

Kazimierz Górka

Katedra Polityki Przemysłowej i Ekologicznej

Opłacalność wykorzystania i rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce

1. Wprowadzenie

Energetyka stanowi węzłowy czynnik rozwoju gospodarki, decydujący o jakości życia obecnie i w przyszłości. W tej dziedzinie pojawiają się zagrożenia, które mogą przekształcić się w bariery ekologiczne rozwoju społeczno-gospodarczego, wynikające z dwóch przesłanek: niedoboru surowców energetycznych oraz emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw kopalnych. We wszystkich tych kwestiach dużą rolę mają odegrać odnawialne źródła energii, których dotychczasowy udział w bilansie paliwowo-energetycznym jest znikomy. Głównym powodem tej sytuacji okazuje się niska opłacalność lub nieopłacalność stosowania energii odnawialnej. Celem artykułu jest analiza możliwości zwiększenia ekonomicznej efektywności tej energii oraz ocena instrumentów stymulujących jej wykorzystanie.

2. Istota odnawialnych źródeł energii

Odnawialne źródła energii to takie, które nie wykorzystują paliw kopalnych, a więc surowców wyczerpywalnych. Ważną ich cechą jest zatem – praktycznie biorąc – niewyczerpywalność zasobów. Niekiedy nazywa się je także źródłami lub paliwami alternatywnymi bądź niekonwencjonalnymi, ale określenia te są mniej właściwe, gdyż na ogół uwzględniają m.in. energetykę atomową. Do podstawowych rodzajów energii odnawialnej zalicza się energię słoneczną, wiatrową, wodną, geotermalną oraz energię uzyskiwaną z organicznych surowców odnawialnych, czyli z biomasy (w tym biogaz wysypiskowy i z procesów oczyszczania ścieków). Pewną rolę odgrywają również takie źródła, jak pływy morskie oraz ciepło otoczenia (poprzez pompy ciepła). Co się tyczy energii spadku wód, niektórzy autorzy do nie-

konwencjonalnych źródeł odnawialnych zaliczają tylko energię małych cieków wodnych (z siłowni o mocy do 5MW), ale jest to zbyt duże uproszczenie.

Korzystanie z odnawialnych źródeł energii nie wyczerpuje zasobów paliw kopalnych oraz redukuje emisję zanieczyszczeń środowiska naturalnego niemal całkowicie. Przykładowo, zastąpienie węgla w produkcji 1 TWh energii elektrycznej przez energię wiatrową, słoneczną lub wodną zapobiega emisji następujących ilości zanieczyszczeń: 5,5 tys. t SO₂, 4,2 tys. t NO_x, 700 tys. t CO₂ oraz 49 tys. t pyłów i żużli. W wypadku spalania biomasy emisja dwutlenku węgla wynosi jedynie równowartość CO₂ zasymilowanego przez rośliny wykorzystane później jako paliwo. Tak więc zastosowanie energii odnawialnej jest niezwykle korzystne ze względów ekologicznych, a także sprzyja tworzeniu nowych miejsc pracy¹. Mankamentem energii odnawialnej jest nie tylko jej rozproszenie, ale także stosunkowo wysoki koszt produkcji. Koszty obsługi urządzeń solarnych, wiatrowych czy wodnych są wprawdzie minimalne, a wsad surowcowy nic nie kosztuje, ale instalacje te wymagają dużych nakładów inwestycyjnych. W rezultacie, przy relatywnie jeszcze niskich cenach energii konwencjonalnej, rachunek efektywności ekonomicznej inwestycji daje na ogół wynik negatywny. Dlatego, aby inwestycje te były opłacalne dla prywatnych lub komunalnych inwestorów, muszą być dotowane, co praktykuje się we wszystkich krajach rozwiniętych. Wyniki rachunku są korzystniejsze w odniesieniu do stosowania biomasy, zwłaszcza w wypadku dostępu do taniego paliwa organicznego.

3. Energia słoneczna

Energia słoneczna jest niewyczerpalna, ale charakteryzuje się małą koncentracją i nierytmicznym występowaniem – w Polsce średnio 1600 godz. rocznie w ilości 930–1160 kWh/m², z tego 70–80% w ciepłej połowie roku. W praktyce 1 m² kolektora słonecznego dostarcza do 400–600 kWh energii użytkowej/rok, co stanowi równowartość 100 kg węgla kamiennego. W Europie zainstalowano już 9 mln m² kolektorów, w tym w przeliczeniu na 1 mieszkańca najwięcej w Austrii 17,5 m², następnie w Grecji 15,5 m² i w Niemczech 5 m². Wielkości te szybko ulegają zwiększeniu, zwłaszcza w sektorze komunalnym. W Polsce jest niewiele ponad 20 tys. m² wodnych kolektorów słonecznych, a rocznie przybywa ich po ok. 2 tys. m². Prawie 2450 zainstalowanych kolektorów miało w 2000 r. niewielką moc 8 MW.

W ogniwach fotowoltaicznych można produkować energię elektryczną, ale ze względu na bardzo wysokie nakłady inwestycyjne ich wykorzystanie w Polsce raczej nie jest brane pod uwagę. Zastosowanie znajdują płaskie kolektory cieczowe lub powietrzne do podgrzewania wody użytkowej w gospodarstwach domowych i rolnych oraz w obiektach komunalnych. Szacuje się, że energia słoneczna może pokryć 60% zapotrzebowania na tego rodzaju ciepło. Szczególnie opłacalne jest

¹ J. Bogdanienko, *Odnawialne źródła energii*, PWN, Warszawa 1989; W. Lewandowski, *Proekologiczne źródła energii odnawialnej*, WNT, Warszawa 2000; *Niekonwencjonalne i odnawialne źródła energii w służbie człowieka*, J. Arent, W. Kowalczewski, S. Krauze (red.), Fundacja Zielonych „Ratujmy Ziemię”, Łódź 2002.

wykorzystanie energii słonecznej w postaci niskotemperaturowego czynnika grzewczego do suszenia produktów rolnych oraz podgrzewania powietrza i wody w pomieszczeniach produkcyjnych w rolnictwie.

Koszt zainstalowania kolektora słonecznego wynosi ok. 2–7 tys. zł/m². Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa w Warszawie ocenia, że większe inwestycje solarne są opłacalne pod warunkiem uzyskania przez inwestora dotacji w wysokości 30% kosztów budowy lub preferencyjnego kredytu na bardzo korzystnych warunkach. Promuje się instalowanie sposobem gospodarczym tańszych kolektorów służących do podgrzewania wody na cele gospodarcze². Są one już opłacalne, choć jeszcze mało rozpowszechnione. Otóż kolektory słoneczne do podgrzewania wody w gospodarstwach domowych zmniejszają jej koszt aż o 60–70%, a zwrot stosunkowo wysokich nakładów inwestycyjnych sięga 6–7 lat, ale w sytuacji korzystania z większej ilości ciepłej wody okres ten skraca się do 4 lat i mniej. Ten ostatni wskaźnik świadczy już o opłacalności wykorzystania energii słonecznej w gospodarstwach domowych, pensjonatach i domach wczasowych, jak również w gospodarce komunalnej. W propagowaniu tego źródła energii dużą rolę powinny odegrać samorządy gminne.

