

O NIEKTÓRYCH PROBLEMACH ZWIĄZANYCH Z WYKORZYSTANIEM RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ODNAWIALNEJ I ENERGII JĄDROWEJ

Streszczenie

W niniejszej pracy wskazano niektóre zagadnienia, w tym natury technologicznej, związane ze spalaniem bądź współspalaniem biomasy w kotłach fluidalnych, a następnie omówiono szereg wyzwań towarzyszących wykorzystaniu różnych OZE i energii jądrowej do pokrycia zapotrzebowania na elektryczność i ciepło.

WSTĘP

Znaczący udział w bilansie paliwowym krajowej energetyki odnawialnej ma i mieć będzie biomasa, w tym agrobiomasa, która przez pewien czas będzie zapewne pełnić rolę strategicznego OZE o zerowej emisji CO₂, jako że ten substytut paliw kopalnych wymaga niewielkich nakładów inwestycyjnych. Chociaż dotychczasowe wykorzystanie biomasy w procesach spalania i współspalania przyniosło oczekiwane efekty, to jednak widoczne są i takie zjawiska negatywne, jak: (1) rosnący deficyt biomasy i konieczność jej coraz większego importu; (2) znaczący wzrost ceny biomasy, który może się przełożyć na podwyżkę ceny energii; (3) ograniczenie lokalnego wykorzystania biomasy. Należy się więc liczyć ze stopniowym „wyczerpaniem” wsparcia dla wytwarzania energii via współspalanie biomasy z paliwami kopalnymi. Konieczne jest bowiem racjonalne traktowanie funkcjonujących i uruchamianych instalacji. Łańcuch przyczyn rzutujących na skalę energetycznego wykorzystania biomasy jest dość długi. Ciągłe będzie także formułowane pytanie: na ile ciągły wzrost energetycznego wykorzystania biomasy ograniczy bądź spowoduje wzrost kosztów produkcji żywności? Stosowanie biomasy do produkcji ciepła i energii elektrycznej przekłada się w głównej mierze na: (1) redukcję emisji gazów cieplarnianych (względny ekologiczny); (2) dywersyfikację źródeł i dostawców energii (bezpieczeństwo energetyczne); (3) stabilizację cen paliw kopalnych w wyniku ograniczenia ich zużycia (względny ekonomiczny); (4) rozwój rolnictwa i obniżenie skali bezrobocia w gminach i powiatach (względny społeczny); (5) możliwość wykorzystania popiołów do celów rolniczych. Perspektywiczna rola biomasy w obniżaniu emisji CO₂ może także polegać na współspalaniu paliw kopalnych ze paletyzowanym biowęglem. Wciąż ograniczona liczba technologii energetycznych umożliwiających korzystny bilans emisji CO₂ wiąże się w zasadzie z kosztowną zamianą paliwa kopalnego na niskoemisyjne. Producenci energii odnawialnej napotykają jeszcze szereg trudności, związanych nie tylko z pozyskiwaniem różnego rodzaju biomasy, w tym i biomasy roślinnej, ale także z wypełnieniem wymogów technologicznych, ekonomiczno-społecznych i formalno-prawnych. W przypadku współspalania biomasy ma się do czynienia m.in. ze spadkiem sprawności instalacji energetycznych w porównaniu ze spalaniem węgla [1,2], co pociąga za sobą m.in. konieczność doboru odpowiedniego składu mieszanki paliwowej. Kłopotliwe może być także jednoznaczne oszacowanie tej ilości wytworzonej energii, którą można by uznać jako tzw. energię zieloną. Wciąż aktualne są takie kwestie, jak np.: (1) identyfikacja optymalnego udziału biomasy; (2) ograniczanie oddziaływania pierwiastków alkalicznych (głównie potas, ale także i sodu) na proces ich spalania i współspalania w kotłach energetycznych poprzez podwyższanie temperatury mięknięcia i spieknięcia popiołu oraz redukcję zagrożenia w postaci korozji wysokotemperaturowej; (3)

ocena możliwości spalania, zgazowania i pirolizy biomasy z podwyższoną zawartością pierwiastka chloru; (4) efektywność upraw biomasy energetycznej (kryteria wyboru gatunków roślin wieloletnich, wahania wysokości plonów w zależności od klasy gleby i stanu jej wilgotności średniorocznej, koszty upraw, ...) i jej porównanie z efektywnością produkcji żywności; (5) formowanie paliw z biomasy odpadowej oraz z odpadów komunalnych, przemysłowych i budowlanych w procesach ich wstępnej segregacji, sortowania i mechanicznego przetwarzania; (6) pozyskiwanie biogazu z biomasy, jego oczyszczanie i wykorzystanie w energetyce; (7) wykorzystanie różnych rodzajów biomasy do wytwarzania niekondensujących lub niskokondensujących gazów syntetycznych i ich wykorzystanie w turbinach gazowych (gazy niekondensujące), silnikach cieplnych (gazy niskokondensujące) i do produkcji wodoru, przy czym gazy te można by mieszać z metanem i ewentualnie z parą wodną (dla zwiększenia udziału wodoru) bądź z gazem ziemnym w celu podwyższenia ich wartości opałowej; (8) dobór złoża fluidalnego przy spalaniu i współspalaniu różnych rodzajów biomasy i paliw formowanych z odpadów w kotłach fluidalnych; (9) porównawcze analizy ekonomiczne różnych technologii wykorzystania biomasy w energetyce zawodowej i komunalnej. W niniejszej pracy ograniczono się do wskazania niektórych tylko zagadnień, w tym natury technologicznej, związanych ze spalaniem bądź współspalaniem biomasy w kotłach fluidalnych, a następnie omówienia szeregu wyzwań związanych z energetycznym wykorzystaniem różnych OZE i energii jądrowej.

