Zeszyty Naukowe

Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk

rok 2018, nr 105, s. 63–74
DOI: 10.24425/124387

Tomasz MIROWSKI[1], Eugeniusz MOKRZYCKI[1], Mariusz FILIPOWICZ[2], Krzysztof SORNEK[2]

Charakterystyka wybranych technologii produkcji energii z biomasy w energetyce rozproszonej

Streszczenie: Zmiany, które dokonują się na krajowym rynku paliw stałych, w szczególności prognozy dotyczące wzrostu cen, a także rosnące wymagania związane z przestrzeganiem obowiązujących norm ochrony środowiska, powodują wzrost zainteresowania odnawialnymi źródłami energii, zwłaszcza biomasą, wiatrem i promieniowaniem słonecznym. Źródła te umożliwiają osiągnięcie redukcji emisji CO_2, a tym samym uniknięcie kosztów środowiskowych po 2020 roku. Dlatego też istotne znaczenie w tym zakresie będzie miał rozwój energetyki rozproszonej, która wyposażona w kotły biomasowe, kotły gazowe i wysokosprawne CHP, umożliwi spełnienie obowiązujących norm w zakresie efektywności energetycznej oraz emisji zanieczyszczeń do powietrza. Trzeba podkreślić, że podejmowane działania związane z ograniczeniem emisji (ustawa antysmogowa) będą przyczyniać się do zmniejszenia zużycia węgla w sektorze drobnych odbiorców (gospodarstwa domowe, rolnictwo oraz pozostali odbiorcy) na korzyść biomasy bądź innych źródeł odnawialnych. W artykule dokonano przeglądu wybranych technologii biomasowych:

- kotły opalane biomasą rozdrobnioną (fluidalne, pyłowe oraz rusztowe),
- kotły do spalania słomy,
- układy kogeneracyjne zasilane biomasą,
- toryfikacja i karbonizacja biomasy.

W wymienionych technologiach biomasowych pokłada się nadzieję na ich dynamiczny rozwój i praktyczne zastosowanie w najbliższych latach, a tym samym na poprawę trudnej sytuacji w sektorze energetyki rozproszonej w zakresie mocy do 50 MW.

Słowa kluczowe: OZE, kotły na biomasę, kogeneracja, biomasa, pelet, toryfikacja, biowęgiel

[1] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi PAN, Kraków; e-mail: mirowski@meeri.pl
[2] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

Characteristic of selected biomass technologies in distributed energy sector

Abstract: The changes in the domestic solid fuel market (including forecasted increases in the fuel prices) and the growing requirements related to actual environmental standards, result in increased interest in renewable energy sources, such as biomass, wind and solar energy. These sources will allow to achieve reduction in the CO_2 emission, and consequently – avoid environmental costs after 2020. Therefore, the development of distributed energy systems, based on the use of biomass boilers, gas boilers and high efficiency combined heat and power units, will enable the fulfillment of current standards in the field of energy efficiency and emission of pollutants to the atmosphere. It should be emphasized that the actions taken to reduce emissions (e.g. anti-smog act) will contribute to reducing coal consumption in the municipal and housing sector (households, agriculture and other customers) in favor of biomass and other renewable energy sources. The article reviews selected biomass technologies:

- fluidized, dust and grate boilers,
- straw-fired boilers,
- cogeneration systems powered by biomass,
- torrefaction and biomass carbonisation.

The mentioned technologies are characterized by a high potential of in the field of dynamic development and practical application in the coming years. Thus, they can improve difficult situation in the distributed energy sector with a capacity up to 50 MW.

Keywords: RES, biomass boilers, cogeneration, biomass, pellet, torrefaction, biochar

