) i (4) 1 mm odpływu wody z profilu odpowiada odpływowi 10 m³ wody z 1 ha. Załącznik 6 do Rozporządzenia zawiera trzy różne wzory stosowane w zależności od posiadanych danych. Pierwszy wzór stosowany jest w przypadku gdy znany jest dopływ azotu ze źródeł rolniczych (nawożenie) i przedstawia go równanie (5).

Tabela 2. Przeciętna zawartość azotu azotanowego w glebach ornych po zbiorach roślin w okresie jesieni

Warstwa gleby (cm)	Gleba bardzo lekka	Gleba lekka	Gleba średnia	Gleba ciężka
0-30	30,1	36,0	39,4	38,6
30-60	15,9	19,4	22,6	22,7
60-90	11,8	13,7	16,0	16,1
0-90	57,8	69,1	78,0	77,4

Źródło: Załącznik nr 5 do Rozporządzenia, obliczenia własne

$$za = 4430 * dop_azotu * 0,15 / ow \quad (5)$$

gdzie:

za – zawartość azotanów w płytkich wodach gruntowych (mg NO₃/dm³),

4430 – współczynnik do przeliczenia kg N na mg NO₃,

dop_azotu – dopływ azotu.

Drugi z wzorów Załącznika 6 stosowany jest gdy znane jest saldo bilansu azotu dla danego pola. Przedstawia go równanie (6).

$$za = 4430 * Saldo_azotu * 0,5 / ow \quad (6)$$

gdzie:

Saldo_azotu – saldo bilansu azotu (kg N/ha/rok).

Trzeci z wzorów Załącznika 6 oparty jest na wymywaniu azotu azotanowego z gleby. Sytuacja taka może zachodzić w ekstremalnym przypadku, po okresie zimowym. Można wtedy założyć, że wierzchnia warstwa gleby była zamrożona i wszystkie opady zebrały się w postaci śniegu na powierzchni gleby. Wczesną wiosną wraz z topieniem śniegów następuje rozmarzanie gleby. Woda powstała ze śniegu penetruje głębsze warstwy gleby i wymywa zgromadzone tam azotany. Przedstawia go równanie (7). Do obliczeń przyjmuje się przeciętną wartość azotu azotanowego w glebach (tabela 2 pochodząca z Załącznika 5 do Rozporządzenia). W pozostałych miesiącach następuje obrót azotu i azotanów w glebie. Z jednej strony jest dopływ azotu poprzez nawożenie. Z drugiej strony azot jest zużywany do wzrostu przez rośliny.

$$za = il_N_wym_z_gleby * 0,5 / ow_z \quad (7)$$

gdzie

il_N_wym_z_gleby – ilość azotu azotanowego wymywanego z gleby,

ow_z – odpływ wody zebranej w miesiącach zimowych.

Wyniki obliczeń

Do obliczeń przyjęto sytuację, gdy znane są wszystkie dane, takie jak dopływ azotu z nawożenia w wysokości 170 kg N/ha, dodatnie saldo bilansu azotu w wysokości 30 kg N/ha oraz rodzaje gleb i wielkość opadów pochodząca ze stacji pogodowych. Wyniki obliczeń

głębokości przemieszczania wody dla poszczególnych rodzajów gleb według równania (2) przedstawia tabela 3.

Ze względu na opad netto przekraczający pojemność wodną gleb, odpływ wody jest równy opadowi netto niezależnie od rodzaju gleby. Wyniki obliczeń zawartości azotanów emitowanych do płytkich wód gruntowych z dopływu azotu (równanie (5)) i salda bilansu azotu (równanie (6)) są zaprezentowane w tabeli 4.

Wyniki obliczeń głębokości przemieszczania wody opadowej i odpływu wody jedynie dla miesięcy zimowych przedstawia tabela 5.

Wyniki obliczeń zawartości azotanów emitowanych do płytkich wód gruntowych z wymywania azotanów zawartych w glebie po miesiącach zimowych przedstawia tabela 6.

Tabela 3. Wyniki obliczeń głębokość przemieszczania wody opadowej (cm)

Opady rejestrowane na stacji pogodowej ^{x)}	Roczna suma opadu netto (mm)	Wyniki obliczeń głębokości przemieszczenia wody opadowej według równania (2) (cm)				Odpływ wody według równania (4) (m ³ /ha)			
		Gleba bardzo lekka	Gleba lekka	Gleba średnia	Gleba ciężka	Gleba bardzo lekka	Gleba lekka	Gleba średnia	Gleba ciężka
Białystok	577	631	360	267	175	5 770	5 770	5 770	5 770
Chojnice	550	601	343	254	167	5 500	5 500	5 500	5 500
Jelenia Góra	678	741	423	313	206	6 780	6 780	6 780	6 780
Katowice	732	800	457	338	223	7 320	7 320	7 320	7 320
Kielce	601	657	375	278	183	6 010	6 010	6 010	6 010
Koszalin	716	782	447	331	218	7 160	7 160	7 160	7 160
Kraków	663	725	414	306	202	6 630	6 630	6 630	6 630
Lublin	573	626	358	265	174	5 730	5 730	5 730	5 730
Łódź	572	625	357	264	174	5 720	5 720	5 720	5 720
Mława	544	595	340	251	165	5 440	5 440	5 440	5 440
NowySącz	697	762	435	322	212	6 970	6 970	6 970	6 970
Olsztyn	628	686	392	290	191	6 280	6 280	6 280	6 280
Opole	622	680	388	287	189	6 220	6 220	6 220	6 220
Poznań	506	553	316	234	154	5 060	5 060	5 060	5 060
Rzeszów	630	689	393	291	192	6 300	6 300	6 300	6 300
Suwałki	593	648	370	274	180	5 930	5 930	5 930	5 930
Szczecin	529	578	330	244	161	5 290	5 290	5 290	5 290
Terespol	516	564	322	238	157	5 160	5 160	5 160	5 160
Toruń	531	580	331	245	161	5 310	5 310	5 310	5 310
Warszawa	519	567	324	240	158	5 190	5 190	5 190	5 190
Wrocław	571	624	356	264	174	5 710	5 710	5 710	5 710
ZielonaGóra	572	625	357	264	174	5 720	5 720	5 720	5 720
Pojemność wodna gleby		114,75	160,20	216,45	328,95				

Uwaga: Liczby na tle koloru (np. 625) oznaczają przekroczenie pojemności wodnej gleb

Źródła: ^{x)}Dekadowy Biuletyn Agrometeorologiczny 2001-2, obliczenia własne

Tabela 4. Wyniki obliczeń zawartości azotanów emitowanych do płytkich wód gruntowych z dopływu azotu i salda bilansu azotu

Stacja pogodowa	Zawartość azotanów pochodzących z dopływu 170 kg N/ha (mg NO ₃ /ha/rok)	Zawartość azotanów pochodzących z bilansu 30 kg N/ha (mg NO ₃ /ha/rok)
Białystok	19,58	11,52
Chojnice	20,54	12,08
Jelenia Góra	16,66	9,80
Katowice	15,43	9,08
Kielce	18,80	11,06
Koszalin	15,78	9,28
Kraków	17,04	10,02
Lublin	19,71	11,60
Łódź	19,75	11,62
Mława	20,77	12,22
Nowy Sącz	16,21	9,53
Olsztyn	17,99	10,58
Opole	18,16	10,68
Poznań	22,33	13,13
Rzeszów	17,93	10,55
Suwałki	19,05	11,21
Szczecin	21,35	12,56
Terespol	21,89	12,88
Toruń	21,27	12,51
Warszawa	21,77	12,80
Wrocław	19,78	11,64
Zielona Góra	19,75	11,62

Źródło: obliczenia własne

Tabela 5. Wyniki obliczeń głębokości przemieszczania wody opadowej i odpływu wody dla miesięcy zimowych

Opady rejestrowane na stacji pogodowej ^{x)}	Miesiąc			Suma opadu netto (mm)	Głębokość przemieszczania wody opadowej (cm)				Odpływ wody (mm)			
	I	II	III		Gleba bardzo lekka	Gleba lekka	Gleba średnia	Gleba ciężka	Gleba bardzo lekka	Gleba lekka	Gleba średnia	Gleba ciężka
Białystok	29	24	31	84	73	52	39	26	61	44	33	21
Chojnice	34	25	36	95	83	59	44	29	79	56	42	27
Jelenia Góra	34	30	41	105	92	66	49	32	96	69	51	34
Katowice	39	36	42	117	102	73	54	36	117	85	63	42
Kielce	34	29	35	98	85	61	45	30	84	60	44	29
Koszalin	47	34	43	124	108	77	57	38	124	96	71	47
Kraków	35	30	35	100	87	62	46	30	87	62	46	30
Lublin	27	27	30	84	73	52	39	26	61	44	33	21

Łódź	29	27	34	90	78	56	42	27	71	51	37	25
Mława	28	23	31	82	71	51	38	25	59	42	31	20
Nowy Sącz	32	28	33	93	81	58	43	28	75	54	40	26
Olsztyn	38	27	37	102	89	64	47	31	91	65	48	32
Opole	32	29	33	94	82	59	43	29	77	55	41	27
Poznań	30	23	33	86	75	54	40	26	64	46	34	22
Rzeszów	29	26	31	86	75	54	40	26	64	46	34	22
Suwałki	35	25	35	95	83	59	44	29	79	56	42	27
Szczecin	37	29	36	102	89	64	47	31	91	65	48	32
Terespol	23	22	26	71	62	44	33	22	44	31	23	15
Toruń	26	23	28	77	67	48	36	23	52	37	27	18
Warszawa	22	22	28	72	63	45	33	22	45	32	24	16
Wrocław	28	24	31	83	72	52	38	25	60	43	32	21
Zielona Góra	36	31	38	105	92	66	49	32	96	69	51	34
Pojemność wodnagleb				114,75	160,20	216,45	328,95	114,75	160,20	216,45	328,95	

Źródła: ^{x)}Dekadowy Biuletyn Agrometeorologiczny 2001-2, obliczenia własne

Tabela 6. Wyniki obliczeń zawartości azotanów emitowanych do płytkich wód gruntowych z wymywania azotanów zawartych w glebie po miesiącach zimowych