1. SPALANIE I WSPÓLSPALANIE BIOMASY W KOTŁACH FLUIDALNYCH

Biomasa, nawet stosunkowo niejednorodna, niskokaloryczna bądź o znacznej zawartości wilgoci, może być spalana przede wszystkim w kotłach fluidalnych, a także i rusztowych. Natomiast jej współspalanie w kotłach pyłowych wymaga obróbki wstępnej. Kotły fluidalne stosunkowo najlepiej tolerują różne rodzaje paliw o zróżnicowanej jakości i dodatki różnej biomasy do paliw kopalnych lub paliw z odpadów, w tym wszystkie rodzaje biomasy pochodzenia leśnego. Ma to duże znaczenie w związku choćby z sezonowym charakterem paliw z biomasy. Należy się jednak liczyć ze zmiennym składem spalin i popiołów. Procentowy udział energetyczny domieszki jest reglamentowany, a ponadto w każdym konkretnym przypadku zachodzi konieczność doboru złoża o odpowiednim uziarnieniu. Niewielkie ilości wysokojakościowych paliw odpadowych (rzędu kilku %) mogą być współspalane z głównym paliwem w standardowych kotłach ze złożem fluidalnym oraz w kotłach rusztowych, ale przy spełnieniu określonych warunków. W kotłach z cyrkulującym złożem fluidalnym CFB można spalać bądź współspalać paliwa o niezbyt wysokiej zawartości wilgoci, a w kotłach z pęczarkową warstwą fluidalną BFB – paliwa wilgotne o zawartości

wilgoci całkowitej nawet powyżej 50%. Niezbyt wysoka temperatura spalania w złożu przekłada się na niewielką emisję NO_x, która w zasadzie zależy tylko od zawartości związków azotu w paliwie. Kotły CFB odznaczają się także niską emisją siarki, która jest absorbowana w złożu przez wapień dodawany do paliwa. Wykorzystanie niskojakościowego węgla i innych paliw umożliwia długi czas retencji paliwa w komorze i dobrą kontrolę procesu spalania, co przekłada się na niską emisję tlenku węgla CO i związków organicznych. Paleniska pyłowe i rusztowe są więc coraz częściej zastępowane przez paleniska fluidalne, w których najczęściej spala się zrębki drzewne. W warunkach pozwalających na bezawaryjną eksploatację kotła, w paleniskach tych można uzyskać pożądany efekt cieplny i określoną przepisami emisję, także z udziałem energetycznym biomasy do 80-100%. Konieczne jest jednak zapewnienie stabilnego układu zasilania w paliwo i stabilizacja procesu spalania, a układ oczyszczania gazów powinien być przystosowany do destrukcji związków toksycznych pochodzących nie tylko ze spalania paliwa głównego, ale i paliwa dodatkowego. Technologia fluidalna jest najbardziej rozpowszechniona w krajach skandynawskich, gdzie spala się bądź współspala na ogół odpady przemysłu leśnego. Do takiej technologii mogą być także przystosowane kotły pyłowe typu OP, które można poddać konwersji na kotły fluidalne, którą zrealizowano w wielu polskich elektrowniach i elektrociepłowniach. W kotłach tych można spalać bądź współspalać dobrze rozpoznaną pod względem jakościowym, ale coraz bardziej deficytową, biomasę drzewną (zrębki drzewne, korę drzewną i odpady z gospodarki leśnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty), a także - w ramach uzupełnienia deficytu - niewielki dodatek biomasy rolniczej. Efektywne wykorzystanie tak dużego asortymentu biomasy, w tym agrobiomasy, stwarza wiele problemów technologicznych i logistycznych. Jednym z nich jest znaczna zawartość metali alkalicznych, a przede wszystkim potasu, tworzącego niskotopliwy chlorek KCl i różne eutektyki o niskiej temperaturze topnienia, co w efekcie przekłada się na obniżenie temperatury mięknięcia popiołu do około 750-900°C, jako że wymienione związki służą jako lepszycze dla popiołu. Zdarza się, że zbyt duży dodatek agrobiomasy przyczynia się do deformacji (mięknięcia) popiołów w temperaturze od około 750°C, co powoduje miejscową aglomerację materiału złoża prowadzącą do defluidyzacji i przyczynia się do tworzenia ognisk wysokotemperaturowej korozji chlorowej. Obniża się więc temperaturę spalania do poziomu poniżej 750°C, co może powodować spadek wydajności kotła i jego sprawności. Autorom wiadomo o próbach współspalania zrębków drzewnych z ~ 40% udziałem owsa w temperaturze poniżej 750°C z pełną wydajnością. Dopalenie zachodziło jednak w wyższych strefach kotła, co powodowało szlakowanie ekranów. Powierzchnie ogrzewalne komory paleniskowej musiały być czyszczone specjalnymi armatkami wodnymi, a nie standardowymi zdmuchiaczami parowymi. W kotłach fluidalnych nie da się spalać takich odpadów poprodukcyjnych z przemysłu rolno-spożywczego, jak np.: wycierka (pulpa) ziemniaczana czy wysłodki browarnicze, które ze względu na dużą zawartość wilgoci (70-90%) nie są paliwem w stanie surowym. Koszty suszenia są bardzo wysokie, jako że np. wycierka ziemniaczana odznacza się dużą zawartością skrobi, i trzeba je optymalizować poprzez poddanie tego odpadu mechanicznemu procesowi odwadniania w prasie tłokowej, a dopiero później suszeniu na powietrzu bądź za pomocą dostępnego lokalnie potencjału ciepła odpadowych. Transport podsuszanej wycierki do elektrociepłowni nadal stanowi poważny problem, którego rozwiązaniem może być paletyzacja tego materiału, która wraz z brykietowaniem jest ważną techniką kompresji biomasy. Ważnym problemem jest dobór składu chemicznego tworzonej mieszanki paliwowych. Ich spalanie powinno: (1).dawać odpowiedni efekt cieplny, ale bez przekroczenia prawnie dopuszczalnej emi-