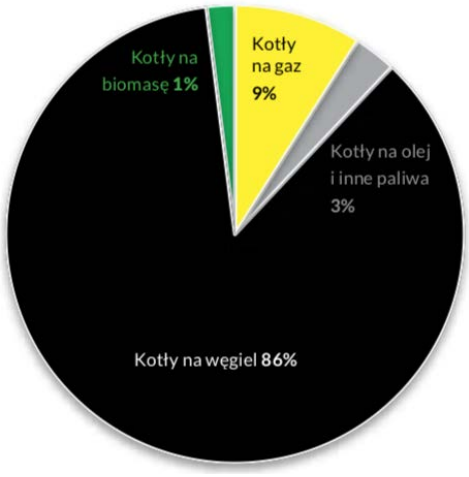
Wprowadzenie

Wymagania postawione w pakiecie zimowym stawiają polską energetykę w trudnej sytuacji określenia na nowo kierunku rozwoju źródeł wytwórczych, aby osiągnąć cel redukcji emisji CO_2, i tym samym uniknąć kosztów środowiskowych po 2020 roku. Rosnące ceny uprawnień do emisji CO_2 powodują, że koszty produkcji energii elektrycznej z węgla rosną, a w konsekwencji rosną ceny energii u odbiorcy końcowego. W 2017 roku w miesiącach lipiec–sierpień ceny uprawnień na londyńskiej giełdzie ICE-EUA UK sięgały nieco ponad 5 EUR/Mg CO_2. Obecnie (sierpień 2018 r.) cena sięga 20 EUR/Mg (CIRE 2018), a w kontraktach terminowych średni wzrost ceny uprawnień EUA wynosi ponad 17% (KOBiZE 2018). Prognozy długoterminowe dotyczące rozwoju polskiego sektora energetycznego zakładały taki poziom cen uprawnień do emisji CO_2 w latach 2025–2030 (Gawlik 2013; Ecke i in. 2017).

Implementacja Dyrektywy MCP (*Medium Combustion Plants Directive*) przyjętej przez Polskę w 2015 roku, a której termin transpozycji minął 19 grudnia 2017 roku, nakłada na źródła wytwórcze średniej mocy (1–50 MW) rygorystyczne wskaźniki dopuszczalnej emisji do powietrza SO_2, NO_x oraz pyłów. Spowoduje to konieczność dostosowania istniejących źródeł lub nowo budowanych opartych na paliwach węglowych do nowych, niższych wielkości dopuszczalnych emisji. Nowe standardy emisyjne będą wprowadzone od 20.12.2018 r. w stosunku do nowych źródeł ciepła i od 01.01.2030 r. w stosunku do wszystkich źródeł, w tym sprzed 20.12.2018 roku (Rybak 2017). W praktyce wprowadzane zmiany mogą dotyczyć operatorów niemal 5 tys. instalacji o mocach w zakresie 1–50 MW. Systemów ciepłowniczych w 2016 roku według danych ARE było 529, z których 86% zasilanych jest węglem, 9% gazem ziemnym, 3% olejem i innymi paliwami oraz 1% biomasą (Forum

Energii 2017). Ten zarys stanu źródeł energetyki rozproszonej w Polsce dowodzi, że zmiany technologii wytwarzania energii w postaci ciepła lub/i energii elektrycznej powinny już dawno się rozpocząć, a ich dynamika budzi obawy co do spełnienia zakładanych celów poprawy efektywności energetycznej, wzrostu udziału OZE (również stabilnych) oraz redukcji emisji CO_2 i innych zanieczyszczeń do powietrza. Próbą pobudzenia inwestycji w źródła rozproszone w sposób systemowy jest tworzenie klastrów energii. Sposoby na realizację takich przedsięwzięć przedstawiono między innymi w pracach (Mirowski i Kubica 2016; Sołtysik i in. 2018).

Źródła rozproszone w Polsce w postaci systemów ciepłowniczych są bardzo rozpowszechnione. W większości są to jednostki w zakresie mocy 1–50 MW (ponad 54% w 2017 roku w strukturze przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej (URE 2018)), jednak ze względu na ich wiek i zastosowane technologie, większość z nich to jednostki nieefektywne. Na 529 systemów ciepłowniczych, tylko 66 spełniało w 2016 roku kryterium efektywnego systemu w rozumieniu Dyrektywy (UE 2012) o efektywności energetycznej (Forum Energii 2017). Pozostałe nieefektywne systemy to z reguły mniejsze jednostki, które występują w miastach poniżej 20 tys. mieszkańców w udziale ponad 86%, w miastach od 20 do 100 tys. mieszkańców – ponad 72%, a w miastach 100–200 tys. mieszkańców – w 54%. Stanowią one tzw. obszar krytyczny energetyki rozproszonej w Polsce, który musi zostać zastąpiony technologiami spełniającymi obowiązujące normy w zakresie efektywności energetycznej oraz emisji zanieczyszczeń do powietrza (kotły biomasowe, kotły gazowe, wysokosprawne CHP). Na rysunku 1 przedstawiono szacunkową strukturę zużycia paliw w ciepłowniach o mocy powyżej 1 MW znajdujących się w obszarze krytycznym (nieefektywnych instalacji). Największy, bo 86% udział posiadają kotły zasilane węglem kamiennym.