Stacja pogodowa	Azot wymywany z gleb bardzo lekkich (mg NO ₃ /ha/rok)	Azot wymywany z gleb lekkich (mg NO ₃ /ha/rok)	Azot wymywany z gleb średnich (mg NO ₃ /ha/rok)	Azot wymywany z gleb ciężkich (mg NO ₃ /ha/rok)
Białystok	24,4	16,8	11,5	8,2
Chojnice	26,6	17,2	11,9	9,2
Jelenia Góra	27,5	18,9	12,2	10,4
Katowice	24,7	20,8	12,5	12,1
Kielce	27,1	17,6	12,0	9,5
Koszalin	23,3	21,8	12,6	13,0
Kraków	27,5	18,0	12,1	9,7
Lublin	24,4	16,8	11,5	8,2
Łódź	25,7	17,0	11,8	8,7
Mława	23,9	16,7	11,5	8,0
Nowy Sącz	26,3	17,1	11,9	9,0
Olsztyn	27,8	18,4	12,1	10,0
Opole	26,4	17,2	11,9	9,1
Poznań	24,8	16,9	11,6	8,4
Rzeszów	24,8	16,9	11,6	8,4
Suwałki	26,6	17,2	11,9	9,2
Szczecin	27,8	18,4	12,1	10,0
Terespol	20,8	16,2	10,9	6,9
Toruń	22,6	16,5	11,2	7,5
Warszawa	21,2	16,2	11,0	7,0
Wrocław	24,1	16,7	11,5	8,1
Zielona Góra	27,5	18,9	12,2	10,4

Źródło: obliczenia własne

Wnioski

W żadnym wyniku obliczeń nie została przekroczona zawartość azotanów $50 \text{ mg NO}_3/\text{dm}^3$. Pozwala to stwierdzić, że założenia maksymalnej dawki nawożenia azotem (170 kg/ha) i zalecane maksymalne saldo bilansu azotu (30 kg N/ha) są prawidłowe dla zapobieżenia nadmiernych emisji azotanów do wód gruntowych. Wyniki obliczeń zawartości azotanów emitowanych do płytkich wód gruntowych obliczane z różnych wzorów różnią się między sobą ze względu na różne źródła danych (dopływ azotu, saldo bilansu azotu, ilość azotu azotanowego wymywanego z gleby i odpływ wody). Zatem zaproponowany w Rozporządzeniu sposób obliczeń należy traktować jako wartość orientacyjną. Sposób ten nie jest doskonały. Najlepszym sposobem byłby pomiar przyrządem zawartości azotanów w wodzie. Do tego celu wskazanym byłoby stworzenie, wyprodukowanie i szerokie upowszechnienie mierników do pomiarów zawartości azotanów w wodach gruntowych.

Metoda obliczeń podana w Rozporządzeniu może być przydatna do sporządzania programów modelujących uprawy rolne. Wyniki otrzymane ze wzorów Rozporządzenia mogą służyć do sprawdzania działania programów. Wyniki obliczeń będą mogły uwzględniać dawki nawozów, które mają wpływ na saldo bilansu azotu. Jednakże należy wtedy podawać wszystkie trzy możliwe sposoby obliczania azotanów wraz z opisem w jaki sposób (z jakich danych początkowych) zostały obliczone.

Praca została sfinansowana z Programu Wieloletniego ITP na lata 2011-2015 „Standaryzacja i monitoring przedsięwzięć środowiskowych, techniki rolniczej i rozwiązań infrastrukturalnych na rzecz bezpieczeństwa i zrównoważonego rozwoju rolnictwa i obszarów wiejskich” w ramach Działania 3.3 „Monitoring skuteczności funkcjonowania instalacji agroenergetycznych oraz efektywności energetycznego wykorzystywania surowców”.

Adres do korespondencji:

Instytut Technologiczno-Przyrodniczy

ul. Rakowiecka 32, 02-532 Warszawa

tel. 22 542 11 00

marek.hryniewicz@wp.pl

Załącznik 1

Prezentacje podczas XI Konferencji pt.

**„Odnawialne źródła energii obecnie
i w nowej perspektywie po 2013 roku”**



Doświadczenia firmy PGNiG TERMIKA w kontraktacji plantacji wierzby energetycznej

Propozycja kontraktacji dla rolników.

Warszawa, 10.2012



Współspalanie biomasy w PGNiG (EC Żerań, EC Siekierki)

- W 2007 roku uruchomiono instalację do współspalania biomasy z węglem w Elektrociepłowni Żerań (zrębki, pelety, formy luzem)
- W latach 2009 i 2010 zostały zrealizowane:
 - rozbudowa instalacji EC Żerań < 100 tys. ton, zrębki, pelet, formy luzem ($8 \leq P \leq 45$ mm)
 - budowa instalacji EC Siekierki < 70 tys. ton pelet $\varnothing 6,8,10 \pm 1$ mm
- Przetargi coroczne, Zakupy SPOT, *Umowy wieloletnie*, min. partia 400ton w 1 miesiąc

EC Żerań w kotłach OFz 450



Źródło: PGNiG TERMIKA Rok 2009 (Instalacja w rozruchu)

EC Siekierki w kotłach OP

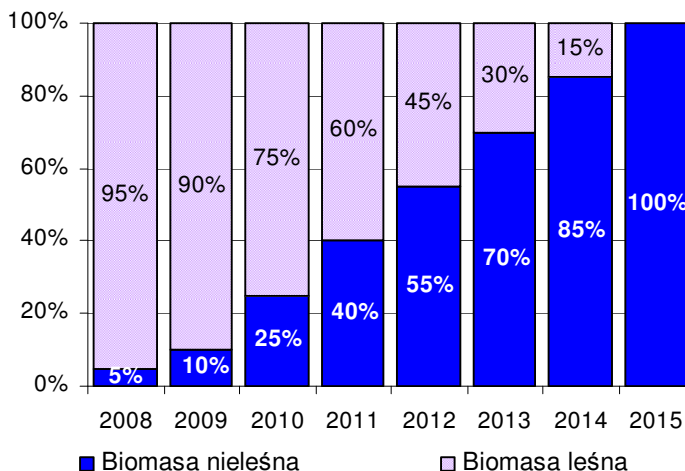


Źródło: PGNiG TERMIKA 11.2009 (Instalacja w budowie)



Regulacje prawne współspalania biomasy dla energetyki zawodowej

- Ograniczenie spalania biomasy pochodzenia leśnego w energetyce w celu ochrony zasobów leśnych oraz innych gałęzi przemysłu drzewnego
- Konieczność zwiększenia wykorzystania **biomasy nieleśnej**: z rolnictwa (słoma), **rośliny energetyczne** (wierzba, topola, miskant), odpady z przemysłu przetwarzającego produkty rolne



Współspalanie biomasy z węglem (EC Siekierki i EC Żerań)



Zakupy biomasy z plantacji od 2007r.

- Dotychczas zakup <4000 ton (EC Żerań), <250km w latach 2007-2011
 - Do roku 2009 - małe zainteresowanie dostawami, rozdrobnienie pól, nieudane zbiory
 - Plantacje w różnych koncepcjach (>30 tys./ha, brak międzyrzędzia, zbiór ręczny, topienie kombajnów/ciągników) → ? Efektywność
- Z reguły **Umowa Dostawy** na min.300ton pojedynczej dostawy w 1 miesiąc

Plantacja gęsta



Źródło: PGNING TERMIKA, Wizytacja producenta 01.2010

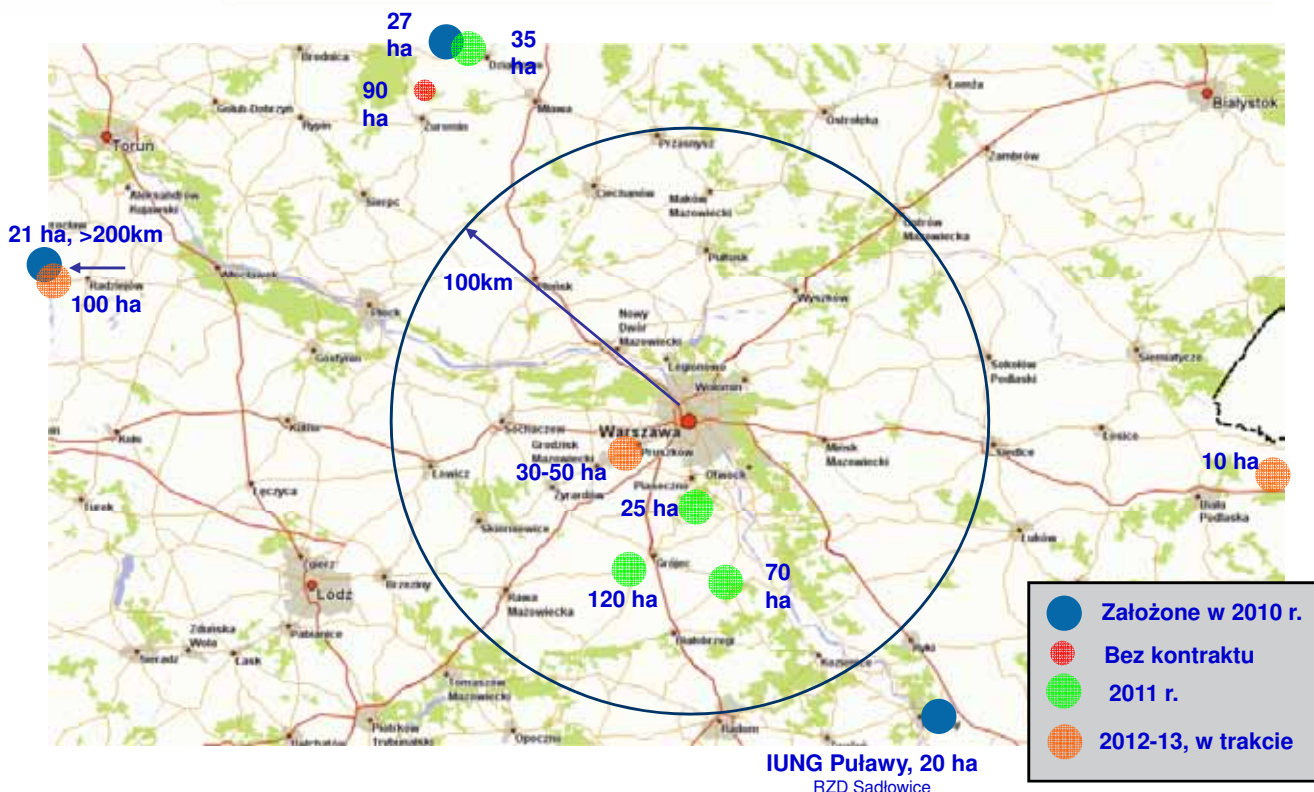
Plantacja do 15.000 szt./ha



Źródło: PGNING TERMIKA, Monitoring zakontraktowanej plantacji w 07.2011



Lokalizacja plantacji, Umowy 2010-13



Kryteria wyboru – na rzecz wysokich plonów, oczekiwanych przychodów

- Odległość od Warszawy <200km
- Ziemia w dobrej kulturze rolnej (grunty rolne, ugory)
- Klasa ziemi z wyłączeniem najlepszej i najgorszej (IIIb – V), VI w przypadku pozytywnych badań
- Plantacja powyżej 15-20 ha, z dogodnymi dojazdami na operowanie ciężkim sprzętem
- Pozytywne wyniki badań pod kątem przydatności do hodowli wierzby i określenia niezbędnych do wykonania zabiegów na rzecz dobrego plonowania
(zwykle pokrywamy koszty badań, ekspertyz)
- Bierzymy pod uwagę Zasady produkcji zrównoważonej (Art17 Dyrektywy 2009/WE/28)