sji; (2).nie grozić zużłowaniem powierzchni ogrzewalnych kotła, które wiąże się z temperaturą mięknięcia popiołu. Doświadczenia nabywane w trakcie wdrażania technologii fluidalnej BFB [3] dowodzą, że wykorzystanie agrobiomasy wiąże się z wieloma zagrożeniami związanymi z obecnością w materiałach roślinnych znacznych ilości takich niebezpiecznych pierwiastków, jak: potas, fosfor, krzem, magnez, aluminium czy chlor [4]. Jeśli chodzi o siarkę, to zwykle jej zawartość nie stwarza problemów, jako że sorbent wapienny może być wstrzykiwany bezpośrednio do złoża. Ponadto, dostępne są wysokosprawne technologie mokrego i półsuchego odsiarczania spalin. Biomase o znacznej zawartości chloru powinno się współspalać z paliwem zawierającym siarkę, przy czym stosunek gramowy S/Cl w paliwie powinien być większy niż 1 [5], a nawet większy niż 2 [6]. W przeciwnym razie, do biomasy podawanej do kotła należy dodawać niewielkie ilości siarki. Wtedy powierzchnie wymiany ciepła są chronione przez zwartą warstwę siarczanu alkalicznego K₂SO₄ i/lub chlorków siarki, co najmniej w warunkach utleniających, przed osadami ze związków potasu o skłonnościach do inicjacji korozji wysokotemperaturowej, a ponadto ogranicza się emisję dioksyn i furanów. W przemyśle celulozowo-papierniczym stosuje się od dawna technologię równoległego współspalania w układzie hybrydowym, w której węgiel i biomasa bądź odpady (np. ług czarny) spalane są w odrębnych kotłach (zwykle CFB) pracujących na wspólny kolektor parowy. Jest ona także wykorzystywana w większych elektrociepłowniach jako punkt wyjścia dla tworzenia wariantowych rozwiązań ich układu podstawowego. Nadmienimy, iż nie często zwraca się uwagę na fakt, że pozyskiwanie coraz większej ilości biopaliw uwarunkowane jest m.in. dostępnością dużych zasobów wodnych, które często są nieosiągalne w regionach o dużym zapotrzebowaniu na energię. Wskazane jest więc rozwijanie upraw roślin energetycznych o niewielkim bądź umiarkowanym zapotrzebowaniu na wodę.

2. NIEKTÓRE WYZWANIA ZWIĄZANE Z ENERGETYCZNYM WYKORZYSTANIEM BIOMASY

Duże znaczenie, jeśli chodzi o dobrze rokujące technologie ekologicznego pozyskiwania energii w najbliższej przyszłości, należy przypisać m.in. energetycznemu wykorzystaniu odnawiających się w cyklu rocznym zasobów agrobiomasy i roślin o szybkim przyroście masy z upraw energetycznych, a także agroenergetyce bazującej na biogazie. Strategia taka wiąże się m.in. z identyfikacją klarownych zasad doboru technologii termicznego rozkładu różnych paliw niewęglowych (tj.: pirolizy, zgazowania, współzgazowania z węglem, spalania czy współspalania z węglem) w zależności od ich składu pierwiastkowego i wyników badań termogravimetrycznych. Różnorodne cechy charakterystyczne poszczególnych gatunków biomasy wymagają bowiem odpowiedniej organizacji procesu ich użytkowania (np. doboru optymalnych warunków spalania), a każda z wymienionych technologii wiąże się z koniecznością przezwyciężania szeregu barier technicznych. Technologie takie muszą bowiem sprostać coraz surowszym normom ochrony środowiska naturalnego, a więc powinny m.in. ograniczać mobilność chloru już w trakcie termicznego przetwarzania paliw (szczególnie tych zachlorowanych) w palenisku, jak to się dzieje w kotłach fluidalnych. W ten sposób zmniejsza się ryzyko wystąpienia korozji wysokotemperaturowej, jako że zmniejsza się stężenie chlorowodoru w spalinach [7,8], co także znacząco ułatwia pracę instalacji oczyszczania spalin. Eko-technologie powinny się zarazem odznaczać odpowiednim stopniem zaawansowania i umiarkowaną ceną, a także umożliwiać racjonalne zagospodarowanie dostępnych zasobów biomasy. Kreowanie popytu na biomasę pochodzenia rolniczego przez energetykę odnawialną i transport może się przysłużyć ochronie zasobów