Rys. 1. Struktura zużycia paliw w ciepłowniach o mocy ≥ 1 MW w obszarze krytycznym

Fig. 1. Structure of using the fuels in ≥ 1 MW public heat plants in critical area

1. Zużycie węgla kamiennego i biomasy przez drobnych odbiorców

Krajowe elektrownie i elektrociepłownie są największym odbiorcą węgla energetycznego. Na drugim miejscu jest sektor drobnych odbiorców węgla. Sektor ten obejmuje następujące grupy statystyczne (według Głównego Urzędu Statystycznego): gospodarstwa domowe, rolnictwo (łącznie z leśnictwem, łowiectwem, rybołówstwem i rybactwem) oraz pozostałych odbiorców (budynki użyteczności publicznej: urzędy, szpitale, hotele). Ze względu na ilość zużywanego węgla decydujące znaczenie w tym sektorze mają jednak gospodarstwa domowe.

W okresie 1990−2015 zużycie węgla kamiennego w sektorze drobnych odbiorców było zmienne i zawierało się w przedziale 9−20 mln ton. W latach 1991−1993 zużycie to było duże i kształtowało się na poziomie 19−20 mln ton. Następnie, do 2000 roku wystąpił spadek zużycia węgla, który osiągnął poziom nieznacznie przekraczający 9 mln ton. W kolejnych latach zużycie węgla było w miarę ustabilizowane i wahało się w granicach 9−11 mln ton. W ostatnich latach (2012−2015) utrzymywało się na poziomie 12−14 mln ton. Udział tego

TABELA 1. Zużycie paliw do produkcji ciepła w 2017 roku w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych w Polsce

TABLE 1. Consumption of fuels to heat production in heat plants in 2017

Wyszczególnienie	Zużycie paliw do produkcji ciepła			
	ogółem	w kogeneracji	ogółem	w kogeneracji
	[GJ]		[%]	
Węgiel kamienny	326 611 639,2	227 489 286,1	72,21	67,47
Węgiel brunatny	7 199 447,2	6 624 836,3	1,59	1,96
Olej opałowy lekki	1 272 807,5	824 867,0	0,28	0,24
Olej opałowy ciężki	21 918 189,7	21 890 322,9	4,85	6,49
Gaz ziemny wysokometanowy	31 059 469,3	21 716 009,1	6,87	6,44
Gaz ziemny zaazotowany	7 522 867,1	6 976 969,7	1,66	2,07
Biomasa	33 571 663,6	30 650 492,5	7,42	9,09
Biogaz	211 549,8	203 813,0	0,05	0,06
Inne odnawialne źródła energii	637 341,3	19 724,0	0,14	0,01
Odpady komunalne stałe	5 358 866,3	5 325 094,4	1,18	1,58
Odpady przemysłowe nieodnawialne	398 280,0	398 280,0	0,09	0,12
Pozostałe paliwa	16 523 170,8	15 046 696,2	3,65	4,46

Źródło: URE 2018.

sektora w zużyciu krajowym węgla kamiennego energetycznego zmieniał się w zakresie 15−22% (Stala-Szlugaj 2017a, b).

Jak już wcześniej wspomniano, znaczącą grupą statystyczną w sektorze drobnych odbiorców węgla są gospodarstwa domowe, które w latach 2003−2015 zużywały od 7,2 do 10,8 mln ton rocznie węgla kamiennego energetycznego, co stanowiło 71−81% udziału w zużyciu węgla przez sektor drobnych odbiorców (Stala-Szlugaj 2017a).

W przypadku biomasy w energetyce rozproszonej na tle pozostałych nośników (tab. 1), wielkość jej zużycia nieznacznie wzrosła. W 2010 roku było to 7,4% w stosunku do węgla kamiennego, a w 2017 r. już 10,3% w stosunku do wyprodukowanego ciepła z węgla kamiennego. W sektorze drobnych odbiorców oraz gospodarstw domowych wsparcie udzielane przez instytucje krajowe (WFOŚiGW, NFOŚiGW) oraz programy unijne (RPO) spowodowały wzrost zużycia paliw z biomasy w postaci peletu.

Począwszy od 2013 r. następuje niewielki spadek zużycia węgla. Trzeba podkreślić, że podejmowane ostatnio działania związane z ograniczeniem niskiej emisji (ustawa antysmogowa) będą przyczyniać się do zmniejszenia zużycia węgla w gospodarstwach domowych (Ustawa… 2015). Województwo małopolskie jako pierwsze w kraju podjęło uchwałę ograniczającą eksploatację instalacji grzewczych, w których następuje spalanie paliw stałych (Uchwała… 2017a), drugim – śląskie (Uchwała… 2017b).