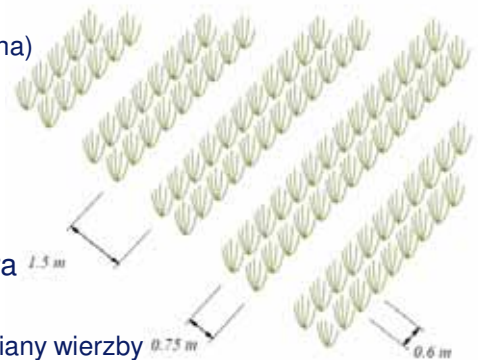


Foto: PGNIG TERMIKA 06.2009 Plantacja badawcza IUNG-PIB Puławy



Umowa kontraktacji dla rolników

- Długoterminowa umowa kontraktacji na 15-17 lat (odpowiednio 5 zbiorów)
- Dofinansowanie założenia plantacji
 - 1. Pokrywamy koszty sadzonek i nasadzeń
 - 2. Dofinansowanie dla Rolnika: (2 raty po ~1200 PLN/ha)
- Pokrycie kosztów zbioru z rozdrobnieniem **w oparciu o umowę z Operatorem**
- Gwarancja odbioru całej wyprodukowanej biomasy
- Wykonanie nasadzeń; zbioru biomasy przez Operatora
 - 13.000 – 14.000 sadzonek/ha (dwurzędzie co 150cm)
 - Sprawdzone, zarejestrowane w COBORU/CPVO odmiany wierzby
 - 5 zbiorów (co 3-4 lata, dopuszczane co 2gi rok)
 - Zbiór wierzby zmechanizowany (zrębki L<35mm)
- Ustalona w zależności od odległości transportu stała cena biomasy PLN/GJ (zł/t) indeksowana wskaźnikiem inflacji corocznie w okresie 17 lat, zapewniająca opłacalność



Rola Operatora plantacji

- Licencjonowane, wysokiej jakości sadzonki, zarejestrowanych odmian
- Produkcja sadzonek, skład w chłodni -4°C
- Efektywne sadzenie sadzarkami (0,5 - 1 ha/godź.)
- Maszynowy zbiór biomasy (z jednoczesnym zrębkowaniem lub 2-etapowy)
- Nadzór prowadzenia plantacji



Źródło: PGNING TERMIKA, Certyfikat dla Plantacji 20ha z 07.2010



Rola właściciela gruntu (Producenta)

- Przygotowanie (uprawa gruntu jesienna, uprawa wiosenna)
- Pielęgnacja plantacji:
 - zastosowanie herbicydów, likwidacja chwastów mechaniczna
 - Nawożenie *N, P, K, Mg*, wapnowanie o ile niezbędne
 - pokos pielęgnacyjny (okres 1'szej zimy)
- Transport polowy i transport drogowy do elektrociepłowni



Źródło: PGNiG TERMIKA SA, Przygotowanie gruntów do nasadzeń 04.2010



Przechowanie w chłodni (-4°C)

- Sadzonki 180-230cm w kartonach (ok. 2ha)
- Przechowanie w chłodni, lekko zmrożone (styczeń/luty – kwiecień/maj)
- Odpowiednia wilgotność do startu wegetacji
- Transport 1-2 dni przed sadzeniem, skład w zacienionym miejscu

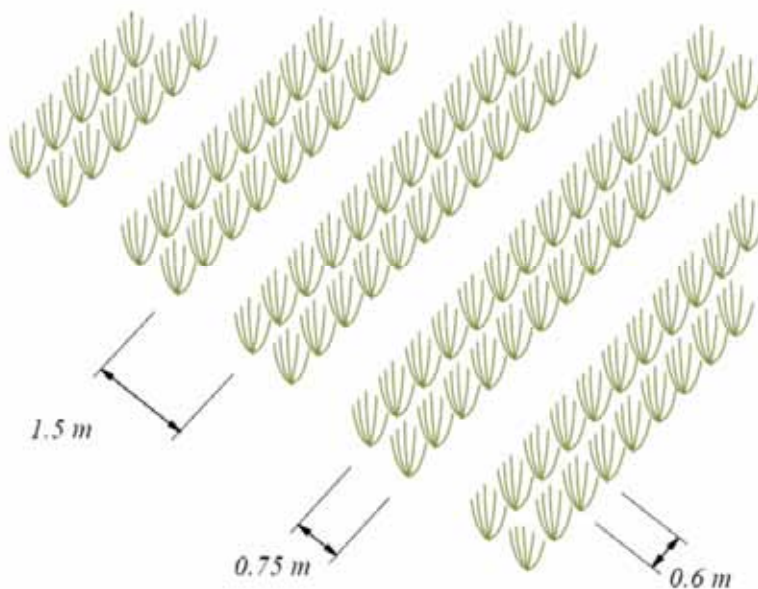


Źródło: PGNiG TERMIKA, 2010 Przechowanie sadzonek w chłodni.



Agrotechnika, sadzenie mechaniczne

- 2-rzędowy system, obsada 13.000 – 14.000 szt./ha, **150cm x 75cm x 150cm**
- Umożliwia przejazdy ciągnikiem (opryski, przejazd pielnikiem, nawożenie w 1-2 roku)
- Umożliwia zbiór zmechanizowany (sieczkarniami, specjalistycznymi prasami)



Agrotechnika, sadzenie mechaniczne

- W praktyce wydajność sadzenia 0,5 – 1ha / godz.
- 4-5 osób obsady
- 20ha plantację obsadzano w 2 dni robocze



Źródło: PGNiG TERMIKA, 04.2011 Nasadzenia zakontraktowanej plantacji.



Agrotechnika, sadzenie mechaniczne



Źródło: PGNiG TERMIKA, 04.2010 Nasadzenia zakontraktowanej plantacji.



Źródło: PGNiG TERMIKA, 05.2009



Agrotechnika stosowanie herbicydów, nawożenie



- **Herbicydy selektywne:** na 1-liścienne, perz (Agil, Leopard, Targa), 2-liścienne (Lontrel, Cliophar, Galera)
- **Herbicydy doglebowe:** 1-5 dni od sadzenia zalecane (o składzie chemicznym odpowiednio do występujących chwastów na działce)
- Belka herbicydowa w międzyrzędziu nie opryskując roślin wierzby (*np. glifosat*)

- Nawożenie 1 w roku (N 30kg/ha, 10-20 kg P₂O₅ 20-40 kg K₂O)
- **Nawożenie od 2 roku**
 - 80-100 kg N/ha (2 raty w sezonie, jeśli możliwy przejazd)
 - 100 kg K₂O oraz 30 kg P₂O₅ (P mniejsze znaczenie → badania wykazały niski wpływ na plon)
- Alternatywnie (osad ściekowy, 4 t suchej.m./ha po zbiorach)



Agrotechnika, – likwidacja chwastów

A. Plantacja ze stosowaniem herbicydów doglebowych - *pozytywne efekty*



30.06.2011



9ty tydzień

B. Plantacja z mechanicznym pieleniem - *pozytywne efekty*



Pielenie 15.06, 7y tydzień



10.08, 14ty tydzień



Agrotechnika - pielenie, likwidacja chwastów

- W praktyce wydajność pielenia pielnikiem aktywnym 5-10ha / 1 dzień roboczy
- Ciągnik 60-80kM, prędkość <5 km/h, Uwaga na kamienie!



Źródło: PGNIG TERMIKA, 06.2011 Pielenie aby zniszczyć chwasty między rzędami.



Efekty stosowania herbicydów (dobrze wstrzymane chwasty)



Fot. Plantacja w 2gim roku, po pokosie i oprysku - *pozytywne efekty*

- **Herbicydy selektywne:**
 - na 1-liścienne, perz (Agil, Leopard, Targa)
 - 2-liścienne (Lontrel, Cliophar, Galera)



Agrotechnika – pokos po 1 sezonie

- Pokos wykonywany **po 1szym sezonie** pod koniec zimy **15lutego – 15marca**
- Ma na celu mocne ukorzenie wierzby, uzyskanie kilku kłączy z karpą na początku 2-giego sezonu wegetacyjnego



Źródło: PGNiG TERMIKA 03.2010 (Pokos pielęgnacyjny plantacji 20ha Puławy)



Agrotechnika – zbiór plantacji

- Zbiór jednoetapowy kombajnem-sieczkarnią z przystawką do zbioru wierzby z jednoczesnym zrębkowaniem
- Skład polowy, lub w gospodarstwie (wolnej powierzchni)



Źródło: PGNIG TERMIKA '2007 Pld. Szwecja, zbiory plantacji



Agrotechnika – testy prasy do plantacji

- Obserwujemy nowe technologie i rozwiązania zbioru wierzby z Plantacji
- Bierzemy udział w próbach i testach



Źródło: PGNIG TERMIKA '2010 (okolice Olsztyna, okolice Poznania)