leśnych. Nie wydaje się, aby energetyczne wykorzystanie biomasy, w tym zbóż, miało doprowadzić do konfliktu między zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i żywnościowego. O tempie rozwoju technologii biomasowych i innych technologii OZE zdecyduje ich rentowność (stopa zwrotu kapitału), od której zależy skala napływu kapitału na realizację inwestycji w energetyce rozproszonej, a także oczekiwane zmiany na rynku paliw ciekłych i gazowych. Restrykcje w funkcjonowaniu sektora bankowego przekładają się na wysoki koszt kredytu i ograniczanie deklarowanych nakładów inwestycyjnych na rozwój energetyki odnawialnej. Nie należy także bagatelizować reakcji gospodarstw domowych na ciągłe podnoszenie cen energii elektrycznej i ciepła, które zwykle towarzyszy zwiększaniu skali wykorzystania OZE. Energetycznie wykorzystanie biomasy, w tym z upraw energetycznych, oraz paliw z odpadów komunalnych i przemysłowych, powinno mieć – obok siłowni wiatrowych (wspomaganych np. w Niemczech i Wielkiej Brytanii poprzez preferencje kredytowe dla morskich i przybrzeżnych farm wiatrowych) i biogazowni (stwarzających możliwość wykorzystania biogazu w turbinach) – znaczący wkład w wypełnienie zobowiązań międzynarodowych kraju w ramach UE. Należy także wskazać np. na przerób wikliny na alkohol metylowy (metanol) i jego wykorzystanie do zasilania zintegrowanych układów parowo-gazowych i ogniw paliwowych. Produkcja metanolu ma w kraju długoletnią tradycję i zapewne dobrą perspektywę, a to z uwagi na liczne gorzelnie rolnicze i powszechną dostępność substratów, z których równie dobrze można produkować bioetanol. Wyzwaniem jest jednak produkcja etanolu i bioetanolu w procesie zgazowania zielonej celulozy, a także produkcja wodoru bezpośrednio z biomasy, czyli paliwa III generacji. W [9] silnie akcentuje się, że wykorzystanie metanolu - wytwarzanego na obszarach wiejskich wedle technologii opisanej w [10], a więc w sposób neutralny wobec efektu cieplarnianego - jako najpoważniejszego źródła wodoru do zasilania ogniw paliwowych DMFC (Direct-Methanol Fuel Cell) jawi się przyszłością energetyki rozproszonej. Ponadto, w [9] szczegółowo omawia się program działania Konsorcjum „Bioenergia na Rzecz Rozwoju Wsi” utworzonego w 2001 roku i wskazuje na konieczność powrotu do gospodarowania ludzkością w biosferze, jak to miało miejsce w erze cywilizacji agrarnej. Ma to zapewnić dokonującą się transformacja cywilizacji świata z odchodzącego systemu „Ekonomii Paliw Kopalnych”, czyli z ery ognia, do nowej cywilizacji „Ekonomii Wodoru i Metanolu”, którą określa się - jak wyżej wspomniano - mianem transformacji do gospodarowania w biosferze względnie do zrównoważonej przyszłości i – w dalszej perspektywie – do bezpieczeństwa energetycznego. Wskazuje się także na fakt, że konieczne jest włączenie się Polski w ten nurt przemian cywilizacyjnych niosących szereg długookresowych korzyści wynikających z zastąpienia kotłów przez ogniwa paliwowe, w tym mikrobiologiczne, wytwarzające elektryczność ze ścieków komunalnych.

3. NIEKTÓRE WYZWANIA ZWIĄZANE Z WYKORZYSTANIEM OZE I ENERGII JĄDROWEJ

Istotne są odpowiedzi na takie pytania, jak np.: (1) Jak długo będą się krystalizować perspektywiczne przeobrażenia technologiczne w energetyce, które zdominują wytwarzanie elektryczności i ciepła oraz jakie będą koszty rozwoju różnych rozwiązań w branży energetycznej?; (2) Czy energetyka gazowa stanowi rentowną alternatywę dla energetyki opartej na węglu i dla energetyki jądrowej?; (3) Na ile możliwy jest wzrost gospodarczy oparty głównie na technologiach OZE, skoro technologie te nie są w stanie pokryć globalnego zapotrzebowania na energię, a ponadto muszą mieć zagwarantowaną rezerwę systemową?; (4) Jaki powinien być optymalny system wspierania rozwoju OZE i krajowych rozwiązań