W latach 2009−2015 nastąpił o 2 punkty procentowe wzrost udziału mieszkań ogrzewanych drewnem opałowym oraz o 1 punkt procentowy mieszkań ogrzewanych ciepłem z sieci, natomiast nastąpił o 7 punktów procentowych spadek udziału mieszkań ogrzewanych węglem kamiennym oraz o 1 punkt procentowy – gazem (Stala-Szlugaj 2017b).

W 2015 r. węgiel kamienny był wykorzystywany w 5,4 mln gospodarstw domowych, w tym 3,4 mln to gospodarstwa wiejskie (GUS… 2012−2017). Statystyczne gospodarstwo domowe w 2015 r. zużywało 2,8 mln ton węgla kamiennego (Stala-Szlugaj 2017b).

Na wielkość zużycia węgla kamiennego, jak również innych nośników energii przez gospodarstwa domowe ma wpływ:

- liczba mieszkań zużywających dany rodzaj paliwa,
- struktura wiekowa budynku oraz ich zapotrzebowanie energetyczne,
- warunki klimatyczne,
- sytuacja materialna gospodarstw domowych,
- cena paliwa i dostęp do niego,
- obowiązujące uwarunkowania prawne.

2. Przegląd wybranych technologii biomasowych

Instalacje do przetwarzania biomasy na energię użytkową w postaci ciepła, energii elektrycznej lub wtórnych nośników energii (paliwa gazowe, ciekłe i stałe) można w skrócie nazwać technologiami biomasowymi. W tej części artykułu zostaną przedstawione wybrane technologie, w których pokłada się nadzieję na ich dynamiczny rozwój w najbliższych latach. Na rysunku 2 przedstawiono stan dojrzałości technologii biomasowych.

Technologia	Poziom dojrzałości			
	B+R	demonstracyjny/pilotaż	wczesne wdrożenie	komercyjny
Spalanie biomasy w kotłach rusztowych z produkcją ciepłej wody/pary				
Spalanie biomasy w kotłach fluidlnych BFB* z produkcją ciepłej wody/pary				
Spalanie biomasy w kotłach fluidlnych CFB** z produkcją ciepłej wody/pary				
Spalanie biomasy z wykorzystaniem technologii ORC				
Biogazownie (fermentacja beztlenowa)				
Gazyfikacja biomasy				
• z ciągiem dolnym				
• z ciągiem górnym				
• ze złożem fluidalnym				
Biomasa przetworzona				
• toryfikacja				
• piroliza/hydrotermiczne wzbogacanie				

Rys. 2. Przegląd technologii przetwarzania biomasy oraz stan ich obecnego rozwoju (IFC 2017)

Fig. 2. Overview of Biomass Conversion Technologies and Their Current Development Status

2.1. Kotły opalane biomasą

Wśród paliw biomasowych stosowanych w ciepłownictwie i ogrzewnictwie są m.in. pelety drzewne, zrębki drzewne, drewno, słoma oraz pelety agro. Przemysłowe kotły wodne oraz kotły parowe opalane biomasą rozdrobnioną stanowią obecnie najtańsze źródło ciepła w Polsce.

Kotły do spalania zrębków drzewnych, peletów i innych rodzajów biomasy posiadają różną budowę. Wśród stosowanych w Polsce typów kotłów energetycznych większej mocy są kotły fluidalne, kotły pyłowe oraz kotły rusztowe. Spośród wymienionych tutaj technologii najwyższymi parametrami pracy i najlepszą sprawnością (dochodzącą do ponad 80%) charakteryzują się kotły fluidalne. Paliwo w tych kotłach spala się w postaci zawieszonej, którą uzyskuje się przez rozdrobnienie paliwa oraz odpowiednią prędkość powietrza przepływającego przez komorę – musi być ona większa niż prędkość opadania cząsteczek paliwa i dodatkowego materiału inertnego (piasku, popiołu lub ziaren sorbentu).

Kotły pyłowe wykorzystywane są powszechnie w energetyce zawodowej. Posiadają one oddzielny układ podawania paliwa stosowany do doprowadzania biomasy i odpadów. Wyposażone są również w nowoczesne instalacje do oczyszczania spalin, które pozwalają na spełnienie aktualnych wymagań związanych z emisjami. W skład kotła pyłowego wchodzi przedpalenisko, którego działanie polega na podawaniu paliwa w postaci rozdrobnionego drewna do specjalnej, izolowanej cieplnie komory spalania. Zapłon paliwa odbywa się przez palnik rozpałkowy, który dostawiany jest na czas rozpalania. Pozostałości po spaleniu biomasy kierowane są z rusztu do lejów pod rusztem i dalej do odżużlacza, a gorące spaliny trafiają do odpowiednio dobranych dysz spalin. W przedpalenisku spalana może być biomasa o szerokim zakresie wilgotności, kaloryczności, granulacji oraz pochodzenia. Nominalna moc cieplna wynosi z reguły od 5 do 15 MW.

Kotły rusztowe wyposażone są z kolei w ruszt schodkowy lub palnik typu retortowego. W pierwszym przypadku komora wykonana jest z żaroodpornego betonu o odporności termicznej do 1550°C. Zastosowanie rusztu wielostopniowego (np. dwustopniowego) umożliwia oddzielną regulację czasu posuwu paliwa oraz stref powietrza pierwotnego i wtórnego. Do podstawowych elementów kotłów z palnikiem retortowym zalicza się palnik pelletowy o mocy z zakresu 10–700 kW, podajniki ślimakowe (służące do transportowania trocin z przenośnika zgarniakowego lub magazynu do zbiornika przypaleniskowego) lub przenośniki zgarniakowe (służące do transportu trociny lub zrębki przy zmianie wysokości podawania paliwa lub do transportu poziomego) oraz instalacja odprowadzania spalin. Proces spalania paliwa kontrolowany jest za pomocą sondy lambda – na podstawie jej wskazań następuje regulacja ilości powietrza pierwotnego i wtórnego nawiewanego do komory spalania.

Poza kotłami przeznaczonymi do spalania biomasy w postaci rozdrobnionej, występują też kotły przeznaczone do spalania słomy. Istnieją trzy podstawowe technologie spalania słomy:

- okresowo-cykliczne spalanie ładunków słomy w tzw. kotłach wsadowych o mocy dochodzącej do 1 MW,
- spalanie słomy ciętej na odcinki o długości 5–10 cm w kotłach automatycznych o działaniu ciągłym, których moc wynosi od 1 do kilkunastu MW,
- spalanie słomy w tzw. systemie cygarowym w kotłach o działaniu ciągłym, których moc osiąga od 1 do kilkunastu MW.

2.2. Układy kogeneracyjne zasilane biomasą

Systemy kogeneracyjne, posiadające źródło ciepła w postaci urządzeń opalanych biomasą, mogą być oparte na układach pracujących według klasycznego cyklu Rankine'a (RC), układach pracujących według organicznego obiegu Rankine'a (ORC), silnikach Stirlinga, generatorach termoelektrycznych oraz silnikach spalania wewnętrznego (Sornek i in. 2017).

W zakresie mocy do 50 MW, największą popularnością cieszą się obecnie układy RC i ORC. Podstawowym elementem stosowanym w tego typu układach są turbiny parowe, które napędzane są przez pary medium roboczego i wprowadzają w ruch generatory prądotwórcze. W pierwszym przypadku jako medium robocze stosuje się wodę. Kocioł pełni rolę wytwornicy pary produkującej parę przegrzaną o temperaturze z zakresu 370–450°C i ciśnieniu 27–35 barów. Rozwiązanie to pozwala uzyskać około 17–20% energii elektrycznej z mocy netto kotła oraz ciepło odpadowe w ilości około 80% mocy netto kotła w postaci wody o temperaturze około 85°C. W przypadku układów ORC, w kotłach ogrzewany jest olej termalny, który przekazuje energię do obiegu parowego, w którym znajduje się olej silikonowy. Pary oleju silikonowego, wytworzone w parowniku, poruszają turbinę o konstrukcji znacznie prostszej od profesjonalnej turbiny parowej. Następnie, przepracowane pary oleju ulegają kondensacji w skraplaczu (chłodzone są najczęściej przez obieg c.o.), po czym olej jest ponownie transportowany za pomocą pompy cyrkulacyjnej do parownika. Sprawność produkcji energii elektrycznej wynosi w tym przypadku 17–24% i zależna jest w dużej mierze od parametrów obiegu chłodzenia w skraplaczu (Polytechnik 2018).

Wśród zalet stosowania układów kogeneracyjnych wymienić należy zmniejszenie zużycia paliwa na wytworzenie jednostki energii, obniżenie kosztów energii elektrycznej, a także zmniejszenie strat energii w sieciach przesyłowych (z uwagi na mniejsze odległości pomiędzy źródłem a odbiorcami energii).

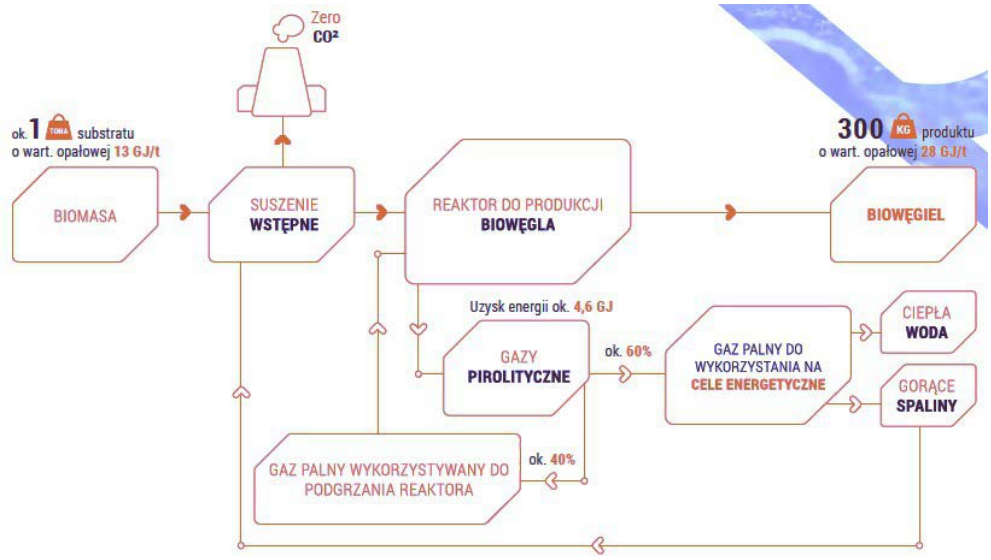
Szacowane nakłady inwestycyjne na blok ORC to około 1,2 mln EUR na 1000 kW. Pozostała część niezbędnej infrastruktury (kocioł wraz z odpowiednim wyposażeniem, układy zasypu, odpylania oraz filtracji na elektrofiltrach, a także dostosowanie sieci przesyłowych – cieplnych i elektrycznych) stanowi z reguły dwu– lub trzykrotność wartości bloku ORC. Kompleksowe nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na 1000 kW siłowni wynoszą w konsekwencji 3,5–5,5 mln EUR (INTECH 2018). Przykładowe rzeczywiste koszty budowy instalacji ORC, podawane w literaturze, wahają się od 4500 EUR/kW dla systemu o mocy 1803 kW do 10 200 EUR/kW dla systemu o mocy 345 kW (Duvia i in. 2009).

Przykładem układów kogeneracyjnych RC i ORC są systemy wdrażane przez firmę Polytechnik Polska Sp. z o.o., Turboden czy Urbas Maschinenfabrik. W przypadku Turboden pierwsza instalacja kogeneracyjna z kotłem na biomasę powstała w 1999 r. Obecnie na świecie występują 302 takie instalacje (36 jest w trakcie budowy), a ich łączna moc wynosi 399,3 MW (moc pojedynczej jednostki osiąga do 20 MW) (Turboden 2018).

2.3. Toryfikacja i karbonizacja biomasy

Toryfikację można w skrócie zdefiniować jako proces powolnej pirolizy w temperaturach od 200 do 300°C. Czas przebywania materiału wsadowego w reaktorze zależy od charakterystyki reaktora i wynosi od 15 minut do 3 godzin. Podczas procesu jest konieczne dostarczenie energii z zewnątrz. Produktem ubocznym procesu jest gaz procesowy (tzw. torgaz), który może posłużyć do przeprowadzenia procesu toryfikacji (proces autotermiczny). Celem tego procesu jest zwiększenie kaloryczności paliwa biomasowego, obniżenie wilgotności i części lotnych, wzrost uwęglenia, polepszenie przemiałowości i zwiększenie hydrofobowości paliwa.