Próby wytwarzania prostych urządzeń solarnych na większą skalę podejmowano już 10–20 lat temu, m.in. w Zakładzie Energetycznym w Zamościu oraz w innych przedsiębiorstwach, np. w Bielsku-Białej, ale bez większego powodzenia z powodu niewielkiego zainteresowania potencjalnych odbiorców. W ostatnich latach sytuacja zmienia się jednak na korzyść. Liczącym się producentem jest obecnie Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „Rapid” w Białej Podlaskiej, które we współpracy z dwoma innymi przedsiębiorstwami projektowo-usługowymi wytwarza i montuje systemy grzewcze wykorzystujące odnawialne źródła energii, w tym kolektory słoneczne.

4. Energia wiatrowa

Na 2/3 powierzchni Polski – głównie na północy i wschodzie – średnia prędkość wiatru wynosi ponad 4 m/s, co pozwala na budowę elektrowni wiatrowych. Nie jest to tak korzystne jak w Danii czy Holandii, ale zbliżone do warunków w Niemczech, gdzie energetyka wiatrowa rozwija się dynamicznie (zainstalowano już elektrownie o mocy ponad 6100 MW). Zasoby energii wiatru są w Polsce istotne, gdyż mogą zapewnić produkcję ok. 13 mld kWh rocznie, tj. 10% obecnego zapotrzebowania na energię elektryczną. W 2000 r. czynnych było w Polsce 16 elektrowni wiatrowych o mocy 4,7 MW, a w 2002 r. już 40 elektrowni o mocy 16 MW. W 2003 r. 52 elektrownie wiatrowe osiągnęły moc 58 MW. W 2005 r. moc zainstalowana wyniesie ok. 200 MW (według zaleceń Unii Europejskiej powinno być 600 MW). W perspektywie do 2020 r. przewiduje się wzrost do 1600 MW.

² U. Wojciechowski, *Kolektor słoneczny – możliwości budowy metodą „zrób to sam”*, „Czysta Energia” 2002, nr 6.

Największe tzw. farmy wiatrowe występują na wybrzeżu Bałtyku. W Zagórzku Wolina pracuje 15 wiatraków o mocy 30 MW, produkujących do 70 tys. MWh energii elektrycznej/rok, w rejonie Darłowa moc wiatraków wynosi 11,6 MW (Borzowice 6x830 kW oraz Cisów 5x132 i 3x2000 kW), a w rejonie Pucka 1,3 MW (Swarzewo 2x600 kW i 95 kW). Na południu kraju zainstalowano m.in. w Ryrtrze i Zawoi po 1 turbinie 160 kW każda, produkcji fabryki „Nowomag” w Nowym Sączu. Niedługo powstaną duże farmy wiatrowe na Zalewie Szczecińskim, na górze Kamieńsk na zwałowisku Kopalni Węgla Brunatnego „Bełchatów” oraz w rejonie Suwałk i Sejna. Szczególnie na Pomorzu jest wielu chętnych inwestorów, pomimo że biznes ten nie przynosi jeszcze zysków (a ponadto sieć elektroenergetyczna jest wyjątkowo niedostosowana do przesyłania prądu na dużą odległość). Przykładowo, cena zbytu energii elektrycznej z elektrowni w Borzowicach pokrywająca spłaty kredytu, płace pracowników i minimalną marżę zysku powinna wynosić 0,32 zł/kWh, ale zakłady energetyczne kupują ją po 0,23 zł/kWh. Słusznie więc Forum Energetyki Wiatrowej postuluje wprowadzić wyższe ceny minimalne na energię elektryczną dostarczaną do sieci. Innym rozwiązaniem jest zastosowanie dotacji pokrywających 50% kosztów inwestycyjnych. Obecnie inwestorzy wprawdzie starają się o dotacje i preferencyjne pożyczki z funduszy ekologicznych, ale z różnym skutkiem.

Elektrownie wiatrowe zaleca się budować z dala od osiedli oraz na terenach wiejskich o rozproszonym budownictwie nie tylko ze względu na lokalne potrzeby, ale przede wszystkim z powodu hałasu i wibracji (choć ostatnio zwraca się uwagę, że opinie o tym zagrożeniu są przesadne). Pewne ograniczenia wynikają również z miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz względów ekologicznych (np. ochrony tras przelotu ptaków). Największe bariery tkwią jednak w przesłankach ekonomicznych i dlatego energia wiatrowa nie będzie najważniejsza wśród odnawialnych źródeł energii. Polskie Sieci Energetyczne stosują – jak monopolista – ograniczenia w zakupie energii z elektrowni wiatrowych, a Urząd Regulacji Energetyki (URE) nie tylko to toleruje, ale 1 VII 2002 r. wprowadził dodatkowy warunek planowania produkcji energii elektrycznej wiatrowej i wodnej z wyprzedzeniem 48-godzinnym, co jest niemal niemożliwe dla tego typu obiektów. Wbrew rządowej „Strategii rozwoju energetyki odnawialnej”, URE otwarcie popiera lobby węglowe – posługując się argumentem tańszych dostaw – twierdząc, że najpierw trzeba uporać się z nadwyżkami energii z elektrowni konwencjonalnych, a nawet rozważyć budowę elektrowni cieplnej „Bełchatów II”. Przystąpienie do Unii Europejskiej powinno wpłynąć na zmianę tej polityki, gdyż będą obowiązywać wyższe wskaźniki udziału źródeł odnawialnych w zużyciu energii.

5. Energia wodna

Zasoby wodne są w Polsce niewielkie ze względu na nizinny charakter kraju oraz małe przepływy w rzekach, ale dobrze rozpoznane. Ich wykorzystanie energetyczne wynosi tylko 12%. Ze względu na niewystępowanie w hydroenergetyce efektów skali produkcji – w przeciwieństwie do energetyki cieplnej i większości

branż przemysłu – powszechne jest wyodrębnianie grupy małych elektrowni wodnych o mocy turbin do 5 MW, a także mikroelektrowni o mocy do 0,1 MW (100 kW). Małe elektrownie wodne mogą być równie efektywne jak duże hydroelektrownie o mocy ponad 100 MW, czy elektrownie ciepłone o mocy 2000–3000 MW, jakie stają się powszechne w Polsce. Zasoby małej hydroenergetyki wynoszą 1700 GWh/rok, w tym mikroenergetyki 500 GWh/rok. Warto dodać, że już szerokość cieku wodnego 1 m i głębokość 10–15 cm przed piętrzeniem umożliwia budowę elektrowni wodnej.