technologicznych, aby obniżyć energochłonność Produktu Krajowego Brutto? (5) W jakim tempie będzie następować ekonomicznie i ekologicznie uzasadniona decentralizacja produkcji energii w skali mini i mikro oraz w oparciu o jakie OZE? O skali innowacji w energetyce decydować będą czynniki kosztowe, tzn. dostępność środków na inwestycje, gwarancje rządowe dla inwestorów, oprocentowanie kredytu i długi okres jego zwrotu, ograniczony wzrost ceny energii, ... itp. Czynniki te będą zależeć od klarownych odpowiedzi na powyższe sformułowane pytania. Wybór optymalnej opcji rozwoju polskiej energetyki to złożony problem. Należy bowiem zapewnić bezpieczeństwo energetyczne w warunkach: (1) starzenia się krajowych elektrowni konwencjonalnych i niezbyt odległej w czasie groźby deficytu energii wskutek odstawiania wyeksploatowanych bloków energetycznych nie będących w stanie podolać sukcesywnie zaostrożonym normom emisji spalin; (2) nasilających się nacisków na dekarbonizację energetyki. W związku z tym wyklada się mniej lub bardziej racjonalne argumenty nie tylko na rzecz rozproszonej energetyki odnawialnej, w tym przede wszystkim lądowej i morskiej energetyki wiatrowej, ale także za bezpieczną i ekologiczną (o zerowej emisji: CO₂, SO₂ i NO_x) energetyką jądrową z reaktorami wykonanych w technologii EPR. Niedawne wydarzenia w Japonii mogą się zapewne przełożyć, ale niekoniecznie, na wzrost i tak wysokich kosztów budowy i bezpiecznej eksploatacji siłowni jądrowych. Nie lada problemem jest także wysokie oprocentowanie kredytów inwestycyjnych na kosztowną budowę elektrowni jądrowych, które paraliżuje partycypację kapitału prywatnego. Otwarte jest pytanie: czy koszt wprowadzenia energetyki jądrowej do krajowego systemu energetycznego jest akceptowalny społecznie, tym bardziej że ogromna część koniecznych nakładów będzie wyeksportowana. Na rynkach światowych ma zaś miejsce ogromny spadek cen gazu wywołany eksploatacją złóż gazu łupkowego. Drażliwym społecznie problemem jest również coraz bardziej kosztowne składowanie odpadów radioaktywnych i gospodarka wypalonym paliwem jądrowym. Należy także odnotować niepewność co do dostępności techniczno-ekonomicznej zasobów uranu w całym okresie eksploatacji elektrowni jądrowych, która skłania do badania możliwości pozyskiwania tego paliwa z wody morskiej [11]. Trzeba mieć także na względzie rychłą perspektywę rezygnacji z korzystania z energii jądrowej w Niemczech, w których rozwija się nie tylko fotowoltaikę, ale także niskoemisyjne technologie węglowe i gazowe. Dostępność gazu z pokładów na dnie Morza Północnego i uruchomienie Gazociągu Północnego przeobrażą strukturę produkcji energii w Niemczech. W zasięgu ręki są również wysokosprawne i niskoemisyjne technologie fluidalne i parowo-gazowe zintegrowane ze zgazowaniem (IGCC), które mogą zastępować wyeksploatowane siłownie parowe, a także elektrownie poligeneracyjne z sekwestracją CO₂, czyli tzw. kompleksy energochemiczne. W Polsce trzeba przyspieszyć budowę nowych elektrowni, ale i znaleźć racjonalną odpowiedź na pytanie: w jaki sposób dokonać redukcji emisji CO₂ w wymaganym zakresie, nie stwarzając zagrożeń dla słabnącego bezpieczeństwa energetycznego kraju? Wydaje się, że przygotowany jest grunt pod podjęcie decyzji o budowie pierwszej i prawdopodobnie drugiej siłowni jądrowej. Wkrótce trzeba więc będzie zdecydować o lokalizacji tej pierwszej i przystąpieniu do jej budowy. Jednak ostatnio nastąpiła cisza wokół budowy elektrowni jądrowych w Polsce. Prawdopodobnie odsuwa się w czasie tę strategiczną decyzję. Zwiększa to obawę o to, czy okres użytkowania energetyki jądrowej nie przypadnie na zmierzch tej technologii wytwarzania energii w skali globalnej. Dodajmy, że ta jedna czy nawet dwie elektrownie nie odegrają zresztą zbyt dużej roli w bilansie energetycznym kraju, chociaż mogą mieć pewien wpływ na wzrost bezpieczeństwa energetycznego i cenę energii. Trzeba tu także wspomnieć o stosunkowo licznych już projektach modular-