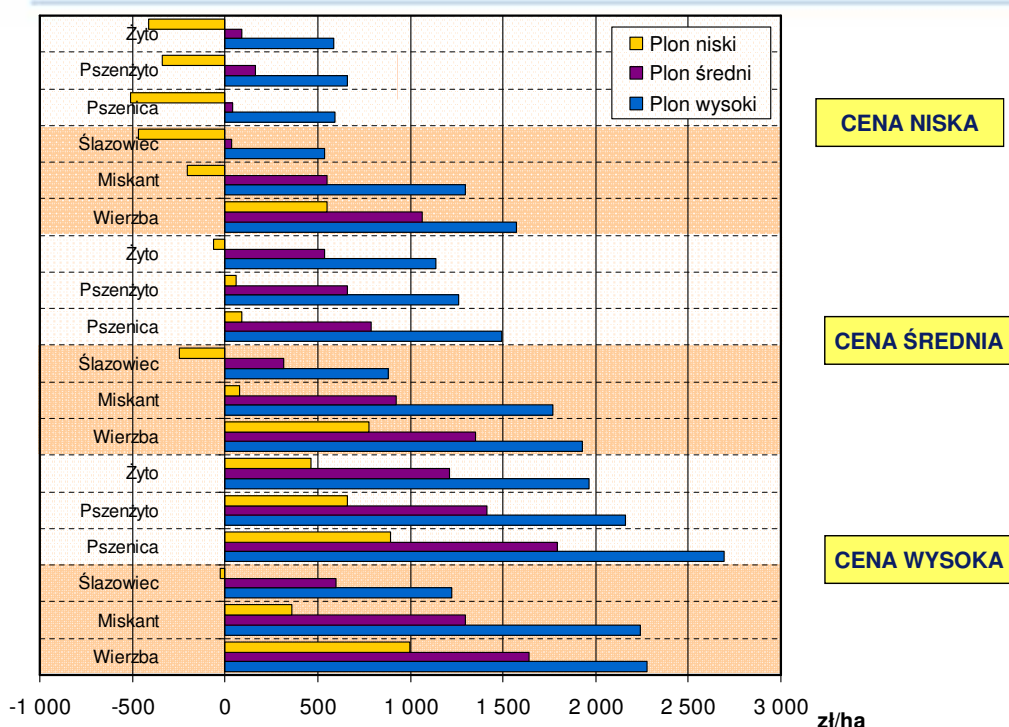
Założenia ekonomiczne kontraktacji

- **Warunki ekonomiczne**, Plan upraw: 17 lat, 5 zbiorów co 3 lata
 - Producent otrzymuje: 2400zł/ha (II raty) na przygotowanie gruntów, pielęgnację plantacji z nawożeniem w 1-2 roku
 - Pokrywamy koszty: sadzonek i nasadzenia, maszynę do zbioru
 - Cena biomasy **16-17 zł/GJ** (140 -160 zł/t) **9GJ/tonę** dla plantacji 40-150km
 - Cena indeksowana inflacyjnie (około 2,5% rocznie)

- **Dopłaty**
 - JPO przychodem Producenta przez okres umowy, 710 PLN/ha w 2011r.
- **Średnioroczny plon: 20 ton m.masy na hektar**
 - 48 ton m.masy zbiór 1, po 4 roku (wliczając pokos w 1 roku)
 - 60 ton m.masy zbiory nr. 2,3,4,5 (co 3 lata)



Porównanie opłacalności produkcji we współpracy z Instytutem IUNiG PIB-Puławy



Poradnik na stronie: www.termika.pgnig.pl/biomasa



IUNG Puławy 20ha, nasadzenia w 04.2010, okresowo podtopiona

21.06.2010 Zawodnienie do 6 tygodni w czerwcu 2010



Plantacja w dniu 27.05.2011, po pokosie pielęgnacyjnym w marcu



Foto: PGNIG TERMIKA, Plantacja Puławy



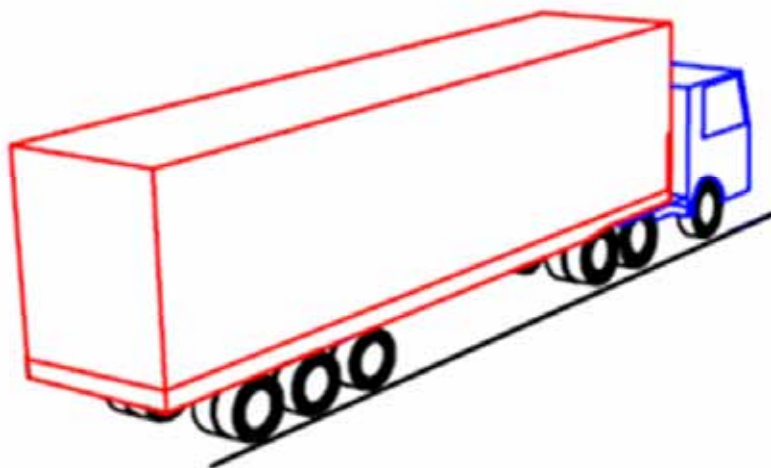
Transport do elektrociepłowni

Biomasa w postaci zrębków

Wilgotność

80-90 m³ zrębki (25 - 50 mm)
300-350 kg mokrej masy na 1 m³

50%	15%
22-25 t	13,2 t



Samochód 80-90m³ masy netto dostawy, typu ruchoma podłoga, rozładunek 15-30 minut



Transport do elektrociepłowni



Samochód 80-90m³ (22-25 ton) masy netto dostawy, typu ruchoma podłoga, rozładunek 15-30 minut



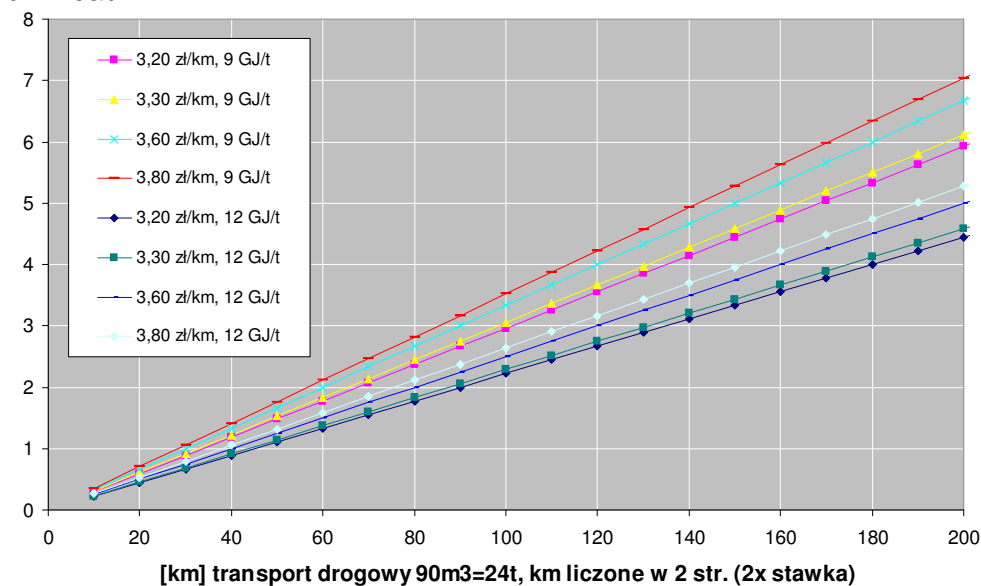
Źródło: PGNiG TERMIKA '2008-2009 (Rozładunki i usypywanie biomasy drzewnej w EC Żerań)



Koszty transportu zrębków

- Można ew. obniżyć, gdy istnieje opcja transportu powrotnego
- Zakładamy 3,60zł/km, 24tony m.masy w 1 transporcie 90m³
 - dla 60km <2 zł/GJ, dla 150km 5zł/GJ

zł/GJ zrębków
9 - 12 GJ/t





IUNG Puławy 20ha, wzrost do 08.2011

- Bardzo dobre wzrosty do 300-350cm, wzorowe prowadzenie Producenta

27.07.2011



Foto: PGNIG TERMIKA, Plantacja Puławy



Buszkówiec 20ha (>200km), 04.2010

- Dobra, sukcesywna pielęgnacja (odchwaszczenie) przez Producenta

01.07.2010



27.07.2011





k. Grójca, 60ha, sadzenie w 05.2011

- Czynniki sukcesu: Przygotowanie **gruntu b.dobre**, zastosowanie herbicydów, mineralne podłoże, poziom wód gruntowych



08.06 (20cm)



30.06 (60cm)



25.10, koniec wegetacji
>300cm



PGNiG TERMIKA zaprasza na Mazowieckie plantacje

Zapraszamy na zakontraktowane Plantacje:

1. Instytut IUNG Puławy Sadłowice, 20ha
 2. Okolice Piaseczna, 25ha
 3. Okolice Grójca, 60ha
- itd.





The screenshot shows the PGNiG TERMIKA website with a navigation menu at the top: O FIRMIE | CIEPŁO SIECIOWE | BIOMASA | CSR. The main content area features a news article titled "Kontraktacja plantacji wierzby energetycznej". The article text includes: "Przedstawiamy producentom rośliny, właścicielom gruntów i przedsiębiorstwom posiadającym gospodarstwa w rejonach województwa Mazowieckiego. Mamy do zaoferowania 200 ha do wierzby: zainteresowanych współpracę z naszą firmą. Proponujemy wieloletnie umowy kontraktacji plantacji wierzby energetycznej (gat. Salix viminalis L.) i dostaw biomasy z plantacji z udziałem finansowym PGNiG TERMIKA w zakresie plantacji oraz organizacją zbiorników na plantacjach. Proponujemy: - Wieloletnie umowy kontraktacji produkcji i dostaw biomasy z plantacji wierzby (umowy do 20 lat) - Umowy dostawę granulki rośliny lub miodużół w dotychczasowym stanie pod zakładem plantacji (Umowy trwałe do 20 lat). Dotyczy nasazonych plantacji wierzby wiolowej są realizowane pod wykończonymi sadzonkami kilku odmian wierzby hodowców szwedzkich (Salix viminalis L.) i nasazone w agrotechnice do 14 000 szt. sadzonek na ha w dwuczłonowym systemie z porzawką (75cm x 150 cm x 75 cm, 50cm odległość między sadzonkami w rzędzie). Osiągamy skuteczność udatności sadzonek, wzrostu plantacji powyżej 95% w stosunku do naszonych sadzonek. Zakłady agrotechniczne oraz roboty przyrodnicze mogą Państwo objąć na objętości umieszczonych w [skądinąd](#) [opisach](#). Zapraszamy do wizyty zainteresowanych plantacji, po uprzednim umówieniu wizyt i przedstawicielom PGNiG TERMIKA. Producentom biomasy z plantacji wierzby energetycznej zapewniamy pomoc: - w zacięciu plantacji - w zbiorze roślin - w dostawach biomasy do zakładów PGNiG TERMIKA w Warszawie. Wskazywane są zdjęcia lub propozycje: - koszt umowy kontraktacji (0,3 x ha); - Zakładów w 1 ha koszt umowy kontraktacji (253,7 x ha); - koszt umowy dostaw (102,8 x ha). Obejrzyj zdjęcia z plantacji Galeria zdjęć. At the bottom of the page, there is a navigation menu: O FIRMIE | CIEPŁO SIECIOWE | BIOMASA | CSR | KONTAKT | REALIZACJE | ZAMÓWIENIA I PORADY | PRACA.