Siłownie wodne budowano na rzekach już od dawna, lecz w Polsce w latach 50. większość małych elektrowni wodnych (a także młynów, tartaków) unieruchomiono lub wręcz zlikwidowano w wyniku nacjonalizacji przemysłu i reformy rolnej oraz dominacji taniej (dotowanej) energii elektrycznej z elektrowni ciepłych. Z upływem czasu priorytetem w gospodarce wodnej stało się zaopatrzenie w wodę aglomeracji miejsko-przemysłowych, a także ochrona przeciwpowodziowa i ochrona środowiska. W latach 80. oprócz względów ekologicznych na pierwszy plan zaczęły wysuwać się znowu aspekty energetyczne, czego dowodem jest instalowanie turbin na istniejących już od dawna zbiornikach retencyjnych.

W 1939 r. funkcjonowało w Polsce co najmniej 6500 małych siłowni wodnych. W 1946 r., po zniszczeniach wojennych i przesunięciu granic, ich liczba pozostawała prawie taka sama, ale na skutek zmian ustrojowo-gospodarczych do 1980 r. przetrwało zaledwie 650 obiektów o mocy 80 MW. Większość z nich wymagała modernizacji, którą zaczęto podejmować już po 1970 r., ale nie uporano się z nią do dzisiaj. Obecnie pracuje 510 małych elektrowni wodnych o mocy 172 MW, wytwarzających 616 GWh energii elektrycznej rocznie. Spośród nich 400 obiektów to mikroelektrownie o łącznej mocy niespełna 40 MW. Skupione są one w Towarzystwie Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. Ponadto istnieje 400 piętrzeń wodnych, które można wykorzystać do uruchomienia turbin o mocy 120 MW. W sumie na ponad 900 stopniach wodnych jest lub można stosunkowo tanio zainstalować urządzenia o mocy 300 MW. Do 2010 r. przewiduje się odbudowę lub budowę nowych 1000 małych elektrowni o łącznej mocy 350 MW i wytwarzających 2 mld kWh energii elektrycznej rocznie. Oznacza to oszczędność ok. 700 tys. t węgla na rok.

W wypadku istnienia jazu czy zapory wodnej zainstalowanie turbiny nie jest kosztowne i budowa elektrowni zwraca się wtedy po 5–8 latach. Stanowi to taki okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jak w wypadku budowy zakładów przemysłu przetwórczego, z tym że bezinwestycyjny okres eksploatacji elektrowni wodnej jest o wiele dłuższy. Zatem opłacalność takich elektrowni jest oczywista. Zapory zaś i związane z tym obiekty hydrotechniczne są kapitałochłonne, a okres zwrotu sięga 15–30 lat, co hamuje budowę nowych zakładów. Dlatego pomoc państwa w realizacji większych inwestycji jest nieodzowna. W praktyce są to na ogół inwestycje sektora publicznego.

6. Energia geotermalna

Zasoby geotermalne, zawierające energię wnętrza Ziemi, występują prawie na 2/3 powierzchni kraju i liczą 6700 km³ ciepłych wód o temperaturze 30–120°C (najczęściej 70–85°C). Stanowią równowartość ok. 32 mld t paliwa umownego, czyli równowartość co najmniej 12% zasobów węgla w Polsce. Największe zasoby występują w tzw. pasie grudziądzko-warszawskim o powierzchni 70 tys. km² i objętości wód geotermalnych 3100 km³ oraz w pasie szczecińsko-łódzkim o powierzchni 67 tys. km² i zasobności 2850 km³, a także w pasach: karpackim (między Tatrami i Pieninami) i przedkarpackim 29 tys. km² i 465 km³ oraz sudecko-świętokrzyskim 39 tys. km² i 160 km³. Wody te mają na ogół niską temperaturę, nie przekraczającą 100°C i nie przewiduje się ich wykorzystania do produkcji energii elektrycznej. Mogą one służyć do celów grzewczych, chociaż niektóre z nich mają temperaturę niższą niż jest to konieczne w większości instalacji ciepłowniczych, więc wtedy są niezbędne urządzenia wspomagające.

Dotychczas uruchomiono 4 zakłady geotermalne o łącznej wydajności 22,6 MW (nie licząc wspierającego zużycia gazu ziemnego i oleju opałowego). Pierwszy powstał w Bańskiej k. Białego Dunajca o wydajności 60 m³/h, temperaturze 72°C i ciśnieniu 2,4 Mpa. Może on obsłużyć 15–18 tys. mieszkańców. Z ciepła tego skorzystało dotychczas tylko 1 tys. mieszkańców, ale ukończono już magistralę do Zakopanego. Następne zakłady wybudowano w Pyrzycach k. Szczecina, w Mszczonowie na Mazowszu oraz Uniejowie k. Koła w woj. łódzkim. Ten ostatni został oddany do użytku w 2001 r. i ma moc 3,2 MW. W okresach szczytów jest wspomagany dwoma kotłami olejowymi. Woda o temperaturze 68°C po oddaniu ciepła jest zwracana do odwiertu (podobnie jak w Bańskiej; w Mszczonowie woda może służyć także do spożycia). W przygotowaniu jest budowa 7 zakładów geotermalnych, a w nieodległej przyszłości kilkanaście następnych, m.in. w miejscowościach: Słomniki, Bukowina, Nowy Targ i Poronin w Małopolsce, Poddębice w woj. łódzkim, Wągrowiec w Wielkopolsce, Pułtusk na Mazowszu. Od 2005 r. z wód geotermalnych o temperaturze 70°C mają korzystać elektrociepłownie w Skierniewicach i Sochaczewie.

Nie licząc korzyści z likwidacji zanieczyszczeń powietrza atmosferycznego, zastosowanie energii geotermalnej jest efektywne, chociaż wskaźniki ekonomiczne nie są imponujące ze względu na konieczność ponoszenia dużych nakładów inwestycyjnych. W Bańskiej uzyskano początkowo niewielką obniżkę kosztów ogrzewania, ale po rozbudowie sieci ciepłowniczej i innych usprawnieniach koszty wyraźnie maleją. W Mszczonowie, gdzie nowym źródłem ciepła objęto 3,5 tys. mieszkańców (połowę ludności miasta), koszty ogrzewania zmniejszyły się o 15%. Zastosowanie energii geotermalnej należy zaliczyć do dziedzin rozwojowych, a styluluje je m.in. Polska Asocjacja Geotermalna³.

³ K. Grzegorzółka, J. Piński, *Gorący interes*, „Wprost” 2002, nr 30.

7. Energia z biomasy

Biomasę o znaczeniu gospodarczym tworzą odnawialne surowce organiczne pochodzenia roślinnego (rzadziej zwierzęcego), uzyskiwane dla celów niekonsumpcyjnych, takie jak: drewno, słoma, ziarna zbóż, ziemniaki, szybko rosnące rośliny energetyczne, metan ulatniający się z wysypisk odpadów i z procesów oczyszczania ścieków, odpady z produkcji rolnej, a także półprodukty w postaci melasy, skrobi, tłuszczów, olejów roślinnych itp. Paliwo z biomasy nabiera znaczenia ze względów ekonomicznych oraz ekologicznych, a ostatnio eksponuje się jego rolę w rozwoju rolnictwa. Otóż swego rodzaju nadprodukcja żywności i odłogowanie gruntów stwarza problemy z zatrudnieniem mieszkańców wsi, a podjęcie upraw dla celów energetycznych może pomóc w rozwiązaniu tych kwestii. Jest to nowe zjawisko w rolnictwie, które – oprócz korzyści – może przynieść negatywne skutki spowodowane monokulturą upraw. Z biomasy otrzymuje się paliwo zarówno w postaci stałej, jak również płynnej i gazowej. Paliwo stałe jest stosowane od dawna w piecach i kotłowniach, choć obecnie do upraw poszukuje się roślin o większej wartości opałowej i wyższej wydajności energetycznej przy przetwarzaniu na nośniki wtórne. Z kolei w transporcie oczekuje się szybkiego wzrostu produkcji biopaliwa płynnego.