nych reaktorów jądrowych małej mocy, które mogą być wkrótce wykorzystane w ramach rozproszonej generacji energii elektrycznej. Być może, iż ciągle odkładanie ich realizacji wiąże się z pracami nad niestandardowym i zarazem nadzwyczajnym kreowaniem optymalnej strategii popytowej. Nie jest tajemnicą, że budowa elektrowni jądrowych w Polsce nie cieszy się poparciem naszego zachodniego sąsiada, a w szczególności przygranicznych landów. Wydaje się, że ta nieprzychylna atmosfera będzie się nasilać, w miarę jak będzie postępował proces wyłączenia elektrowni jądrowych w Niemczech. Rodzi się więc pytanie: jeśli nie energetyka jądrowa, której budowę trudno będzie sfinalizować nawet konsorcjum, złożonemu z takich potentatów, jak: PGE, Tauron, Enea i KGHM, to jaka alternatywna technologia zapewni Polsce bezpieczeństwo energetyczne, poczynając od lat dwudziestych bądź trzydziestych XXI wieku? Czy będą to elektrownie parowo-gazowe? Jak ukształtuje się przyszła struktura zużycia paliw? Jak będzie się układać koegzystencja funkcjonujących technologii węglowych i oddawanych do użytku technologii niskoemisyjnych z energetyką odnawialną? Dobór optymalnego mikstu paliwowego nie jest sprawą prostą, jako że w grę wchodzi czynniki o wielorakim charakterze, w tym gospodarczym, politycznym i społecznym. Wszystko wskazuje na to, że podstawowa triada (tj.: węgiel z biomasą, atom i wiatr), jaką prawdopodobnie przewidziano na najbliższą przyszłość, jest kontestowana przez nabierającą znaczenia energetykę gazową. Wydaje się, że strategia energetyczna kraju jest jeszcze niedookreślona. Jak na razie rozwija się znacząco energetyka wiatrowa, która odznacza się zerowymi kosztami paliwa w postaci osiągalnej lokalnie i okresowo energii kinetycznej wiatru. Farmy wiatrowe, zlokalizowane na ogół w północno-zachodniej części kraju, odznaczają się już dużym potencjałem i wytwarzają coraz tańszą energię elektryczną. „Zielona” energia elektryczna z farm wiatrowych stwarza jednak poważne trudności w stabilnej eksploatacji sieci elektroenergetycznej, przy czym szczególnie w sytuacji, gdy niewielka jest moc zainstalowana w elektrowniach szczytowo-pompowych, których liczbę w kraju trudno jest zwiększyć. Stosunkowo częste zmiany prędkości wiatru sprawiają, że spółki dystrybucyjne nie mogą szczegółowo zaplanować czasu i wielkości produkcji energii elektrycznej, a więc muszą mieć zagwarantowaną rezerwę systemową gwarantującą ciągłość dostaw z innych źródeł niezależnych od warunków atmosferycznych, co stanowi kluczowy problem w efektywnym wykorzystaniu energii kinetycznej wiatru do pokrycia bieżącego deficytu elektryczności na rynku energii. Ta nierównomierność (dobowa, roczna, trudno przewidywalna) podaży energii elektrycznej przez farmy wiatrowe utrudnia niezawodne pokrycie deklarowanej części zapotrzebowania, a więc sprawia, że energetyka wiatrowa jest silnie uzależniona od współpracy z siecią elektroenergetyczną i od możliwości magazynowania energii. Faktem jest także, iż rozwój energetyki wiatrowej spotyka się z krytyką lokalnych społeczności sąsiadujących z farmami, a także szeregu specjalistów z zakresu gospodarki przestrzennej i ochrony środowiska, którzy wskazują na dewastację krajobrazu. Potencjalną perspektywę stanowią także od dawna już intensywnie udoskonalane, ale wciąż zbyt drogie technologie energetyki słonecznej (np. solarparki i wieże słoneczne) i fotowoltaika, które – podobnie jak siłownie wiatrowe – odznaczają się zerowymi kosztami paliwa w postaci osiągalnej lokalnie i okresowo energii promieniowania słonecznego. W kraju wykorzystuje się instalacje słoneczne w zasadzie wyłącznie w charakterze aktywnych systemów z kolektorami płaskimi bądź próżniowo-rurowymi do podgrzewania wody użytkowej. Wielofunkcyjne ogniwa fotowoltaiczne, w których dokonuje się mało jeszcze opłacalna, bezpośrednia konwersja energii promieniowania słonecznego w elektryczność, są powszechnie uważane za najdroższą z technologii energetyki odnawialnej. Wymienione technologie, a przede wszystkim fotowolta-