Więcej informacji:
www.termika.pgnig.pl/biomasa

MAREK SZALAŃSKI

Tel.: (0) 22 587 44 02
 Kom: (0) 796 606 109
 Fax: (0) 22 587 44 30
marek.szalanski@termika.pgnig.pl
PGNiG TERMIKA S.A.
 03-216 Warszawa, Modlińska 15

MARCIN PISAREK

Tel.: (0) 22 587 44 14
 Kom: (0) 508 007 027
 Fax: (0) 22 587 44 30
marcin.pisarek@termika.pgnig.pl
PGNiG TERMIKA S.A.
 03-216 Warszawa, Modlińska 15

PAWEŁ MAŁYSKA

Tel.: (0) 22 587 44 13
 Kom: (0) 508 005 220
 Fax: (0) 22 587 44 30
pawel.malyska@termika.pgnig.pl
PGNiG TERMIKA S.A.
 03-216 Warszawa, Modlińska 15

listopad 2012r.
Bank Ochrony Środowiska

Doświadczenia i możliwości finansowania inwestycji związanych z Odnawialnymi Źródłami Energii

www.bosbank.pl

BOS
BANK

Finansowanie inwestycji – instrumenty bankowe

- **Dedykowane**
 - Kredyty preferencyjne
 - Kredyty we współpracy z innymi instytucjami finansowymi
 - Kredyty komercyjne ze środków banku
- **Uniwersalne**
 - Kredyty hipoteczne
 - Kredyty inwestycyjne

www.bosbank.pl

BOS
BANK

2

Finansowanie OZE przez BOŚ S.A.

(1991 – II kw. 2011)

	Liczba [szt.]	Kwota [tys. zł]
Kolektory słoneczne	3 341	86 567
Pompy ciepła	931	71 182
Kotły opalane biomasą	806	129 072
Małe elektrownie wodne	72	31 104
Elektrownie wiatrowe	71	731 573
Produkcja biopaliw	18	10 205
Biogaz	10	37 495
Inne	3	7 023
łącznie	5 252	1 104 221

www.bosbank.pl

BOŚ
BANK

3

Kredyty preferencyjne

Kredyty preferencyjne we współpracy z NFOŚiGW



- **Kredyty z dopłatami do oprocentowania NFOŚiGW**
 - Inwestor składa wnioski o dopłaty w NFOŚiGW
 - NFOŚiGW podejmuje decyzję
 - Wnioskodawca dokonuje wyboru banku z zachowaniem zasad Prawa zamówień publicznych i zawiera z wybranym bankiem umowę kredytu
 - Umowa kredytu stanowi załącznik do umowy dopłat zawieranej pomiędzy wnioskodawcą i NFOŚiGW

- **Dopłaty udzielane są na okres do 10 lat, na kwotę nie przekraczającą 15% wykorzystanej kwoty kredytu.**

www.bosbank.pl

BOŚ
BANK

5

Słoneczny EKO kredyt

Kredyt z dopłatą NFOŚiGW w ramach Programu priorytetowego pt. „Program dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji”



Dopłaty w wys. 45% na częściowe spłaty kapitału kredytów bankowych przeznaczonych na zakup i montaż kolektorów słonecznych dla osób fizycznych i wspólnot mieszkaniowych.

Adresaci kredytu:

- osoby fizyczne posiadające prawo do dysponowania budynkiem mieszkalnym lub budynkiem mieszkalnym w budowie
- wspólnoty mieszkaniowe instalujące kolektory słoneczne na własnych budynkach wielolokalowych

z wyłączeniem odbiorców ciepła z miejskiej sieci ciepłej do podgrzewania wody użytkowej

www.bosbank.pl

BOŚ
BANK

6

Kredyty preferencyjne we współpracy z WFOŚiGW



Mechanizmy:

- Kredyty ze środków Funduszu
- Dopłaty do oprocentowania
- Dopłata do kapitału

w ramach umów lub decyzji indywidualnych



 Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Toruniu

www.bosbank.pl

BOŚ
BANK

7

Kredyty preferencyjne we współpracy z WFOŚiGW

Przykłady lokalnych priorytetów – ochrona powietrza

- Eliminacja niskiej emisji
- Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii
- Termomodernizacja



Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej we Wrocławiu

Warunki kredytowe ustalane indywidualnie przez WFOŚiGW

- Przedmiot finansowania (lista zadań priorytetowych)
- Podmiot uprawniony do ubiegania się o finansowanie
- Kwota kredytu/pożyczki i jej udział w kosztach zadania
- Preferencje w zakresie oprocentowania
- Okres finansowania i okres karencji



WFOŚiGW



www.bosbank.pl

Kredyty we współpracy z zagranicznymi instytucjami finansowymi

Kredyty we współpracy z instytucjami zagranicznymi

- KfW 5 – Kredyt EkoOdnowa
 - Projekty o charakterze proekologicznym, dla mikro, małych i średnich prywatnych przedsiębiorstw
- KfW 6 – Kredyt z Klimatem
 - Programy: Modernizacji Kotłów i Efektywności Energetycznej w Budynkach, dla przedsiębiorstw, samorządów, spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych (budynki), osób fizycznych (budynki)
- Nordic Investment Bank (NIB)
 - Finansowanie przedsięwzięć proekologicznych, dla mikro-, małych, średnich i dużych przedsiębiorstw, spółdzielni mieszkaniowych, samorządów



Preferencje po stronie ceny i konstrukcji finansowania

- obniżone marże i prowizje w stosunku do standardowej oferty banku,
- możliwość skorzystania z 2-letniej karencji w spłacie kapitału.

www.bosbank.pl



10

Proekologiczne kredyty komercyjne

Kredyt z Dobrą Energią

Przedmiot kredytowania:

- Farmy wiatrowe
 - Biogazownie
 - Instalacje energetycznego wykorzystania biomasy
 - Elektrownie wodne
 - Panele/farmy fotowoltaiczne
 - Inne inwestycje w OZE
- oraz
- pokrycie zobowiązań podatkowych z tytułu podatku VAT związanego z Projektem
 - sfinansowanie zapotrzebowania na kapitał obrotowy Projektu



www.bosbank.pl

BOS
BANK

12

Kredyt z Dobrą Energią

▪ Kwota kredytu:

- do wysokości 80% kosztu netto inwestycji. W przypadku gdy jednym ze źródeł finansowania Projektu są środki dotacji UE, możliwe jest sfinansowanie kredytem do 90% kosztów netto inwestycji,

▪ Okres kredytowania:

- wynikający z pozytywnie zweryfikowanych przez Bank założeń biznes planu Projektu, lecz nie dłużej niż na 15 lat, przy czym okres kredytowania nie może przekroczyć okresu eksploatacji kredytowanego przedmiotu inwestycji

▪ Okres karencji:

- do 18 miesięcy lecz nie dłużej niż do czasu osiągnięcia przez Projekt pełnej zdolności produkcyjnej (okres karencji nie może wykraczać poza termin realizacji inwestycji potwierdzony uzyskaniem pozwolenia na użytkowanie z uwzględnieniem, w uzasadnionych przypadkach maksymalnie 6 miesięcznego okresu rozruchu).

www.bosbank.pl

BOS
BANK

13

Ekologiczny kredyt hipoteczny

Gdy dom jednorodzinny lub dom wielorodzinny, w którym znajduje się mieszkanie posiada:



- odnawialne źródło energii (OZE), jako źródło samodzielne lub pracujące w układzie biwalentnym), w postaci:
 - kolektorów słonecznych,
 - pomp ciepła,
 - ogniw fotowoltaicznych,**albo**
- instalację odzysku ciepła z wykorzystaniem rekuperatorów

Ekologiczny kredyt hipoteczny

lub:

- status budynku niskoenergochłonnego tj. posiadającego ważne świadectwo charakterystyki energetycznej (certyfikat energetyczny), z którego wynika że roczne zapotrzebowanie na energię końcową na cele ogrzewania i wentylacji nie jest większe niż 70 kWh/(m²rok)

lub:

status budynku pasywnego tj. takiego, dla którego wielkość energii końcowej niezbędnej do zaspokojenia potrzeb na cele ogrzewania i wentylacji, określona w świadectwie charakterystyki energetycznej, jest nie większa niż 15 kWh/(m²rok)

Ekologiczny kredyt hipoteczny

- Preferencje cenowe dotyczą obniżenia marży kredytu

Wysokość marży maleje wraz z poprawą efektywności wykorzystania energii w budynku (lokalu)



www.bosbank.pl

BOS
BANK

16

<http://www.bosbank.pl>

Magdalena Janiszewska-Gaczyńska

Główny Ekolog Centrum Korporacyjnego w Warszawie

tel. (22) 53-94-527 tel. kom. 515-111-716

magdalena.janiszewska-gaczynska@bosbank.pl

Grzegorz Połec

Doradca Korporacyjny ds. Średnich i Dużych Przedsiębiorstw

tel. (22) 53-94-518, tel. kom. 515-111-327

grzegorz.polec@bosbank.pl

Barbara Bernatek-Kozal

Doradca Klienta Detalicznego

tel. (22) 33-60-111, tel. kom. 515-111-722

barbara.bernatk-kozal@bosbank.pl

Kilka uwag o aktualnej strategii energetycznej Polski (i nie tylko Polski).

Płock 29.11.12

Karol Teliga
Polskie Towarzystwo Biomasy

601-298-748

teliga@op.pl

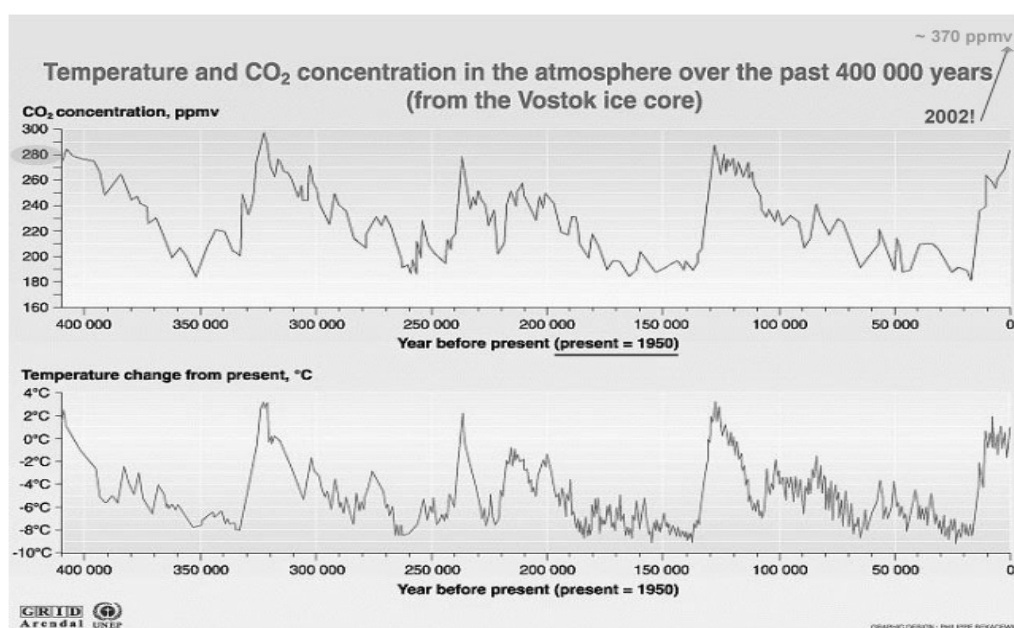
GRANICE WZROSTU. RAPORT KLUBU RZYMSKIEGO ROK 1972

Złoto	1981
Cynk	1990
Ropa naftowa	1992
Miedź	1993
Ołów	1993
Gaz ziemny	1992

197 stron, symulacje komputerowe, przemysłowcy, naukowcy, ekonomiści, ekolodzy, członkowie rządów z dwudziestu pięciu krajów.