Proces karbonizacji, podobnie jak toryfikacja, jest jednym ze sposobów waloryzacji parametrów biomasy w zakresie podniesienia wartości opałowej, redukcji zawartości części lotnych oraz wilgoci, jednocześnie zapewniając stabilną charakterystykę otrzymanego paliwa. Jednocześnie w tym procesie wytwarzane jest ciepło ze spalania gazu (rys. 3). Produkcja karbonizatu z biomasy (często nazywanego biowęglem) polega na przetwarzaniu niemalże każdego rodzaju biomasy oraz innych form materii organicznej pod wpływem działania wysokiej temperatury (320–700°C) i ograniczonego dostępu tlenu. W wyniku tego procesu następuje odparowanie wody z materiału wsadowego oraz wydzielenie części lotnych. Zwiększa się zawartość pierwiastka C oraz zanika struktura włóknista materiału wsadowego. Głównym produktem jest karbonizat o wartości opałowej (21–29 GJ/Mg). Biowęgiel może być stosowany jako paliwo bezpośrednio do kotłów pyłowych lub po procesie peletowania



Rys. 3. Przykładowy bilans energetyczny instalacji uwęglania biomasy dla 1 tony substratu o wartości opałowej 13 GJ/Mg (Timex 2018)

Fig. 3. Example of energy balance of biochar production up to 1 tone of feedstock and its calorific value of 13 GJ/Mg

do kotłów rusztowych. Dodatkowo podczas produkcji biowęgla powstaje mieszanina gazów palnych (syngaz). Prawie 60% objętości gazu zostaje wykorzystana do ogrzania komory reaktora, natomiast pozostała część (40%) może być wykorzystana na inne cele energetyczne lub na wstępne suszenie biomasy. Zasada działania wraz z bilansem energetycznym dla przykładowego substratu przedstawiono na rysunku 3.

Instalacja może przetworzyć autotermicznie substrat o wilgotności ponad 60% w biowęgiel charakteryzujący się wartością opałową na poziomie 21–23 GJ/Mg oraz zawierający 30–35% części lotnych. Zdecydowaną zaletą opisanej technologii jest jej samowystarczalność energetyczna oraz wysoka sprawność procesu, która sięga nawet 90% w zależności od wilgotności i rodzaju biomasy. Jednym z czynników wpływających na efektywność energetyczną cyklu karbonizacji jest zawartość części lotnych w materiale organicznym, który jest przetwarzany. Ma ona wpływ na osiągane ilości gazów palnych wykorzystywanych do podgrzania komory reakcyjnej. W związku z tym, jeśli biomasa charakteryzuje się niską zawartością części lotnych, wystąpi konieczność dodawania biomasy w postaci zrębki do komory reaktora. Tak otrzymywany karbonizat ma szeroki zakres zastosowania: energetyka (ogrzewanie gospodarstw domowych, ciepłownictwo, energetyka zawodowa), rolnictwo (nawożenie, poprawa statusu wodnego, poprawa plonów, produkcja szklarniowa), kompostowanie substancji organicznych (wzrost zawartości azotanów w kompoście, ograniczenie uciążliwych zapachów), budownictwo (izolacja cieplna, budownictwo ekologiczne), ochrona środowiska (produkcja rolna na terenach zanieczyszczonych, usuwanie zanieczyszczeń z roztworów wodnych oraz gazów procesowych, remediacja gleb z zanieczyszczeń organicznych, rekultywacja składowisk odpadów, uwęglanie osadów ściekowych). Technologia jest w fazie rozwojowej, prowadzone są testy przedwdrożeniowe instalacji prototypowej (Timex 2018).

Zaletą przedstawionych technologii jest stabilne, nowe paliwo pochodzące z biomasy, które pozwala zredukować wady biomasy surowej: zwiększa gęstość energii, przez co zmniejszają się koszty transportu, redukuje emisję CO_2, LZO oraz pyłów.

Podsumowanie

Technologie biomasowe przedstawione w artykule, począwszy od najprostszych, gdzie zachodzi proces spalania, aż po złożone, jak reaktory do karbonizacji biomasy, mogą skutecznie przyczynić się do poprawy lokalnego bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię bazując na zasobach energii pozyskiwanej lokalnie (np. w obszarze klastra energii), zwiększyć udział OZE w bilansie zużycia paliw pierwotnych, pobudzić rolnictwo do produkcji roślin na cele energetyczne, czy też uskutecznić realizację przyjętych polityk w obszarze zrównoważonego rozwoju (od pozyskania surowca, aż po jego wykorzystanie) i gospodarki cyrkularnej. W sektorze energetyki rozproszonej w zakresie mocy od 1 do 50 MW technologie biomasowe mogą poprawić trudną sytuację tych jednostek wytwórczych opartych na węglu, które ze względu na regulacje środowiskowe i wymogi osiągnięcia wysokiej efektywności energetycznej nie uzyskają dotacji na modernizację bądź będą generowały wysokie koszty wytwarzania.

Literatura

CIRE 2018. Notowania Giełdowe Uprawnień Do Emisji CO2. [Online] https://handel-emisjami-co2.cire.pl/st,34,367,me,0,0,0,0,0,ice---eua-uk-auctions.html [Dostęp: 29.08.2018].

Duvia i in. 2009 – Duvia, A., Guercio, A. i Turboden, Srl. 2009. Technical and Economic Aspects of Biomass Fuelled CHP Plants Based on ORC Turbogenerators Feeding Existing District Heating Networks. Turboden. [Online] https://pdfs.semanticscholar.org/3a94/63feaf9b2be2b1145966c7a946da69efd5de.pdf?_ga=2.267662734.185140636.1536221138-2115474471.1536221138 [Dostęp: 10.08.2018].

Ecke i in. 2017 – Ecke J., Steinert T., Bukowski M., Śniegocki A. – Polski Sektor Energetyczny 2050. 4 Scenariusze. Warszawa. [Online] http://forum-energii.eu/files/file_add/file_add-78.pdf. [Dostęp: 12.07.2018].

Forum Energii 2017. Transformacja Ciepłownictwa 2030. Małe Systemy Ciepłownicze. [Online] http://forum-energii.eu/files/file_add/file_add-100.pdf [Dostęp: 06.05.2018].

Gawlik, L. 2013. *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*. Katowice: GIPH.

GUS… 2012−2017. Zużycie energii w gospodarstwach domowych. Warszawa: GUS, wydania z lat: 2012, 2014 i 2017.

IFC 2017. Converting Biomass to Energy. A Guide for Developers and Investors.

INTECH 2018. Materiały Techniczne Firmy INTECH.

KOBiZE 2018. Raport z Rynku CO_2. [Online] http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2018/Raport_z_rynku_CO2_lipiec_2018.pdf [Dostęp: 12.08.2018].

Mirowski, T. i Kubica, K. 2016. Rola Biomasy w Lokalnych Klastrach Energetycznych. *Polityka Energetyczna –Energy Policy Journal* t. 19, z. 4, s. 125–38.

Polytechnik 2018. Materiały źródłowe firmy Polytechnik. [Online] https://biomass.polytechnik.com [Dostęp: 09.07.2018].

Rybak, A. 2017. Dyrektywa dot. średnich źródeł spalania paliw (MCP)– transpozycja. Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. [Online] http://sdr.gdos.gov.pl/Documents/OPiE/Spotkanie 3.10.2017/Dyrektywa MCP – transpozycja.pdf [Dostęp: 12.08.2018].

Sołtysik M. i in. 2018 – Sołtysik, M., Mucha-Kuś, K. i Rogus, R. 2018. Klastry Energii w Osiąganiu Samowystarczalności Energetycznej Gmin. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* nr 102, s. 301–312.

Sornek K. i in. 2017 – Sornek, K., Filipowicz, M. i Rzepka, K. 2017. Study of Clean Combustion of Wood in a Stove-Fireplace with Accumulation. J*ournal of the Energy Institute*. DOI:10.1016/j.joei.2016.05.001.

Stala-Szlugaj, K. 2017a. Ocena perspektyw zapotrzebowania drobnych odbiorców węgla w Polsce. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 203. Kraków: Wyd. IGSMiE PAN.

Stala-Szlugaj, K. 2017b. Analiza sektora drobnych odbiorców węgla kamiennego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 20, z. 3, s. 117−134.

Timex 2018 – Materiały źródłowe firmy Carbontim Grupa TIMEX. [Online] www.carbontim.pl [Dostęp: 12.08.2018].

Turboden 2018 – Materiały źródłowe firmy Turboden. [Online] www.turboden.com [Dostęp: 12.08.2018].

Uchwała… 2017a – Uchwała Nr XXXII/452/17 Sejmiku Województwa Małopolskiego z dnia 23 stycznia 2017 r. w sprawie wprowadzenia na obszarze województwa małopolskiego ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw. [Online] http://edziennik.malopolska.uw.gov.pl/WDU_K/2017/787/akt.pdf [Dostęp: 07.08.2018].

Uchwała… 2017b – Uchwała Nr V/36/1/2017 Sejmiku Województwa Śląskiego z dnia 7 kwietnia 2017 r. w sprawie w sprawie wprowadzenia na obszarze województwa śląskiego ograniczeń w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw. [Online] http://dzienniki.slask.eu/WDU_S/2017/2624/akt.pdf [Dostęp: 07.09.2018].

UE 2012 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.

URE 2018 – Energetyka Cieplna w Liczbach – 2017. Urząd Regulacji Energetyki.

Ustawa… 2015 – Utawa z dnia 10 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska. Dz.U. 2015, poz. 1593.