Biomasę w formie paliwa stałego wykorzystuje się przez spalanie drewna i odpadów drzewnych, a ostatnio także słomy oraz specjalnie preparowanych brykietów. W kilkunastu krajach trwają próby zastosowania różnych gatunków drzew, takich jak: wierzba, olcha, brzoza, topola, platan, kasztanowiec, a także innych roślin, jak malwa pensylwańska, miskant (trzcina chińska, trawa słoniowa), rdest ostrokończysty i sachaliński, dające w sprzyjających warunkach do 20–30 t suchej masy/ha/rok. Wzrasta zainteresowanie wierzbą krzewiastą, czyli wiciową (*salix viminalis*), ze względu na odnawianie się z odrośli oraz wytrzymywanie ostrej zimy, choć ma ona duże wymagania co do gleby i wilgoci. W warunkach polskich z uprawy wierzby – nawadnianej i nawożonej – uzyskuje się 12–15 t drewna ha/rok, ścinać co 3 lata, co stanowi równoważnik 6–7 t węgla⁴.

W Polsce podjęto próby uprawy wierzby w kilku ośrodkach. W Marzęcinie k. Zielonej Góry w 2001 r. założono plantację o powierzchni 100 ha, przeznaczając zrębki wierzbowe jako dodatek do mialu węglowego. Stowarzyszenie „Bioenergia na rzecz Rozwoju Wsi” dąży do obsadzenia w woj. lubuskim aż 100 tys. ha. Z kolei w gminie Janów Śląski 50 rolników obsadziło 200 ha z przeznaczeniem zrębków dla uruchomionych w 2002 r. dwóch kotłów ciepłowni o mocy 370 i 500 kW. Następna plantacja powstaje w Nowej Dębie k. Tarnobrzega o powierzchni 200 ha, nawożonej osadami z miejskiej oczyszczalni ścieków. Warto dodać, że zakład przerobu drewna wierzbowego na brykiety kalkuluje się, gdy uprawa ma co najmniej 200 ha. W tym wypadku Ekofundusz dotuje przedsięwzięcie łącznie z moderni-

⁴ Z. Pałowski i inni, *Nowe rośliny uprawne na cele spożywcze, przemysłowe i jako odnawialne źródła energii*, SGGW, Warszawa 1996; W. Ciechanowicz, *Biopaliwa*, „Aura” 2002, nr 7; P. Kowalik, *Wielkonośne uprawy energetyczne*, „Czysta Energia” 2002, nr 6; E. Szot, *Zielony węgiel z wierzby*, „Rzeczpospolita” 2002, nr 146.

zacja kotłowni na biomase. Jeszcze większy projekt podejmuje elektrociepłownia w Tychach, która wykorzysta do opalania kotłów biopaliwo w ilości 20 tys. t/rok wytwarzane w gminie Radków w woj. świętokrzyskim na bazie plantacji wierzby energetycznej na obszarze 2 tys. ha. Granulat z biomasy ma być mieszany z węglem w proporcji 20:80. Wierzbowe zrębki i brykiety zaczynają stosować także elektrownie w Ostrołęce, Połańcu i Stalowej Woli.

Szacuje się, że w Polsce pracuje ok. 100 tys. kotłów małej i średniej mocy na drewno kawałkowe, 150 ciepłowni automatycznych na drewno (z kotłami o mocy ponad 500 kW) oraz 50 elektrociepłowni i ciepłowni na odpady z przemysłu drzewnego i papierniczego o łącznej mocy 6600 MW i produkcji 99 700 TJ ciepła według danych z 2000 r.

Drugim nowym, oprócz drewna wierzbowego, stałym paliwem odnawialnym jest słoma, która niemal nie zawiera siarki, a wielkość emisji tlenków azotu jest porównywalna jak w wypadku węgla. W Polsce pozyskuje się 29 mln t słomy rocznie, z tego na cele energetyczne można przeznaczyć 10 mln t, czyli równowartość 6–7 mln t węgla (4% krajowego zaopatrzenia). W północnej części kraju funkcjonują już 24 duże ciepłownie na słomę o łącznej mocy 40 MW oraz ok. 150 małych i średnich kotłów o mocy 15 MW, które w 2000 r. dostarczyły łącznie 400 TJ ciepła, tj. równowartość 0,5% ciepła z kotłowni opalanych drewnem.

Wartość opałowa (ciepło spalania) słomy i drewna w wysokości odpowiednio 14–15 oraz 17–19 MJ/kg jest niska w porównaniu z miałem węglowym i węglem kamiennym (21–30 MJ/kg), nie mówiąc o gazie ziemnym i oleju opałowym (38–43 MJ/kg), ale ze względu na ceny zakupu tych paliw proporcje kosztów produkcji jednostki ciepła układają się w odwrotnej kolejności. Najtańsze ciepło uzyskuje się ze słomy (7–8 zł/GJ), następnie z drewna wierzbowego (12,6–14 zł/GJ), miału węglowego (15–24 zł/GJ), węgla kamiennego (28–30 zł/GJ), oleju opałowego (40–50 zł/GJ). Duże zróżnicowanie kosztów i cen ciepła w ramach tych samych paliw jest spowodowane nie tylko rodzajem zastosowanych kotłów, ale przede wszystkim cenami zakupu pierwotnych nośników energii. Stąd, według danych Urzędu Regulacji Energetyki, ceny sprzedaży ciepła wytwarzanego z miału węglowego kształtowały się w 2002 r. od 21,10 zł/GJ w woj. małopolskim i 21,77 zł/GJ w woj. śląskim do 27,00 zł/GJ w woj. zachodniopomorskim, a ciepła z gazu ziemnego i metanu kopalnianego od 29,29 zł/GJ w woj. śląskim do 40,70 zł/GJ w woj. małopolskim, z oleju opałowego zaś od 32,25 zł/GJ w woj. świętokrzyskim i 41,77 zł/GJ w woj. kujawsko-pomorskim do 54,03 zł/GJ w woj. podkarpackim.

Ciepło uzyskane z drewna wierzbowego po koszcie 13–14 zł/GJ można sprzedać np. po 18 zł/GJ, co oznacza wysoką rentowność takiej produkcji. Cena tego ciepła byłaby zatem o 15–33% niższa niż cena ciepła wytwarzanego z miału węglowego, co jest zachęcające (w literaturze podaje się zwykle, że różnica ta będzie o wiele większa na korzyść ciepła pochodzącego z drewna, ale nie uwzględnia się postępu technicznego w energetyce węglowej). Wprawdzie równie korzystne lub lepsze wskaźniki uzyskuje się w wypadku węgla brunatnego, ale nie nadaje się on do transportu poza zagłębienie węglowe. Rachunek ekonomicznej efektywności in-

westycji niewiele zmieni te relacje, chociaż trzeba przyznać, że spalanie na większą skalę drewna, a zwłaszcza słomy, wymaga droższych kotłów. Wiele takich nowoczesnych urządzeń zainstalowano już w tartakach, fabrykach mebli, w kotłowniach na słomę. Te ostatnie są z reguły dotowane przez fundusze ekologiczne. Ekofundusz ogłosił konkurs na wykorzystanie biomasy, aby zachęcić potencjalnych inwestorów do wykorzystywania odnawialnych źródeł energii.

Z punktu widzenia rolnika podjęcie uprawy wierzby stwarza, przynajmniej potencjalnie, większe możliwości sprzedaży plonów. Wstępne kalkulacje wskazują, że dochód ze sprzedaży ściętej wierzby może sięgać 2260–2400 zł/ha. Dla porównania dochód z uprawy pszenicy wynosi ok. 2000 zł/ha, czyli 15% mniej. Zatem rysują się dobre perspektywy dla rozszerzenia arealu upraw tego gatunku wierzby.

Zastosowanie biomasy do wytwarzania paliw płynnych wiąże się z otrzymaniem takich produktów, jak:

- etanol (odwodniony alkohol etylowy C_2H_6O),
- metanol (alkohol metylowy CH_3OH),
- estry metylowe oleju roślinnego (biodiesel).

Etanol jest wytwarzany dla celów przemysłowych i spożywczych głównie przez destylowanie fermentowanego ziarna oraz ziemniaków i buraków cukrowych (melasy), ale w wyniku tego procesu otrzymuje się niewiele energii, dlatego poszukuje się wydajniejszych roślin. Zatem bioetanol jest to odwodniony spirytus w postaci czystej lub przetworzony jako eter ETBE, dodawany do paliw silnikowych (do etyliny).

W Polsce produkuje się ok. 110 mln l etanolu rocznie (równowartość przerobu 1,38 mln t ziemniaków lub 360 tys. t zboża bądź melasy), w tym 50 mln l etanolu dodawanego do benzyn. Spirytus bezwodny jako dodatek do benzyn wykorzystuje się od 1992 r. w wysokości 5%, gdyż silniki nie są dostosowane do większej ilości alkoholu. W USA wskaźnik ten wynosi 10%, w Brazylii 22% (ale z tendencją malejącą), a nawet stosuje się czysty etanol jako pełne paliwo, więc doświadczenia te wskazują, że udział ten można zwiększyć. Funkcjonują tylko trzy instalacje produkujące etanol w cenie do 3 zł/l, a więc jest on drogi. Firma Glimar w Gorlicach wytwarza bioetanol (alkohol etylowy) ze zboża, a ostatnio z kukurydzy i dodaje go do benzyn w ilości 4–5%. Okazuje się, że wyprodukowanie benzyny z ropy naftowej kosztuje 0,90 zł/l, a bioetanolu (w ilości 350 l/t kukurydzy) aż 2,20 zł. Jednak benzyna z dodatkiem bioetanolu nie jest droższa, gdyż z tego tytułu uzyskuje się upust na akcyzie w wysokości 91 zł/m³. W ten sposób państwo za pomocą ulg podatkowych stymuluje przedsięwzięcia z zakresu ochrony środowiska, a także wspiera gospodarkę rolną. Spirytus gorzelniany jest tani (1 zł/l), ale wymaga uzdatniania. Kielecka firma Inwex opracowała emulgatory w cenie 2,5 zł/l umożliwiające dodawanie spirytusu do benzyny oraz oleju rzepakowego do oleju napędowego (dieslowskiego), co ułatwia spalanie i zmniejsza toksyczność spalin. Emulgatory stosuje się w ilości 1–2%, ale jak dotąd jest na ten temat mało informacji. Bioetanol jest więc droższy od etyliny i stosuje się go tylko z powodów ekologicznych (oraz w celu podniesienia liczby oktanowej).

Metanol jest produkowany w dużych ilościach dla celów przemysłowych z gazu ziemnego (dawniej z węgla i gazu koksowniczego) poprzez katalityczną syntezę wodoru oraz tlenku i dwutlenku węgla. Tradycyjną metodą jest sucha destylacja drewna, neutralna wobec efektu cieplarnianego. Jako źródło odnawialne traktuje się głównie produkcję metanolu z biomasy poprzez gaz syntezowy ($H_2 + CO$). Metanol może być dodawany bezpośrednio do benzyn, służy także do produkcji dodatku do benzyn wysokooktanowych w postaci estru metylo-tert-butyloвого (MTBE), ale przede wszystkim oczekuje się, że znajdzie zastosowanie do otrzymania wodoru. Chodzi o zasilanie generatorów w postaci przenośnych niskotemperaturowych ogniw paliwowych w samochodach i innych pojazdach, przetwarzających metanol DMFC na wodór i energię elektryczną.

Wodór z elektrolizy metanolu lub z innych źródeł to paliwo przyszłości – wysokokaloryczne i przy spalaniu pozostawiające tylko parę wodną. Niestety, chociaż prowadzi się wiele prób, powszechne zastosowanie ogniw paliwowych jest jeszcze odległe i wymaga przełomu w motoryzacji, w tym zmian w dystrybucji paliw. Według prognoz optymistycznych w USA sprzedaż rynkowa pojazdów na wodór rozpocznie się w 2009 r.

Estry metylowe kwasów tłuszczowych, głównie z oleju rzepakowego, są obecnie szeroko stosowane w Europie Zachodniej. W krajach Unii Europejskiej wytwarza się ok. 2 mln t paliwa rzepakowego, najwięcej we Włoszech 550 tys. t, następnie we Francji, Niemczech i Belgii. W Polsce produkcja wynosi ok. 20 tys. t (przy plonach rzepaku 1–1,4 mln t, czyli 5–8% zbiorów na świecie). Ocenia się, że w kraju można wytwarzać do 2 mln t oleju rzepakowego i dodawać go do oleju napędowego w ilości nawet do 10%. Początki zastosowania oleju rzepakowego do silników dieselskich w ciągnikach rolniczych i autobusach miejskich miały miejsce w Austrii i Francji. Ostatnio w Niemczech samochód volkswagen „Golf Economic” został przystosowany do mieszanki z paliwem rzepakowym. Obok nazwy biodiesel występują także określenia ekodiesel, diester, epal (w Polsce).