EPOKA KAMIENNA SKOŃCZYŁA SIĘ NIE DLATEGO ŻE ZABRAKŁO KAMIENI

Temperatura i stężenia CO₂ w atmosferze Ziemi w ciągu ostatnich 400 000 lat określone na podstawie wiercenia lodu na Antarktydzie na stacji Wostok



Source: J.R. Petit, J. Jouzel, et al. Climate and atmospheric history of the past 420 000 years from the Vostok ice core in Antarctica, Nature 399 (3/June), pp 429-436, 1999.
(Note: 2002 information added to diagram)

1. Wzrost temperatury powoduje wzrost stężenia CO₂.
2. Wzrost stężenia CO₂ powoduje wzrost temperatury.
3. Istnieje czynnik lub zespół czynników, które powodują wzrost temperatury i stężenia CO₂.

„Aby opanować wyobraźnię publiczności, musimy składać uproszczone i dramatyczne oświadczenia i nie wspominać o naszych wątpliwościach.

Każdy musi znaleźć właściwą równowagę między skutecznością działania i uczciwością”.*

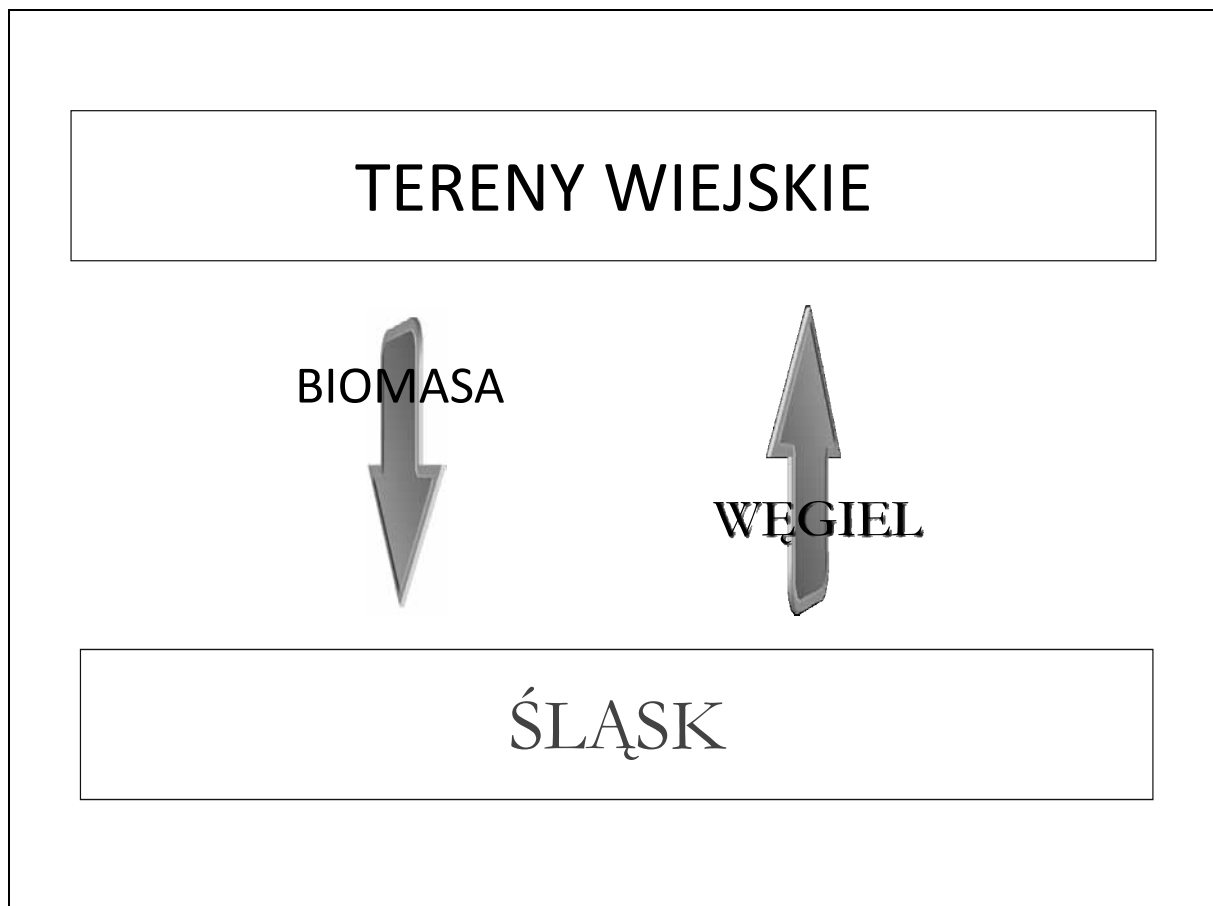
*Prof. Stephen Schneider, konferencja w Rio de Janeiro

Europa importuje rocznie około 150 mld m³ gazu z Rosji.

Gaz ten jest obciążony 30 mld³ gazu, który ucieka z tłoczni i rurociągów, nie licząc kopalń.

W przeliczeniu na CO₂ daje to 87 kg CO₂ na GJ zawartego w gazie, który dociera do Europy.

Zastosowanie biopaliw płynnych zwiększa w skali globalnej emisję gazów cieplarnianych o 60% w stosunku do paliw ropopochodnych.



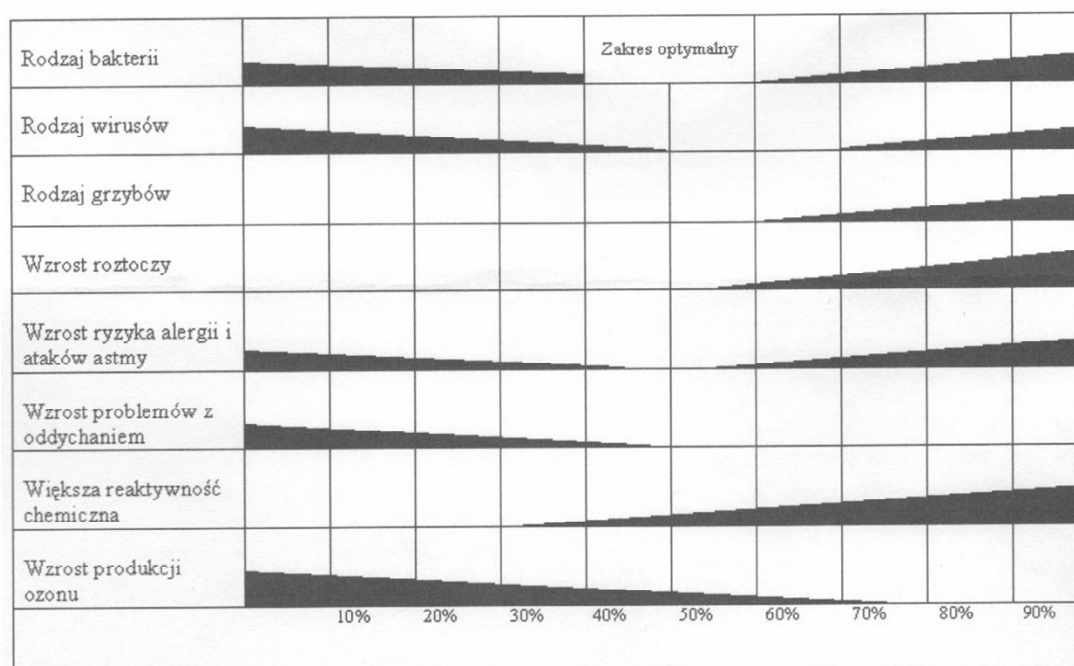
1 MWhe = 3 MWht

zielony certyfikat

Emisje z sektora komunalno-bytowego w procentach całkowitej emisji Polski [Źródło: KCIE]

Rodzaj substancji zanieczyszczającej	Udział emisji z sektora kom.-byt. W całkowitej emisji Polski (Źródło: KCIE)
CO ₂	9,2%
CO	52%
SO ₂	22%
NO _x	15%
Pył TSP	40%
Drobny Pył PM – 10	40%
Drobny Pył – 2,5	47%
Metale Ciężkie	65%
WWA	87%
Dioksyny	47%

Oddziaływanie poszczególnych czynników w zależności od wilgotności względnej powietrza w pomieszczeniach



DOM MA BYĆ SZCZELNY, ŻEBY CIEPŁO NIE
UCIEKAŁO

DOM MA BYĆ NIESZCZELNY, ŻEBY SIĘ
WIETRZYŁ I BYŁ ZDROWY

Dotacje nie powodują,
że inwestycja staje się opłacalna.

Zmieniają tylko płatnika
z inwestora na podatnika.

Kraj nie może długoterminowo,
w skali makro, dopłacać do produkcji
energii.

Prowadzi to do utraty
konkurencyjności.

Lepiej pozyskać energię z tanich
źródeł konwencjonalnych,
a oszczędności wydać na
rozwój nauki.

Dopłacanie do eksploatacji zbyt
drogich źródeł, w bilansie
wieloletnim, nie jest „ekologiczne”.

Amerykański Program SUNSHOT

Cel programu:

Do roku 2020 1 KWh z fotowoltaiki

6 centów

POMPY CIEPŁA

W Polsce do gniazdka dociera około 28% energii pierwotnej.