ika, są jednak sukcesywnie wdrażane w takich krajach, jak np. Japonia czy Niemcy, a to dzięki długoletniemu wsparciu finansowemu rządów. Dotowana fotowoltaika dysponuje już np. w Niemczech niebagatelną mocą zainstalowaną, a systematyczny spadek ceny ogniwa fotowoltaicznego umożliwił zmniejszenie dotacji dla instalacji fotowoltaicznych. Stanowi to zachętę dla uwzględnienia tej technologii jako jednego ze sposobów pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię w niezbyt odległej już przyszłości. W tym kontekście należy wspomnieć, że farma fotowoltaiczna o mocy 1 MW funkcjonuje od niedawna w Wierzchosławicach. Zbudowana została przez Energia Wierzchosławice sp. z o.o. kosztem 8,6 mln PLN, przy czym obiekt został dofinansowany w 50% ze środków unijnych [12]. Ma się także do czynienia z sukcesywnym wzrostem zainteresowania budową kosztownych, głównie z uwagi na koszt zbiornika fermentacyjnego, ale ważnych z punktu widzenia ochrony środowiska, biogazowni o różnej mocy (na ogół od około 0,5 do 3 MW), ale także mini- i mikrobiogazowni (o mocach od kilku do kilkudziesięciu kW), zintegrowanych z małymi, mini- bądź mikroagregatami kogeneracyjnymi (Program Innowacyjna Energetyka – Rolnictwo Energetyczne). Ich rentowność uwarunkowana jest jednak osiągnięciem wysokiej sprawności konwersji biomasy do biogazu, co w warunkach dostępnych technologii jest jeszcze trudne do osiągnięcia. W grę wchodzi wykorzystanie odpadów organicznych powstających w procesie hodowli zwierząt, lokalnych nadwyżek rolnych, roślin energetycznych, odpadów i osadów ściekowych do produkcji biogazu i jego wzbogacania w metan do postaci biometanu w celu zasilania nim sieci gazu ziemnego. W tym kontekście rodzi się pytanie: które odpady należy poddać beztlenowej fermentacji, a które pirolizie, zgazowaniu, spalaniu czy np. współspalaniu z paliwami kopalnymi? Z trudnościami, głównie o charakterze ekologicznym (Ramowa Dyrektywa Wodna), i poważnymi kosztami muszą się liczyć inwestujący w budowę małych elektrowni wodnych (MEW) o mocy do około 5 MW, a więc o kilkumetrowym spadzie i wydatku masowym rzędu kilku m³/s, czyli z niskospadowymi turbinami wodnymi (na ogół Kaplana) o małej prędkości obrotowej. Wiadomo, że jednostkowe nakłady inwestycyjne są odwrotnie proporcjonalnie do instalowanej mocy, co istotnie ogranicza wybór lokalizacji takich małych, ale wielofunkcyjnych i wysokosprawnych elektrowni. Rozwój energetyki wodnej, której niewykorzystany potencjał hydrologiczny jest już niewielki, bywa często postrzegany jako zagrożenie dla ekosystemów rzecznych, aczkolwiek sprzyja regulacji stosunków wodnych i ochronie przeciwpowodziowej. Szereg niepożądanych skutków środowiskowych może jednak znacząco zwiększyć koszt tego atrakcyjnego sposobu wytwarzania elektryczności, który odznacza się niewielkimi kosztami eksploatacyjnymi. W skali światowej użytkowane są już w zasadzie technologie wodorowe z rychłą możliwością bezpośredniej produkcji wodoru z biomasy, a także technologia produkcji ropy naftowej z piasków bitumicznych. Realna jest już znaczna podaż gazu skroplonego LNG (Liquefied Natural Gas) i gazu łupkowego (Shale Gas) wydobytanego metodą szczelinowania hydraulicznego. Ten drugi przynosi już ogromne korzyści dla USA i Kanady, co określa się nawet mianem rewolucji łupkowej. Jego podaż przełożyła się tam na ogromną obniżkę cen gazu, która z kolei umożliwiła obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej przez energetykę gazową nawet do poziomu niższego niż w przypadku energetyki opartej na tanim węglu. Prawdopodobnie wyhamuje to budowę nowych elektrowni jądrowych. Być może fakt ten legł u podstaw wstrzymania ofensywy łupkowej we Francji, w której dominuje energetyka jądrowa. Niemal ustawicznie pojawiają się opinie pochodzące z różnych źródeł, które sugerują, że wydobycie gazu łupkowego metodą szczelinowania hydraulicznego grozi zanieczyszczeniem wody pitnej, wód powierzchniowych i gruntowych, a także powietrza [13].

W kraju znajdują się także pokaźne zasoby wód geotermalnych, aczkolwiek o temperaturze poniżej 100°C. Najwyższą temperaturę wody termalnej na poziomie 87°C odnotowano w Geotermii Stargard Szczeciński, a wydajność pompowania jest na poziomie 200m³/h. Nie sposób więc pominąć roli geoenergetyki w postaci sieci rozproszonych siłowni geotermalnych z obiegiem ORC, które mogą funkcjonować jako binarne i trinarne, a ponadto mogą być różnorodnie sprzężone cieplnie z siłowniami klasycznymi, turbinami gazowymi i tlenkowo-ceramicznymi ogniwoami paliwowymi SOFC, zwiększając ich efektywność energetyczną [14]. Zastosowanie niskotemperaturowych obiegów ORC w energetyce jest rozwiązaniem kosztownym, a więc i mało perspektywicznym, chyba że pojawią się nowe czynniki obiegowe, dzięki którym można będzie zwiększyć sprawność procesu konwersji energii. Zapewne będą budowane kolejne ciepłownie geotermalne, aczkolwiek w dużej mierze będzie to zależęć od koniunktury w różnych gałęziach przemysłu i rozbudowy bądź budowy zakładów na terenach bogatych w zasoby wód geotermalnych.