Pierwsze badania w Polsce podjęto w WSI (obecnie Politechnika) w Radomiu w latach 1989–1991 dla samochodu dostawczego tarpan oraz w Instytucie Lotnictwa, a następnie w fabrykach produkujących i instalujących silniki Diesla w Mielcu, Starachowicach i Andrychowie. Pierwsza agrorafineria powstała w 1995 r., ale przetrwała pracę z powodu nieopłacalności, a o niekorzystnej cenie zdecydował podatek od towarów i usług (VAT) oraz akcyza. W 2002 r. w gminie Puchaczów rozpoczęła pracę lokalna wytwórnia paliwa rzepakowego. Koszt tej inwestycji wyniósł 4,5 mln zł. Jej realizację umożliwiła pomoc finansowa Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Kontraktacja uprawy rzepaku na powierzchni 8 tys. ha ma zapewnić produkcję 7,5 tys. t paliwa rocznie. Jeszcze większe przedsięwzięcie podjęto w Gorlicach – budowę Zakładu Przemysłu Tłuszczowego „Kuchcik” za 70 mln zł i uprawę rzepaku na obszarze 50 tys. ha. Powodzenie projektu zależy od oczekiwanej ustawy o regulacji rynku biopaliw.

Wydajność energetyczna estrów z rzepaku jest wyższa niż w wypadku innych roślin oleistych uprawianych w Polsce, a także niż w wypadku etanolu. W tej kwestii nie można jednak pominąć innych punktów widzenia, jak np. prof. Wiesława

Ciechanowicza z Instytutu Badań Systemowych PAN, założyciela konsorcjum „Bioenergia na rzecz Rozwoju Rolnictwa”, który dowodzi, że wydajność energetyczna uprawy i przetwarzania wierzby krzaczastej jest kilkakrotnie większa niż roślin jednorocznych, a także wieloletnich (lucerna, malwa pensylwańska). Szczególnie niskie wskaźniki w tej mierze charakteryzują uprawę żyta i ziemniaków, więc nie ma sensu rozwijanie tych upraw dla celów energetycznych. W sumie wszystkie uprawy roślin jednorocznych z przeznaczeniem dla gospodarki żywnościowej powinny mieć dotychczasowe zastosowanie nieenergetyczne, w tym także rzepak propagowany obecnie jako źródło paliwa typu biodiesel. Dla celów energetycznych zaś powinno się uprawiać wierzbę krzewiastą lub – jak sugerują m.in. inżynierowie Zbigniew Fidrych i Zygmunt Fron – trzcinę chińską (*miscanthus sinensis giganteus*), która charakteryzuje się większym uzyskiem biomasy i energii z 1 ha niż rzepak i wierzba⁵. Trzcina ta mogłaby stanowić alternatywę zarówno dla wierzby do spalania w ciepłowniach, jak również dla rzepaku i innych surowców do produkcji biopaliw płynnych (poprzez metanol, wykorzystywany następnie do estryfikacji oleju rzepakowego).

Z powodu wysokich cen paliw w Polsce, sprzedaż etyliny oraz oleju napędowego i opałowego w latach 1999–2001 zmniejszyła się o ponad 20%. Dlatego szersze zastosowanie odnawialnych źródeł energii może wpłynąć na poprawę w zakresie komunikacji, ale wielu fachowców wolałoby, aby korzystne zmiany w transporcie dotyczyły przede wszystkim kolei i autobusów miejskich. Należy więc liczyć się z faktem, że etanol i paliwo rzepakowe – tylko jako dodatki do paliwa wewnętrznego spalania w silnikach – będą miały mniejsze zastosowanie niż metanol używany w ogniach paliwowych. Zatem w każdym z tych przypadków wzrośnie znaczenie biomasy.

W Polsce wiele kontrowersji wokół wykorzystania biopaliw wywołała podjęta w latach 2001–2003 próba wprowadzenia ustawy obligującej do stosowania biokomponentów benzyn i oleju napędowego w wysokości co najmniej 4,5%, a później 5% (w projekcie z 2003 r. zmniejszono ten udział do 3,5–4%), wyłącznie z surowców krajowych. Podstawową wadą projektowanej ustawy było wprowadzenie biopaliw w proporcjach większych niż w Europie i od zaraz, bez okresu przejściowego i stopniowania. Kontrowersje wywołał również fakt, że za ustawą kryje się lobby właścicieli gorzelni i wielkich upraw rzepaku, wspierane głównie przez PSL i Samoobronę, bez troski o drobnych rolników⁶. Przeciwnicy tych rozwiązań z kolei z przesadą formułowali protesty wyolbrzymiające przewidywane kłopoty z silnikami, wzrostem cen itp. Tymczasem już od dłuższego czasu Polski Koncern Naftowy „Orlen” stosuje domieszkę etanolu do benzyn w ilości 1,5%, a Rafineria Gdańska (Grupa „Lotos”) nawet 2,5%, korzystając z ulgi na akcyzie. Również

⁵ Niekonwencjonalne i odnawialne źródła...

⁶ K. Trębski, J. Fijor, *Biobubel*, „Polityka” 2003, nr 3; T. Walat, *Autohole i wirobusy*, „Polityka” 2003, nr 24; A. Potocki, *Krótką jazdą na życie*, „Newsweek” 2003, nr 34; G. Żemła, *Bartimpex wyprzedza Orlen*, „Gazeta Finansowa” 2003, nr 48; K. Fronczak, *Kto mieszka w paliwach*, „Nowe Życie Gospodarcze” 2003, nr 15.

pomyślne są próby zastosowania oleju rzepakowego, choć jest on wyraźnie droższy od oleju napędowego. Koszt ten niweluje ulga podatkowa, ze stratą dla budżetu. Ale gospodarka – i budżet – może czerpać zyski z uprawy rzepaku na obszarze ok. 1 mln ha odłogów i z jego przerobu na biopaliwo, co powinno mieć wpływ na stworzenie 70–100 tys. nowych miejsc pracy. Warto dodać, że w Unii Europejskiej norma dopuszcza dodawanie etanolu w ilości do 5%, co stanowi górną granicę w praktyce nigdzie niestosowaną, ale nowa dyrektywa zobowiązuje do dodawania 2% biokomponentów od 2005 r. oraz 5,75% od 2010 r. do wszystkich paliw motorowych.

Paliwo gazowe pochodzi z odgazowywania składowisk odpadów komunalnych. Biogaz z osadów oczyszczalni ścieków zaczęto w Polsce wykorzystywać już dawno, choć w niewielkim zakresie, a pierwsze instalacje na wysypiskach założono w 1994 r. W 2000 r. pracowało 29 biogazowni komunalnych na bazie osadów ściekowych o mocy 38,9 MW oraz 17 biogazowni na gaz wysypiskowy o mocy 13,5 MW. Dostarczyły one 111,3 GWh energii elektrycznej oraz 337,6 TJ ciepła. Jednym z ostatnich przykładów jest uruchomienie w 2001 r. elektrowni gazowej przy wysypisku w Dołach Brzeskich k. Piotrkowa Trybunalskiego o mocy 340 kW.