Nowoczesny kocioł węglowy do ogrzewania domu jednorodzinnego ma sprawność około 75%.

$$75\% : 28\% = \sim 2,7$$

Pompa ciepła produkuje w tym przypadku energię odnawialną od współczynnika 2,7

Jak uwolnić pieniądze z sektora energetycznego (bez szkody dla Kraju)

Rezygnacja z:

- Elektrowni atomowych
- Dużych farm wiatrowych
- Współspalania i spalania biomasy w wielkiej skali
- CCS
- Elektrowni gazowych pracujących w podstawie, spalających rosyjski gaz

Ograniczenie inwestycji w pompy ciepła

Wprowadzenie zasady:

1 MWhe = 3 MWht

W co zainwestować by otrzymać energię z pożytkiem dla kraju.

1. Elektrownie wodne
2. Utylizacja odpadów
 - komunalnych
 - przemysłowych
 - rolniczych
3. Elektrownie węglowe z biosekwestracją

$1000 \text{ MW} * 7500 \text{ h} = 7.500.000 \text{ MWh} * 0,9 \text{ T CO}_2 / 1 \text{ MWh} = 6.750.000 \text{ T CO}_2 / \text{rok} \approx 7 \text{ mln T CO}_2 / \text{rok}$

20 T/ha rocznie sekwestruje las

Sekwestrowanie 7 mln T CO₂ wymaga:

$7 \text{ mln T CO}_2 : 20 \text{ T CO}_2 / \text{ha} / \text{rok} = 350 \text{ 000 ha} = 3500 \text{ km}^2$

$350 \text{ 000 ha} * 6000 \text{ zł} / \text{ha} = 2.100.000.000 \approx 2 \text{ mld zł}$

KOSZT SEKWESTRACJI 7 MLN T CO₂ METODĄ CCS

$7 \text{ 000 000 T} * 30 \text{ €} / \text{T} = 210.000.000 \text{ €} = 840 \text{ 000 000 zł}$

$7 \text{ 000 000 T} * 40 \text{ €} / \text{T} = 280.000.000 \text{ €} = 1.120.000.000 \text{ zł}$

$7 \text{ 000 000 T} * 50 \text{ €} / \text{T} = 350.000.000 \text{ €} = 1.400.000.000 \text{ zł}$

Zakrzewienia śródpolne o szerokości 16 m

$0,016 \text{ km} * 1000 \text{ km} = 16 \text{ km}^2 \text{ na } 1000 \text{ km zakrzewień}$

Lista źródeł energii modnych w czasie ostatnich 20 lat

- Ogrzewanie gazowe
- Ogrzewanie olejowe
- Duże wiatraki
- Panele słoneczne
- Biogazownie
- Elektrownie atomowe
- Kogeneracja (rozproszona, poligeneracja, trigeneracja, wysokosprawna)

BIOGAZOWNIE

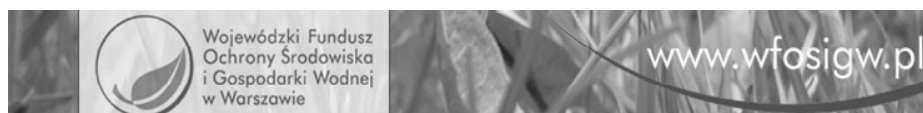
Urządzenie utylizacyjne, przy okazji
produkujące energię

Urządzenie ekologiczne jest to
takie
urządzenie, na które można dostać
dotację ekologiczną

Rozdysponowanie zasobów energetycznych i paliw na cele produkcji końcowych nośników energii w Polsce w 2005 roku
[według IEO EC BREC]

Nośnik energii	Procent energii pierwotnej
Energia elektryczna	41
Ciepło	41
Paliwa transportowe	18





Finansowanie odnawialnych źródeł energii przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie

Aldona Gawrońska
agawronska@wfosigw.pl

Poświętne 29.11.2012 r.



Podstawy prawne działania WFOŚiGW w W-wie:

- Ustawa Prawo Ochrony Środowiska
- Ustawa o finansach publicznych
- Zasady udzielania i umarzania pożyczek oraz udzielania dotacji ze środków WFOŚiGW w Warszawie
- Szczegółowe warunki dofinansowania zadań ze środków WFOŚiGW w Warszawie
- Strategia WFOŚiGW w Warszawie na lata 2009-2012



Rodzaje inwestycji OZE finansowane przez WFOŚiGW:

- kolektory słoneczne
- pompy ciepła
- fotowoltaika
- energetyka wiatrowa
- energetyka wodna
- biogazownie



Rodzaj beneficjentów:

- osoby fizyczne
- osoby prowadzące działalność gospodarczą
- przedsiębiorcy
- jednostki samorządu terytorialnego (jst)
- szkoły
- szpitale
- wspólnoty mieszkaniowe
- państwowe jednostki budżetowe (pjb)



Formy dofinansowania:

- Dotacja - w zależności od programu/konkursu do 45% kosztów kwalifikowanych zadania
- Pożyczka - do 100% kosztów kwalifikowanych zadania
- Dopłata do oprocentowania kredytów - w wysokości do 4% osoby fizyczne, przedsiębiorcy, osoby prowadzące gospodarstwa rolne, jednostki samorządu terytorialnego oraz inne podmioty, które mogą zaciągać zobowiązania we własnym imieniu.
- Częściowa spłata kredytów udzielonych przez Bank - do 30% tylko dla osób fizycznych i jednostek samorządu terytorialnego



Oprocentowanie pożyczek

Stale oprocentowanie 3,5 % w stosunku rocznym

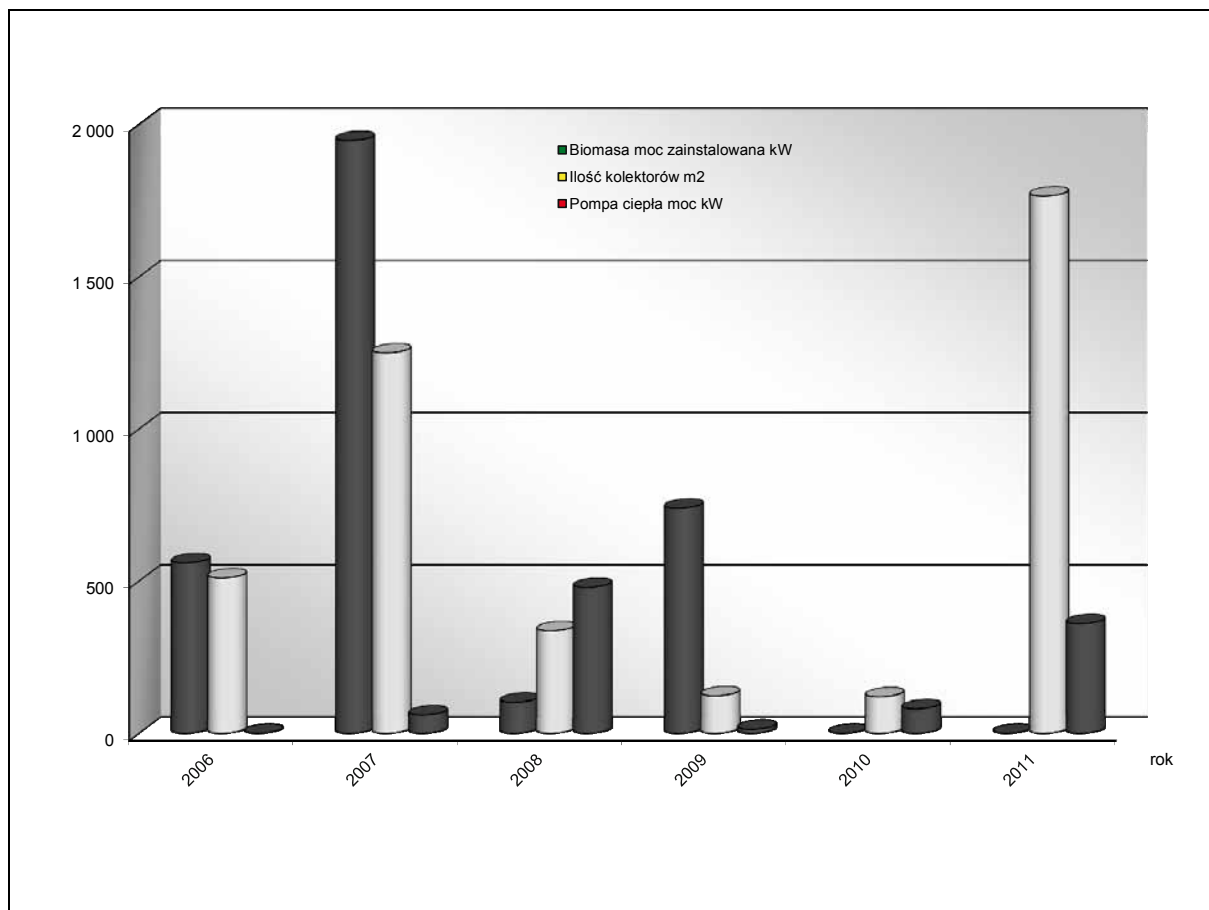
W indywidualnych przypadkach Zarząd może ustalić inne oprocentowanie pożyczek, biorąc pod uwagę wielkość efektu ekologicznego przewidzianego do osiągnięcia oraz efektywność ekonomiczną zadania. Ustalone oprocentowanie nie może być niższe niż 2 % w stosunku rocznym.

Stale oprocentowanie 2%

- dla gmin i jej jednostek organizacyjnych o wartości wskaźnika G określonego dla roku poprzedzającego rok zawarcia umowy pożyczki - nie większej niż 450

- dla powiatów i jego jednostek organizacyjnych o wartości wskaźnika P określonego dla roku poprzedzającego rok zawarcia umowy pożyczki - nie większej niż 65

- dla inwestycji realizowanych na obszarach stanowiących formy ochrony przyrody, zgodnie z ustawą z dnia 16 kwietnia 2004r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2009r. Nr 151 poz. 1220 z późn. zm.) oraz dla zadań z zakresu edukacji ekologicznej.



Konkursy i programy zrealizowane w ramach OZE w roku 2012 dla osób fizycznych:

- kolektory słoneczne
- pompy ciepła



Program pn. "Zakup i montaż kolektorów słonecznych"

Cel konkursu:

1. Propagowanie odnawialnych źródeł energii.
2. Upowszechnianie nowoczesnych technologii służących ograniczeniu niskiej emisji.