PODSUMOWANIE

Tempo wzrostu popytu na OZE jest kwestią otwartą. Będzie ono zależęć od stanu gospodarki w krajach UE, dostępności gazu, ceny innowacji technologicznych oraz stabilności i nieodwracalności działań proekologicznych. Dobrą perspektywę mają przede wszystkim tanie technologie. Za wyborem określonych opcji pokrycia zapotrzebowania na elektryczność i ciepło będzie decydować przede wszystkim efektywność inwestycji energetycznych, jako że o ich realizacji będzie rozstrzygał dostęp do kosztownych kredytów długoterminowych. O rozwoju energetyki wiatrowej może stanowić postęp w zakresie magazynowania energii w postaci energii potencjalnej wody lub sprężonego powietrza, rozwój technologii gazowych dobrze pracujących przy zmiennych obciążeniach oraz dużej liczbie rozruchów i wyłączeń, ale przede wszystkim ekologiczne wytwarzanie wodoru w procesie elektrolizy. Mógłby on zasilać ogniwa paliwowe, które pokrywałyby niedobór energii elektrycznej dostarczanej do systemu energetycznego przez siłownie wiatrowe z powodu nieodpowiednich warunków wietrznych. Ten sposób magazynowania energii jest szczególnie obiecujący, choćby z uwagi na perspektywiczną rolę ogniwo paliwowych. Chodzi przede wszystkim o zaawansowane już technologicznie stacjonarne ogniwa ceramiczne SOFC i polimerowych PEFC. Wkrótce na rynku światowym będą zapewne dostępne ogniwa węglanowe MCFC, fosforowe PAFC czy ogniwa zasilane biogazem. Technologie wodorowe to alternatywa dla silników wewnętrzznego spalania. Ostatnie zmiany w otoczeniu prawnym mogą zainicjować nieskrępowany rozwój mini- i mikroenergetyki odnawialnej oraz skonkretyzować takie innowacyjne kierunki zmian w gospodarce, by odchodzeniu od „dużej” energetyki nie towarzyszyły takie groźne zjawiska, jak: wzrost inflacji, spadek eksportu i wzrost bezrobocia. Tzw. zielona energia elektryczna jest jednak zdecydowanie droższa od tej z elektrowni konwencjonalnych i jądrowych. Nie należy więc oczekiwać, że rozwój mini- i mikroenergetyki będzie miał charakter gwałtowny. Wspomagać go może energetyczne wykorzystanie biomasy. Relacje między różnymi nowymi, wysokosprawnymi i niskoemisyjnymi technologiami energetyki odnawialnej mają charakter dynamiczny, który w dużej mierze jest pochodną polityki energetycznej decydentów na światowym rynku energii.

BIBLIOGRAFIA

1. Ziębik A.: Selected problems of biomass co-combustion in energy conversion systems, Archives of Thermodynamics, 28(3), 2007, 57-66.

2. Ziębik A., Zuwała J., Ściażko M.: Energy and ecological effectiveness of biomass co-firing in CHP plants, Archives of Thermodynamics, 30(3), 2009, 29-44.
3. Sadowski K., Wysocki W.: Doświadczenia eksploatacyjne kotła parowego o mocy 75MW zasilanego biomasa, Międzynarodowa Konferencja Naukowa: Stan pozyskiwania odnawialnych źródeł energii w Polsce, Wydawnictwo PWSiIP w Łomży, Łomża, 2009, 305-320.
4. Król D., Łach J., Poskrobko S.: O niektórych problemach związanych z wykorzystaniem biomasy nieleśnej w energetyce, Energetyka, 1, 2010, 53-62.
5. Leckner B.: Co-combustion: A summary of technology, Thermal Science, 11(4), 2007, 5-40.
6. Sealmenoia K.: Chlorine-induced superheater corrosion in boilers fired with solid biofuels, Power Lines, 1, 2000, 10-11.
7. Poskrobko S., Łach J., Król D.: Experimental investigation of hydrogen chloride bonding with calcium hydroxide in the furnace of a stoker-fired boiler, Energy & Fuels, 24(3), 2010, 1948-1957.
8. Poskrobko S., Łach J., Król D.: Experimental investigation of hydrogen chloride bonding with limestone and dolomite in the furnace of a stoker-fired boiler, Energy & Fuels, 24 (11), 2010, 5851-5858.
9. Ciechanowicz W., Szczukowski S.: Transformacja Cywilizacji z Ery Ognia do Ekonomii Wodoru i Metanolu szansą rozwoju Polski, Oficyna Wydawnicza WIT, Warszawa, 2010.
10. Ciechanowicz W., Szczukowski S.: Sposób wytwarzania metanolu, Patent P 365770 (2004).
11. <http://wiadomosci.onet.pl>
12. <http://www.centroenergia.pl>
13. <http://finanse.wp.pl>
14. Nowak W., Stachel A.A., Borsukiewicz-Gozdur A.: Zastosowania odnawialnych źródeł energii, Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, Szczecin, 2008.

ABOUT SOME PROBLEMS RELATED TO THE USE OF DIFFERENT SOURCES OF RENEWABLE ENERGY AND NUCLEAR ENERGY

Abstract

In this study, some issues, including technological nature, related to combustion and co-firing of biomass in fluidized bed boilers have been indicated, and then a number of problems related to the use of various RES and nuclear energy to meet the demand for electricity and heat have been discussed, too.

Autorzy:

dr inż. **Przemysław Motyl** - UTH Rad., p.motyl@uthrad.pl

prof. dr hab. inż. **Jan Łach** - UTH Rad., lachjan@wp.pl