Zakłada się, że każde składowisko przyjmujące ponad 10 tys. t odpadów rocznie powinno być wyposażone w instalacje odzyskiwania i neutralizacji biogazu. W Polsce jest ok. 800 takich wysypisk. Przed przystąpieniem do odgazowania składowiska w celach energetycznych należy zbadać jego zasobność gazową za pomocą specjalnego agregatu składającego się ze ssawy, odcinka pomiarowego i pochodni, ale mimo dostępności aparatury dotychczas przeprowadza się niewiele takich badań. Gaz wysypiskowy ($\text{CH}_4 + \text{CO}_2$) może służyć do produkcji energii elektrycznej, z tym że agregaty prądotwórcze wymagają dostawy paliwa na możliwie stałym poziomie i zawartości metanu powyżej 35%.

Inny sposób to piroliza odpadów komunalnych, czyli wysokotemperaturowy i beztlenowy rozkład składników organicznych na gaz palny oraz substancję stałą (karbonizat spalany z pozostawieniem tzw. szlaki). Uzyskany gaz po oczyszczeniu może być wykorzystany w palenisku kotła energetycznego lub w komorze spalania turbiny gazowej. Istnieją projekty budowy przy kotłowniach miejskich tzw. przystawek do pirolizy odpadów komunalnych. Jeden z nich opracowano dla ciepłowni w Siemianowicach Śląskich, ale dotychczas nie został wdrożony w praktyce. Projekty takie wymagają dofinansowania, które jest konieczne chociażby ze względu na realizację dyrektyw unijnych w sprawie gospodarki odpadami. Jedna z nich nakazuje zredukować emisję gazu wysypiskowego (metanu) w okresie do 2010 r. aż o 75% w porównaniu z poziomem emisji w 1993 r., co oznacza odzyskiwanie 1 mld m^3 biogazu rocznie o równowartości 600 MW mocy cieplnej.

8. Programy rozwoju energetyki odnawialnej

Udział odnawialnej energii w bilansie paliwowo-energetycznym Polski w okresie powojennym oceniano na poniżej 0,5%. Wynikało to z monokultury węgla, którego udział w tym bilansie – chociaż maleje – wynosi jeszcze ok. 70%, a w pro-

dukcji energii elektrycznej ponad 90%. Nie licząc wzrostu udziału węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej (kosztem węgla kamiennego), od lat 70. obserwuje się w tych bilansach rosnące znaczenie produktów naftowych i gazu ziemnego. W latach 90. zaczęła ponadto wzrastać rola energii ze źródeł odnawialnych. Tak więc w 1993 r. źródła te zapewniały 0,85%, a w 2000 r. już 2,5% dostaw paliw i energii.

Zmiany w polityce gospodarczej, jakie nastąpiły po 1990 r., koncentrują się na restrukturyzacji przemysłu węglowego i naftowego oraz na obniżaniu energochłonności dochodu narodowego. Równocześnie z tymi zadaniami zaczęły się liczyć odnawialne źródła energii – najpierw w polityce ekologicznej, a następnie w programach rozwoju społeczno-gospodarczego. Znalazło to odzwierciedlenie m.in. w następujących dokumentach:

- Polityka ekologiczna państwa (przygotowana przez Ministerstwo Środowiska i przyjęta przez rząd i Sejm, lata 1991 i 2001),
- Strategia zrównoważonego rozwoju Polski do 2025 r. (Ministerstwo Gospodarki, 2000 r.),
- Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r. (Rada Ministrów, 2000 r.),
- Strategia rozwoju energetyki odnawialnej (przyjęta przez rząd 5 IX 2000 r. i Sejm 23 VIII 2001 r.),
- Program wykonawczy rozwoju energetyki wiatrowej w latach 2002–2005 (Ministerstwo Środowiska, 2001 r.).

Oprócz wymienionych instytucji dużą rolę w stymulowaniu wykorzystania źródeł odnawialnych od 2002 r. zaczyna spełniać Europejskie Centrum Energii Odnawialnej (EC BREC) działające przy Instytucie Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa w Warszawie. Centrum działa od 1994 r. w ramach przepisów ustawy o jednostkach badawczo-rozwojowych.

Celem „Strategii rozwoju energetyki odnawialnej” jest zwiększenie wspomnianego udziału źródeł odnawialnych w bilansie energii pierwotnej od 2,5% do 7,5% w latach 2000–2010 oraz 14–15% w 2020 r., a także obniżenie kosztów produkcji i zwiększenie konkurencyjności tego sektora. Podobnie ma wzrosnąć udział źródeł odnawialnych w sprzedaży energii elektrycznej. Wskaźnik 7,5% dla 2010 r. jest wyraźnie wyższy niż przyjęto to we wcześniejszych „Założeniach polityki energetycznej Polski” (5,1–5,7%). W Unii Europejskiej w opublikowanej w 1997 r. Białej księdze „Europa dla przyszłości – odnawialne źródła energii” zaleca się opracowanie planów narodowych w tej dziedzinie dla krajów członkowskich oraz osiągnięcie w 2010 r. udziału tej energii w bilansie energii pierwotnej w wysokości 12%, a w dyrektywie 2001/77/EC zaleca się udział źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej w wysokości 22%. W 2020 r. udział tych źródeł w dostawach energii pierwotnej powinien wynieść 20%, z czego połowę mają zapewnić biopaliwa. W dalszej perspektywie wskaźnik ten osiągnie nawet wartość 50%. Polska zobowiązuje się do wdrożenia standardów unijnych, ale w 2010 r. będzie trudno osiągnąć planowany wskaźnik 7,5%; bardziej realne jest uzyskanie wskaźnika 14% w 2020 r., co jednak nadal pozostaje poza standardami Unii Europejskiej. Zalecenia unijne łatwiej będzie zrealizować w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej.

Uzyskanie omawianego udziału energii odnawialnej w wysokości 7,5% będzie wymagać wzrostu mocy zainstalowanej o 19,6 GW oraz nakładów inwestycyjnych na sumę 14,5 mld zł, tj. 230 mln zł rocznie w cenach z 2000 r., natomiast zalecany przez Unię wskaźnik 12% oznacza wzrost nakładów do 19 mld zł, czyli 312 mln zł/rok. Wydatki te muszą być wsparte przez środki publiczne w sposób istotny, nawet w wypadku pomocy Unii Europejskiej poprzez fundusze przedakcesyjne, a następnie fundusze strukturalne, pokrywające 12–20% nakładów inwestycyjnych na ochronę środowiska.

9. Instrumenty wdrażania programów rozwoju

Pomyślne wdrożenie „Strategii rozwoju energetyki odnawialnej” wymaga opracowania programów wykonawczych rozwoju poszczególnych źródeł energii wraz z analizą kosztów i korzyści. Ich wykonanie powinno być połączone z ponowną, ale kompleksową inwentaryzacją odnawialnych źródeł energii oraz stworzeniem bazy danych o dostępnych technologiach (za co odpowiada Ministerstwo Gospodarki). Wdrażanie programów rozwoju powinno być wspierane przez system instrumentów polityki ekologicznej i energetycznej, takich jak instrumenty administracyjno-prawne, ekonomiczne oraz informacyjne i perswazyjne.

Spośród instrumentów administracyjno-prawnych, z których większość funkcjonuje już w praktyce, można wymienić m.in. następujące:

- obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych,
- obowiązek komponowania benzyn silnikowych z alkoholem oraz oleju napędowego z estrami pochodzenia roślinnego,
- zaostrenie norm emisji w energetyce ciepłej (co już miało miejsce, ale nadal jest powszechnym postulatem),
- powołanie organu certyfikującego energię odnawialną, niezależnego od producentów i dystrybutorów tej energii,
- wprowadzenie jasno sformułowanych i praktycznych przepisów określających procedury lokalizacyjne i warunki zabudowy, zasady przyłączania do sieci oraz sprzedaży energii elektrycznej, priorytety wsparcia finansowego itp.

Obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych został sprecyzowany w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 15 XII 2000 r. Określa ono minimalny udział energii elektrycznej z tych źródeł w sprzedaży przez dystrybucyjne przedsiębiorstwa energetyczne (2,4% w 2001 r., 2,5% w 2002 r., 7,5% w 2010 r.), co jednak w praktyce stwarza problemy z realizacją. Wskazuje także formułę ceny zakupu według kosztów uzasadnionych. W ten sposób wchodzimy w aspekty ekonomiczne, które według przedsiębiorców nie są stymulujące, gdyż podana formuła jest zbyt ogólna i nie zapewnia wyższej ceny pokrywającej koszty produkcji, jak np. w Niemczech i niektórych innych krajach. Gwarantowanie bowiem nie tylko zakupu energii, ale także odpowiedniej ceny minimalnej stanowi jedną z form pomocy publicznej, czyli dotowania inwestycji w energetyce odnawialnej celem rozwijania przedsiębiorczości w tej właśnie dziedzinie.

W istniejącym obecnie systemie instrumentów ekonomicznych największe znaczenie mają dotacje i niskooprocentowane pożyczki udzielane przez Ekofundusz (z ekokonwersji długów zagranicznych) oraz fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej, a także preferencyjne kredyty udzielane przez Bank Ochrony Środowiska. Ma to oparcie w wymienionych dokumentach rządowych, zapewniających o subsydiowaniu przedsięwzięć oszczędzających energię, substytutów paliw kopalnych oraz nowych technologii w energetyce odnawialnej. System ten warto rozwinąć o specjalne gwarancje kredytowe dla małych i średnich przedsiębiorstw. W przyszłości dużą rolę odegrają zapewne prywatne fundusze kapitałowe (w tym tzw. fundusze etyczne), mające udziały w projektach o charakterze ekologicznym.

Drugą grupę instrumentów ekonomicznych stanowią zwolnienia i ulgi podatkowe. Najważniejszym instrumentem jest zwolnienie produkcji energii odnawialnej z podatku akcyzowego, co ma być w pełni uregulowane w nowej ustawie. Regulacji wymaga także sprawa podatku od towarów i usług (VAT), gdyż np. producenci kotłów opalanych paliwem stałym płacą ten podatek w wysokości 7%, a producenci kolektorów słonecznych 22%. Ponadto zwolnienia i ulgi w podatku dochodowym dla producentów w tym sektorze zostały zapowiedziane w obydwu wymienionych strategiach. Wszystkie te zwolnienia i ulgi zapewniłyby opłacalność większości przedsięwzięć energetycznych nawet w wypadku ograniczenia bezpośrednich dotacji (krytykowanym za uznaniowość i nieracjonalność).

Z kolei w „II Polityce ekologicznej państwa” założono – zgodnie z programami unijnymi – wprowadzenie tzw. podatku węglowego, czyli od emisji dwutlenku węgla (obecnie pobiera się opłatę, ale bardzo niską) oraz opłat produktowych nakładanych na uciążliwe paliwa (niezależnie od opłat za emisję). Instrumenty te zwiększyłyby konkurencyjność odnawialnych źródeł energii. Jedną z form opłaty produktowej jest już dawno przygotowany projekt tzw. narzutu na paliwa, czyli opłaty z tytułu zasiarczenia, ale Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów już dwukrotnie nie zaakceptował wniosku ministra środowiska. W niektórych publikacjach zgłaszany jest również postulat wprowadzenia podatków ekologicznych takich jak na Zachodzie, ale w Polsce funkcjonuje rozwinięty system opłat odprowadzanych na fundusze ekologiczne. Opłaty te można zamienić na podatki odprowadzane do budżetu, co jest zresztą nieuchronne, ale na razie łatwo takie zabiegi podważać na podstawie art. 5 konstytucji RP, a przede wszystkim są one niezbyt pilne. W obecnej sytuacji gospodarczej fundusze ekologiczne dają bowiem większą pewność wspomagania ochrony środowiska i energetyki odnawialnej niż budżet państwa, a nawet terenowe budżety samorządowe.

Literatura

- Bogdanienko J., *Odnawialne źródła energii*, PWN, Warszawa 1989.
Ciechanowicz W., *Biopaliwa*, „Aura” 2002, nr 7.
Fronczak K., *Kto mieszka w paliwach*, „Nowe Życie Gospodarcze” 2003, nr 15.
Grzegorzółka K., Piński J., *Gorący interes*, „Wprost” 2002, nr 30.

- Kowalik P., *Wiklinowe uprawy energetyczne*, „Czysta Energia” 2002, nr 6.
- Lewandowski W., *Proekologiczne źródła energii odnawialnej*, WNT, Warszawa 2000.
- Niekonwencjonalne i odnawialne źródła energii w służbie człowieka*, J. Arent, W. Kowalczewski, S. Krauze (red.), Fundacja Zielonych „Ratujmy Ziemię”, Łódź 2002.
- Pağowski Z. i inni, *Nowe rośliny uprawne na cele spożywcze, przemysłowe i jako odnawialne źródła energii*, SGGW, Warszawa 1996.
- Potocki A., *Krótką jazda na życie*, „Newsweek” 2003, nr 34.
- Szot E., *Zielony węgiel z wierzby*, „Rzeczpospolita” 2002, nr 146.
- Trębski K., Fijor J., *Biobubel*, „Polityka” 2003, nr 3.
- Walał T., *Autohole i wirobusy*, „Polityka” 2003, nr 24.
- Wojciechowski U., *Kolektor słoneczny – możliwości budowy metodą „zrób to sam”*, „Czysta Energia” 2002, nr 6.
- Żemła G., *Bartimpex wyprzedza Orlen*, „Gazeta Finansowa” 2003, nr 48.

The Profitability of Using and Developing Renewable Energy Sources in Poland

The article presents the essence of renewable energy sources and then analyses the state of and perspectives on the use of solar, wind, water, geothermal, and, most importantly, energy derived from biowaste. The analysis also addresses the economic effectiveness of each individual type of energy, and illustrates that renewable sources of energy, excluding some of the uses of biomass energy, have been less profitable than conventional energy. In addition, the development program of renewable energy sources until the year 2020 and the economic instruments required to carry out this program are characterised.

biblioteka
główna UEK