Typ beneficjenta: osoby fizyczne, wspólnoty mieszkaniowe, jst

Rodzaj dofinansowania: dotacja do 45% kosztów kwalifikowanych nie więcej niż 15.000. zł dla jednego beneficjenta w przypadku osób fizycznych i wspólnot mieszkaniowych





Realizacja programu pn. "Zakup i montaż kolektorów słonecznych" w roku 2012

- pozytywnie rozpatrzono 160 wniosków**
- łączna kwota dofinansowania 1.500.000 zł**
- łączna powierzchnia kolektorów 683 m²**



Konkurs pn. "Zakup i montaż pomp ciepła o mocy do 160 kW"

Cel konkursu:

1. Propagowanie odnawialnych źródeł energii.
2. Upowszechnianie nowoczesnych technologii służących ograniczeniu niskiej emisji.

Typ beneficjenta: osoby prawne i fizyczne

Rodzaj dofinansowania: dotacja do 40% kosztów kwalifikowanych nie więcej niż 200 tys. zł dla jednego beneficjenta



Wyniki konkursów pn. "Zakup i montaż pomp ciepła o mocy do 160 kW" w roku 2012

- **pozytywnie rozpatrzono 92 wnioski**
- **łączna kwota dofinansowania 3.355.798,07 zł**
- **moc zainstalowanych pomp 1.606,57 kW**



ROK 2013 ???

Obecnie trwają prace nad tworzeniem nowych oraz uszczegółowieniem starych konkursów i programów w zakresie OZE.

Uruchomienie nowych programów w dużym stopniu zależy od kształtu i terminu wejścia w życie Ustawy OZE.

Kalendarium naborów poszczególnych rodzajów wniosków zostanie zaktualizowane pod koniec grudnia 2012



Zakres inwestycji planowanych do wsparcia w 2013 r.

- kolektory słoneczne
- pompy ciepła
- fotowoltaika
- energetyka wiatrowa
- energetyka wodna
- biogazownie

Jak zostać zielonym milionerem

Anna Zielińska, Bank BGŻ S.A.

www.bgz.pl
Infolinia 0 801 123 456 / +48 22 530 71 00 z zagranicy i z tel. komórkowych
Opłata za połączenie według cennika operatora



Przygotowanie projektu

Właściwa ilość
substratu



www.bgz.pl



2

Przygotowanie projektu

Stabilność
dostaw



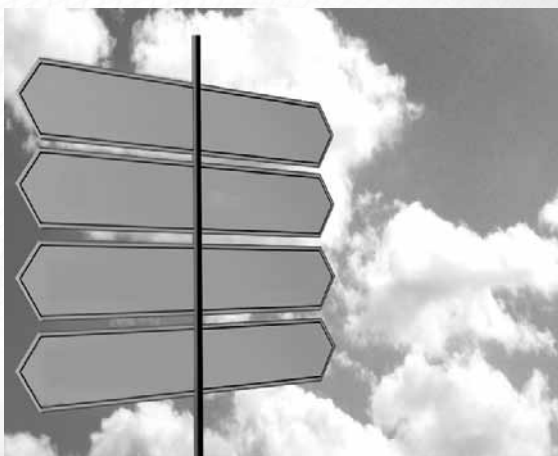
www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

3

Przygotowanie projektu

Tendencje
rynkowe



www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

4

Przygotowanie projektu

Logistyka



www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

5

Przygotowanie projektu

Dostęp do
substratu
niezależny od
innych czynników



www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

6

Przygotowanie projektu

Rezerwa



www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

7

Przygotowanie projektu

Sprawdzona
technologia



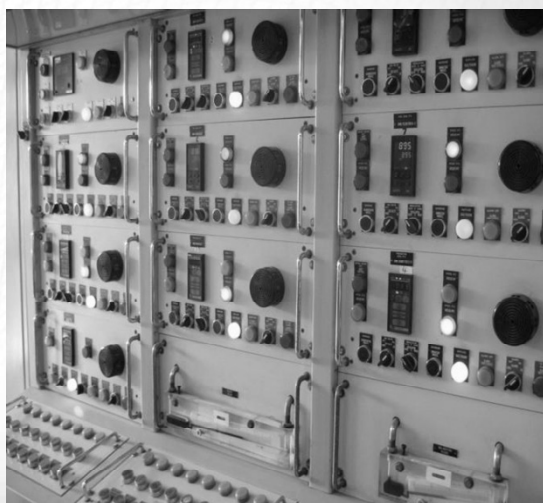
www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

8

Przygotowanie projektu

Zarządzanie i
monitoring



www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

9

Kalkulacje

Konserwatywne
szacunki



www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

10

Kalkulacje

Pewne źródła
przychodów



Kalkulacje

Konserwatywne
podejście do
„potencjalnych
możliwości”



Kalkulacje

Gwarancja odbioru



www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

13

Finansowanie OZE

Oferta BGŻ przeznaczona na finansowanie budowy elektrowni wiatrowych oraz instalacji do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej z biomasy i biogazu wraz z wyposażeniem.



www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

14

Oferta Banku BGŻ



Kredyty pomostowe –
BGŻ-Unia i Agro Unia



Kredyt inwestycyjny na
finansowanie inwestycji w OZE
– Zielona Energia

www.bgz.pl

Bank BGŻ

15

Kredyt Agro Unia/ BGŻ Unia

Kredyt na realizację inwestycji współfinansowanych z funduszy UE, realizowanych w ramach Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich 2007-2013 oraz Programów Operacyjnych

Główne korzyści:

- kredyt dostosowany do specyfiki działania sektora i zasad współfinansowania inwestycji w ramach m.in. **PROW 2007-2013; PO**
- **długi okres kredytowania** – do 15 lat;
- **niski wkład własny** – na poziomie 15% kosztów projektu (10% w przypadku korzystania z zaliczek na dofinansowanie);
- możliwość **karencji w spłacie kapitału**;
- swoboda w decydowaniu o **przeznaczeniu dotacji**;
- akceptacja dokumentacji składanej do **ARiMR, ARR i Urzędu Marszałkowskiego**;
- swoboda w wyborze waluty: **PLN, USD, EUR**;
- szeroki katalog możliwych zabezpieczeń, m.in. możliwość zabezpieczenia kredytu cesją z dofinansowania.



UDZIELAMY RÓWNIEŻ GWARANCJI NA WYPŁATĘ ZALICZEK

www.bgz.pl

Bank BGŻ

16

KREDYT ZIELONA ENERGIA

- ✓ na okres **do 15 lat**,
- ✓ w **PLN, USD lub EUR**,
- ✓ **Minimalna kwota kredytu 1 mln PLN** lub jej równowartość w USD lub EUR,
- ✓ **Udział środków własnych minimum 20% wartości nakładów**,
- ✓ **Karencja w spłacie kapitału – do 2 lat**,
- ✓ **Kredyt może zostać uruchomiony pod warunkiem przedstawienia przez kredytobiorcę promesy koncesji na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych wystawioną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki**,
- ✓ **wyłącznie nowe maszyny i urządzenia oraz instalacje technologiczne**,
- ✓ **Kredyt może zostać udzielony podmiotom prowadzącym działalność w zakresie wytwarzania paliw lub energii ze źródeł odnawialnych**,



www.bgz.pl

Bank **BGZ**

17

Wymagane dokumenty

Co należy do Banku dostarczyć przed/po uruchomieniu kredytu:

- Wymagane prawem pozwolenia i raporty
- Pomiary wietrzności – dla farm wiatrowych (problemy)
- Dokumenty statutowe Inwestora oraz dokumentacja finansowa
- Umowa na sprzedaż wytworzonej energii – *problemy*
- Umowa na sprzedaż „zielonych certyfikatów” – *problemy*
- Umowa z generalnym wykonawcą
- Umowa dostawy turbin / agregatu / pozostałych maszyn i urządzeń

www.bgz.pl

Bank **BGZ**

18

Wymagane dokumenty c.d.

Co należy do Banku dostarczyć przed/po uruchomieniu kredytu:

- Warunki przyłączenia do sieci / umowa przyłączeniowa
- Promesa koncesji na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych /
Koncesja wydana przez URE
- Warunki / zasady dostawy substratów do biogazowni
- Umowy zakupu nieruchomości / notarialna umowa dzierżawy – *przykładowe obostrzenia*
- Umowy ubezpieczeniowe
- Umowy na zarządzanie / monitoring
- Umowa wsparcia ze strony Sponsora (właściciela projektu) - opcjonalnie

www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

19

Warunki finansowe

Wkład własny:

- Wkład własny na poziomie nie mniejszym niż 20% (15% przy wsparciu unijnym) – można oczekiwać wyższych poziomów przy realizacji projektu przez spółkę celową (wyższe ryzyko Banku); ostateczny poziom zależy od indywidualnych uwarunkowań projektu

Kredyty walutowe:

- Dostępne, ale trudne do uzyskania; preferowana forma finansowania to PLN, ze względu na charakterystykę przychodów ze sprzedaży (farmy wiatrowe i biogazownie osiągać będą przychody w walucie krajowej)
- Dostępne instrumenty zabezpieczające ryzyko walutowe

www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

20

Warunki finansowe c.d.

Wysokość kredytu:

- ❑ Dla kredytu udzielanego na warunkach komercyjnych min. 1 mln PLN; dla kredytu pomostowego dla projektów unijnych brak min. kwoty
- ❑ Maksymalna kwota kredytu warunkowana jest wielkością projektu i zdolnością kredytową Inwestora


Okres kredytowania:

- ❑ Maksymalnie 15 lat (szczególnie istotne przy farmach wiatrowych), włączając 2-letnią karencję w spłacie kapitału

Formuła spłaty:

- ❑ Zastosowanie modelu „cash sweep”, ograniczenie wypłaty dywidendy

www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

21

Typowe zabezpieczenia

Struktura zabezpieczeń w projektach wiatrowych


• Udzielane przez Wspólnika/Sponsora

- ⇒ zastaw na udziałach SPV
- ⇒ poręczenie wykonania niektórych zobowiązań SPV
- ⇒ cesja praw np. z umów pożyczek wewnątrz grupy
- ⇒ podporządkowanie pożyczek

Udzielane przez SPV

- ⇒zabezpieczenie na prawach gruntu
- ⇒zastaw rejestrowy na przedsiębiorstwie
- ⇒zastaw finansowy i rejestrowy oraz pełnomocnictwa do rachunków bankowych SPV
- ⇒zastaw na częściach konstrukcyjnych farmy wiatrowej / biogazowni
- ⇒cesja praw z umów projektowych
- ⇒cesje praw z umów ubezpieczeniowych / gwarancji bankowych wystawionych na prace budowlane itp.
- ⇒opcjonalnie: zastaw na prawach ze świadectwa pochodzenia

www.bgz.pl

 Bank **BGZ**

22

Notatki:

Notatki:

Notatki: