Tomasz Golec
Instytut Energetyki, Zakład Procesów Cieplnych

Współspalanie biomasy w kotłach energetycznych[1)]

Opisane w artykule trudności, a przede wszystkim negatywne cechy współspalania biomasy w dużych kotłach energetyki zawodowej, wskazują na techniczną niestosowność rozpatrywanego rozwiązania. Szkoda, że Autor przedstawił tylko ogólnikowe stwierdzenia na temat zwyżki kosztów, a nie zamieścił wyników konkretnych porównań zawierających z jednej strony ewentualne korzyści finansowe, a drugiej koszty związane z dostosowaniem tych dużych kotłów i w ogóle układów cieplnych elektrowni i dużych elektrociepłowni oraz ich eksploatacją i remontami. Można także zauważyć, że uregulowania prawne nie narzucają obowiązku spalania biopaliw w dużych kotłach energetyki zawodowej. Wydaje się, że drogą do zwiększenia stopnia wykorzystania odnawialnych zasobów paliw jest rozwój energetyki rozproszonej i samorządowych przedsiębiorstw multienergetycznych. Odnieść można wrażenia, że także Autor zdaje się podzielać taki pogląd.

Redakcja

Postulowanie wykorzystania w Polsce odnawialnych zasobów paliw do produkcji energii elektrycznej wynika zarówno z uwarunkowań międzynarodowych i prawnych, jak i z merytorycznego uznania konieczności zrównoważonego rozwoju przez wykorzystanie źródeł odnawialnych (m.in. oszczędność paliw kopalnych dla przyszłych pokoleń).

Zmiana struktury surowcowej produkcji energii w kierunku zastępowania paliw kopalnych odnawialnymi nośnikami energii (przede wszystkim biomasą stałą), oprócz niezaprzeczalnych efektów ekologicznych w skali globalnej, ma ogromne znaczenie w wymiarze społecznym, szczególnie istotne w warunkach polskich. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii skutkuje bowiem tworzeniem nowych miejsc pracy przy produkcji i obsłudze urządzeń technologicznych, przy produkcji, przygotowaniu i transporcie biopaliw, w obsłudze przedsiębiorstw inwestujących w OZE itd.

Polska zobowiązała się w negocjacjach z Unią Europejską do osiągnięcia w roku 2010 poziomu 7,5% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto z odnawialnych zasobów energii. Według przedstawionej w Strategii Rozwoju Energetyki Odnawialnej przewidywanej struktury produkcji energii elektrycznej z OZE w Polsce w 2010 roku 4% będzie pochodziło z biomasy.

W celu wykorzystania biomasy w tak dużych ilościach konieczne jest w skali kraju poczynienie dużych inwestycji w jej pozyskanie oraz w instalacje umożliwiające jej energetyczne wykorzystanie. Najbardziej efektywnym ekonomicznie rozwiązaniem jest opracowanie i budowa układów umożliwiających współspalanie biomasy w istniejących kotłach energetycznych — pozwoli to na zminimalizowanie kosztów zarówno inwestycyjnych jak i eksploatacyjnych (korzystanie z efektu skali).

Uwarunkowania

Podstawowe uregulowania prawne dotyczące energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych zawiera ustawa *Prawo energetyczne*[2)]. Zapisami art. 9a ustawodawca nałożył na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek zakupu energii elektrycznej i ciepła, wytwarzanych z odnawialnych źródeł energii[3)].

W dniu 30 maja 2003 r. Minister Gospodarki wydał rozporządzenie (Dz. U. Nr 104, poz. 971) w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu. Rozporządzenie to umożliwia od 1 lipca 2004 roku rozliczanie energii wyprodukowanej w procesie współspalania jako energii odnawialnej.

Dodatkowo zgodnie z Ustawą o podatku akcyzowym z dnia 23 stycznia 2004 (Dz.U. Nr 29 poz. 255, 256, 257) energia elektryczna wyprodukowana z odnawialnych źródeł energii jest zwolniona z podatku akcyzowego.

Z dniem 1 stycznia 2005 r. zmieni się część ustawowych uregulowań prawnych wymieniona wyżej w związku z kolejną nowelizacją ustawy *Prawo energetyczne*[4)].

Nowela ustawy dostosuje prawo polskie do wymagań dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji energii elektrycznej na rynku wewnętrznym, wytwarza-

1) Artykuł opracowano na podstawie prac własnych Instytutu Energetyki oraz wyników konferencji naukowo-technicznej „Współspalanie biomasy i paliw wtórnych w kotłach energetycznych" zorganizowanej prze Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska oraz Instytut Energetyki w dniach 12—14 maja 2004 w Zakopanem.

2) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2003 roku, Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875 i Nr 96, poz. 959).

3) Przed nowelizacją z dnia 24 lipca 2002 r. (Dz. U. z 2002 r. Nr. 135 poz. 1144) ustawa *Prawo energetyczne* nie zawierała zapisów zawartych obecnie w art. 9a, a jedynie delegację do wydania przez ministra właściwego do spraw gospodarki rozporządzenia nakładającego obowiązek zakupu energii elektrycznej i ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem lub przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej lub ciepła.

4) Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy *Prawo energetyczne* oraz ustawy *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875), weszła w życie z dniem 1 maja 2004 r., zmienia brzmienie art. 9a, 9c, 56 (te zmiany wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2005 r.), dodaje art. 9e i 9f oraz zmienia brzmienie art. 19, 20, 23, 24, 31, 32 i 34 ustawy *Prawo energetyczne*.

nej ze źródeł odnawialnych oraz częściowo do wymagań dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE. Zmiany dotyczą m.in. zapisów w art. 9a ustawy.

Przy obliczaniu ilości energii zaliczonej do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł w przypadku wspólnego, w tej samej jednostce wytwórczej, spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami służącymi do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wylicza się procentowy udział energii chemicznej biomasy lub biogazu w całości energii chemicznej zużywanego paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła, obliczanej na podstawie rzeczywistych wartości opałowych tych paliw.

Jednocześnie, w §4 ust. 3, rozporządzenie o zakresie obowiązku zakupu wskazuje, w jaki sposób przebiegać ma obliczanie i rozliczanie ilości energii wytwarzanej z biomasy lub biogazu w przypadku prowadzenia współspalania. Dokonuje się tego na podstawie wskazań urządzeń i przyrządów pomiarowych, w rozumieniu przepisów o miarach i dotyczy: **ilości** energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w jednostce wytwórczej, w której jest spalana biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami (legalizowane okresowo liczniki ciepła i energii elektrycznej) oraz **masy** spalonej w jednostce wytwórczej biomasy lub biogazu oraz masy spalonych w jednostce wytwórczej innych rodzajów paliw (wagi legalizowane).

Kluczowe w obliczeniach i rozliczeniach ilości energii wytwarzanej z biomasy w procesie współspalania jest prawidłowe określenie masy współspalanych paliw oraz ich wartości opałowej. Należy podkreślić, iż obowiązek udowodnienia i udokumentowania prawidłowości obliczania i rozliczania ilości energii wytwarzanej z biomasy ciąży na przedsiębiorstwie prowadzącym współspalanie i sprzedającym energię elektryczną oraz ciepło objęte obowiązkiem zakupu.

W celu wyeliminowania ewentualnych problemów w obliczaniu i rozliczaniu energii ze źródeł odnawialnych wytwarzanej we współspalaniu, wspomniany projekt nowego rozporządzenia nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek wykonywania pomiarów, rejestracji i obliczania ilości energii wytwarzanej za pomocą instalacji wykorzystujących paliwa odnawialne i konwencjonalne według standardowych procedur. Procedury te nie zostały w omawianym projekcie sprecyzowane i bliżej opisane, zapisano jedynie obowiązek ich standaryzacji.

Oczekuje się, że procedury zostaną opracowane i wprowadzone w życie wraz z nowelą *Prawa energetycznego* z dniem 1 stycznia 2005 r.

Problemy współspalania biomasy w kotłach energetycznych

Współspalanie uważane jest obecnie za najprostszy i najtańszy sposób zwiększenia produkcji energii elektrycznej z paliw odnawialnych.

Zalety współspalania:

— prawie natychmiastowe wykorzystanie biomasy w dużej skali (duże kotły),
— proces spalania jest stabilizowany przez spalanie węgla,
— niższe emisje SO_2, NO_x, CO_2 (w części odnoszącej się do paliw kopalnych), elastyczność kotła i brak zależności produkcji energii elektrycznej od dostępności biomasy (problemy logistyczne) co jest korzystne dla operatora systemu energetycznego (np. w porównaniu z energią wiatru).

Wady współspalania:

— trudności z dostawą i przygotowaniem (suszenie, rozdrobnienie) wystarczającej ilości biomasy oraz jej cena,
— ograniczenie wydajności i sprawności kotła,
— efekty uboczne współspalania związane ze składem substancji mineralnej biomasy.

Ze względu na to, że współspalanie będzie uznane jako produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dopiero od 1 lipca 2004 r. brak jest wdrożeń w pełnej skali.

Wiele elektrowni i elektrociepłowni przeprowadziło natomiast krótsze lub dłuższe próby współspalania, np.: *EC Tychy, El. Połaniec, El. Stalowa Wola, Elektrociepłownie Warszawskie* (*EC Pruszków, EC Żerań*), *Południowy Koncern Energetyczny* (*El. Jaworzno II i III, EC Katowice, El. Siersza*), *El. Kozienice, EC Gorzów*. Instytut Energetyki prowadził badania współspalania (w ramach projektów UE) na kotłach OP-380 w *El. Łagisza* i w *El. Stalowa Wola*.

Podstawowe uwarunkowania techniczne współspalania na podstawie dotychczasowych doświadczeń IEn oraz elektrowni i elektrociepłowni

Przy analizie możliwości współspalania biomasy w kotle energetycznym za krytyczne uznano:

- własności biomasy w porównaniu z własnościami węgla,
- pozyskiwanie znacznej ilości biomasy i jej przygotowanie do współspalania,
- sposób podawania biomasy i paliwa do komory paleniskowej,
- przebieg spalania w komorze paleniskowej kotła,
- zmiana rozkładu obciążeń cieplnych powierzchni ogrzewalnych,
- zachowanie się substancji mineralnej biomasy i jej wpływ na parametry eksploatacyjne kotła,
- wykorzystanie odpadów paleniskowych.

Własności biomasy

W tabeli 1 zestawiono własności węgla kamiennego oraz kilku rodzajów biomasy.

Własności fizykochemiczne biomasy powodują, że jest ona paliwem trudnym technologicznie, znacznie różniącym się od węgla spalanego w kotłach energetycznych.

Tabela 1

Własności węgla kamiennego oraz kilku rodzajów biomasy

	Węgiel kamienny	Słoma	Miskant olbrzymi	Drewno bukowe	Wierzba	Ślazowiec petemi
Zawartość wilgoci, %	2,8	10,6	7,6	—	8.49	—
Zawartość części lotnych[1], %	34,7	74,4	78,2	83,2	75	83,5
Popiół[1] [%]	8,25	6,1	4,9	0,34	2.77	5,43
Stała masa palna[1], %	57,1	19,9	17	16,5	22.23	
Analiza elementarna, %[1]						
Węgiel	72,48	47,4	50,7	48,7	48.76	47,82
Wodór	5,64	4,5	4,4	5,7	5.78	6,15
Azot	1,28	0,4—0,8	0,08—0,51	0,13	1.26	0,133—0,21
Siarka	0,94	0,05—0,11	0,04—0,26	< 0,05	007	0,018
Chlor	0,128	0,4—0,73	0,15—0,25	< 0,1	0	0,016
Tlen	11,1	40,4	39,1	45	44.2	40,38
C/H	12,87	10,53	11,52	8,54	8.44	7,77
Analiza popiołu (udział w % zaw. w popiele)						
SiO_2	43,7	56,2	70,6	15,2	50.23	6,22
Al_2O_3	24,7	1,2	1,1	2,65	2.01	0,57
TiO_2	0,97	0,06	0,06	0,26	0.12	0,3
Fe_2O_3	10,2	1,2	1,0	3,8	3.47	1,45
CaO	5,8	6,5	7,5	37,3	23.81	81,24
MgO	3,8	3,0	2,5	8,5	4.56	4,81
SO_3	5,7	1,1	1,7	3,0	2.22	0,22
Na_2O	0,86	1,3	0,17	3,0	0.85	0,76
K_2O	3,22	23,7	12,8	8,6	11.97	4,11
P_2O_5	0,27	4,4	39,1	45,0	—	—
Temp. mięknięcia popiołu [°C]	1380	1140	1170	1420	1200	1370
Pierwiastki śladowe, mg/kg popiołu						
Sb	< 20	< 20	< 20	< 20		—
As	103	32	< 30	< 30		—
Ba	1250	90	70	1080		—
Pb	950	45	< 30	185	2.91	60,14
Cd	1,3	3	0,5	1,2	719	13,51
Cr	299	58	< 30	495	0.33	12,16
Co	78	< 20	< 20	95		—
Cu	844	85	< 30	1530	3.8	58,45
Ni	432	45	< 30	605	2.01	190,2
Hg	< 5	< 5	< 5	< 5	0.03	1,01
Se	< 30	< 30	< 30	< 30		—
V	53	28	38	84		—
Zn	1720	125	226	550	135.96	232,16

[1] W stanie suchym.
Źródło: J. Tchórz.: Konferencja naukowo-techniczna „Współspalanie biomasy i paliw wtórnych w kotłach energetycznych", Zakopane 12—14 maja 2004

Podstawowe różnice między tymi paliwami, to:

- niska wartość opałowa w przeliczeniu na jednostkę objętości — konieczność operowania kilkakrotnie większymi objętościowo ilościami biomasy w celu dostarczenia do procesu takiej samej ilości energii jak z węgla,
- wysoka zawartość wilgoci w surowej biomasie (45—60%), która wpływa negatywnie na efektywność procesu spalania,
- wysoka zawartość części lotnych (2,5-krotnie wyższa niż w węglu kamiennym), drastycznie zmieniająca warunki zapłonu i spalania,
- zawartość popiołu w energetycznie przydatnej słomie jest podobnego rzędu jak dla węgla kamiennego, natomiast dla roślin energetycznych mieści się w zakresie 2—6%, a jedynie dla odpadów drzewnych jest bardzo niska i wynosi <1%,
- zawartość azotu i siarki w biomasie jest niska, ale duża jest zawartość chloru, szczególnie w przypadku słomy, co stwarza duże ryzyko występowania korozji urządzeń,
- głównymi składnikami popiołu z węgla kamiennego są SiO_2, Al_2O_3, i Fe_2O_3, natomiast dla biomasy oprócz dużej ilości K_2O i SiO_2 stwierdzono duże ilości CaO (dla malwy CaO wynosi ~81%),
- większość rodzajów biopaliw stałych wykazuje stosunkowo niskie temperatury mięknięcia i topnienia popiołu w porównaniu z węglem, głównie z powodu dużej zawartości związków metali alkalicznych.

Pozyskiwanie biomasy i przygotowanie do współspalania

Wprowadzenie współspalania w dużej skali wymaga znacznej podaży biomasy o stabilnej jakości, w odpowiedniej cenie oraz w uzasadnionej ekonomicznie odległości od źródła ciepła. Rozproszony charakter występowania biomasy stwarza poważne problemy w przypadku energetyki zawodowej, którą charakteryzuje koncentracja produkcji energii w dużych zakładach.

Niska wartość opałowa jednostki objętości biomasy (~6-krotnie niższa od węgla kamiennego) znacznie zwiększa koszty transportu, co ogranicza możliwości wdrożeniowe. Niekorzystna lokalizacja zakładu energetycznego w stosunku do źródeł biomasy, brak dostatecznych rezerw magazynowo-transportowych i produkcyjnych będzie przeszkodą w stosowaniu nawet niewielkich ilości biomasy.

Dodatkowym niekorzystnym aspektem będzie konkurencja o paliwo z aktualnym lokalnym wykorzystaniem biomasy na cele grzewcze i w przyszłości z energetyką rozproszoną.

Główne źródła biomasy to:
- leśnictwo,
- rolnictwo:
  - odpady i półprodukty z produkcji rolnej,
  - uprawy energetyczne,
- przemysł — głównie drzewny, spożywczy i papierniczy.

Biomasa z przemysłu jest w większości wykorzystywana na własne cele energetyczne.

Ze względu na znaczną skalę zapotrzebowania, potencjalnym źródłem biomasy do współspalania pozostają leśnictwo i uprawy energetyczne. Według szacunków EC BREC, zakładając zgodnie ze strategią rządu 4% energii elektrycznej ze współspalania, odpowiada to 65 PJ energii chemicznej dostarczonej biomasy, tj. 10—12 mln m^3 drewna rocznie do pozyskania.

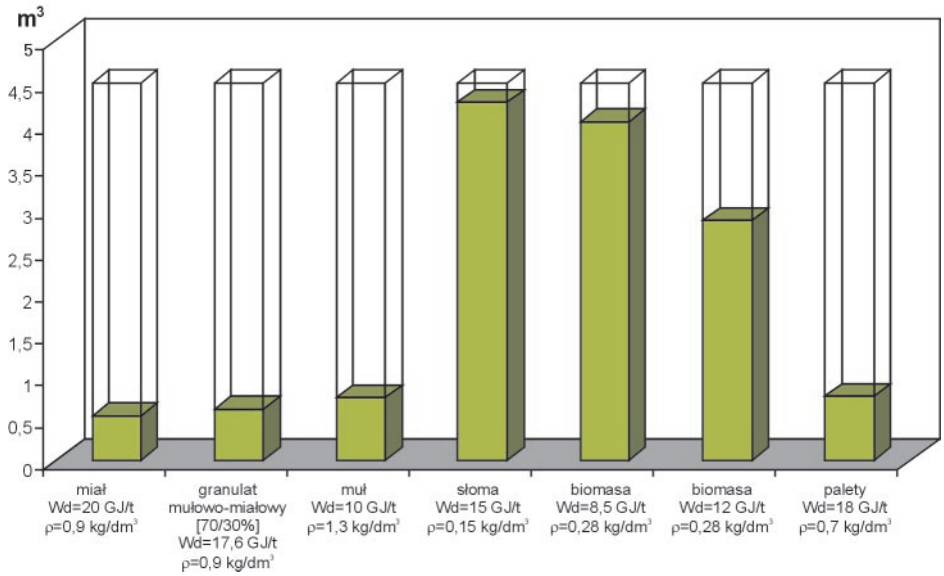
Przyjmując zgodnie z deklaracjami *Lasów Państwowych* ok. 3 mln m^3 drewna z leśnictwa na cele energetyczne, pozostałe 7—9 mln m^3 drewna powinno pochodzić z upraw energetycznych, na co potrzeba ok. 300 tys. ha upraw, przede wszystkim wierzby krzewiastej. Biorąc pod uwagę blisko 2 mln ha terenów rolniczych niewykorzystywanych gospodarczo w wyniku wzrostu wydajności produkcji rolnej i braku zbytu na produkty rolne, jest to realne, nawet uwzględniając różnego rodzaju uwarunkowania zewnętrzne, jak niekorzystna lokalizacja czy wykorzystanie części odłogów i ugorów pod uprawy rzepaku lub pod zalesienia.

Znaczące ilości biomasy wierzbowej z dużych plantacji energetycznych mogą pojawić się najwcześniej za 5 lat (prace związane z założeniem plantacji trwają 1,5 roku, w technologii upraw stosuje się 3-letnie cykle zbioru biomasy).

Należy przy tym rozwiązać szereg zagadnień natury organizacyjnej, jak:
- łańcuch dostaw (skup, standaryzacja i pomiar),
- przetwarzanie (zależne od technologii współspalania),
- przechowywanie, organizacja producentów, mechanizacja produkcji, wykorzystanie istniejącej infrastruktury i doświadczenia.

Sposób podawania biomasy i paliwa do komory paleniskowej kotła energetycznego

Są dwie możliwości energetycznego wykorzystania biomasy w istniejących kotłach:
- współspalanie bezpośrednie:
  - mieszanie biomasy z węglem przed układem dozowania węgla do kotła (młynami),
  - niezależne przygotowanie biomasy — rozdrobnienie i spalanie na ruszcie pod kotłem lub dozowanie do palników ewentualnie nad palnikami węglowymi niezależnym strumieniem — w tym przypadku możliwe jest użycie biomasy jako paliwa reburningowego;
- współspalanie pośrednie:
  - przedpalenisko — do komory paleniskowej kotła wnoszone jest ciepło spalin ze spalania biomasy,
  - wstępne zgazowanie biomasy — do komory paleniskowej wprowadzany jest wilgotny gaz palny.



Objętość paliwa potrzebna do wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej

Magazynowanie i rozdrobnienie dużych ilości biomasy o znacznej objętości wymaga rozbudowy często ograniczonych placów składowych oraz podjęcia innych przedsięwzięć inwestycyjnych (zakup maszyn rozdrabniających i transportowych).

Ze względu na procesy biologiczne, a także niebezpieczeństwo samozapłonu nie należy rozdrobnionej biomasy składować w elektrowni dłużej niż 2—3 dni.

Wprowadzanie rozdrobnionej biomasy przez istniejący układ nawęglania wymaga najmniejszych nakładów inwestycyjnych. Tym sposobem realizowano próby współspalania w polskiej energetyce. Próby przeprowadzone na różnych kotłach pyłowych wyposażonych w młyny kulowe wykazały, że możliwe jest podawanie do 5% (cieplnie) biomasy przez istniejący układ młynowy. Ilość ta zależy głównie od zapasu wydajności młynów i wilgotności biomasy. Dodatkowo ograniczenia mogą wystąpić w układzie nawęglania, np. ze względu na zawieszanie się mieszanki biomasy z węglem w bunkrach węglowych o określonym nachyleniu ścian.

Główne problemy eksploatacyjne

Dodanie wilgotnej biomasy powoduje zwiększenie zawartości wilgoci w mieszaninie pyłowo-powietrznej z młynów oraz obniżenie jej temperatury. W niektórych przypadkach może to być rekompensowane zwiększeniem wentylacji i podwyższeniem temperatury powietrza do młynów. Ogólnie dodanie biomasy powoduje obniżenie wydajności młyna (liczonej w energii paliwa dostarczanego do kotła), co przy braku jego zapasu powoduje niedotrzymanie wydajności kotła.

Pogorszona jest dynamika młynów, co utrudnia pracę w ARCM. W celu dotrzymania wymaganej wydajności kotła i dynamiki zmiany obciążeń, konieczna jest praca z większą niż na samym węglu liczbą młynów — dodatkowy młyn pracuje na samym węglu rekompensując negatywny wpływ biomasy na pozostałych młynach. Powoduje to wzrost potrzeb własnych.

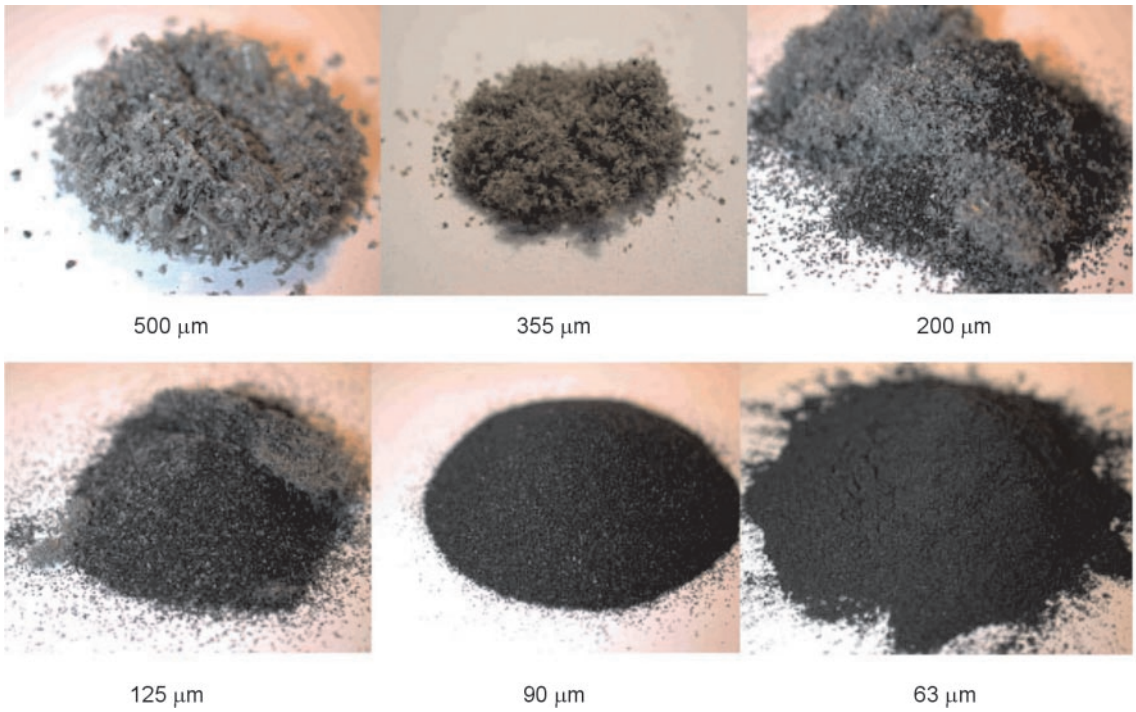
Pogorszeniu ulega przemiał. Biomasa jest słabo rozdrabniana i ma postać włóknistą. Pogorszeniu przemiału sprzyja większa wentylacja i w niektórych przypadkach konieczność pracy z otwartymi łopatkami separatora pyłu. Szczególnie wzrasta pozostałość na sicie R_{200}.

Na rysunku 2 pokazano przykładowo próbki po przesianiu zmielonej mieszaniny węgla kamiennego i osadu papierniczego.

W przypadku palników usytuowanych na ścianie przedniej komory paleniskowej, duże prędkości wypływu mieszanki z palników mogą powodować przesunięcie płomienia na tylną ścianę i wzrost CO w strefie przyściennej.

Próby dawkowania biomasy wraz z węglem do młyna wentylatorowego MWK 16 (*EC Gorzów*) skończyły się niepowodzeniem na skutek oblepiania wirnika i spirali młyna włóknami biomasy, co każdorazowo kończyło się wzrostem obciążenia młyna i koniecznością jego odstawienia.

Przeprowadzone próby wskazują wyraźnie, że uzyskanie zakładanego, wyższego udziału cieplnego biomasy w procesie współspalania wymaga przygotowania biomasy w oddzielnym systemie, skąd byłaby bezpośrednio podawana do kotła, z pominięciem młynów węglowych. Powoduje to konieczność wstępnego rozdrobnienia biomasy oraz ewentualne wstępne jej podsuszenie. Wiąże się to z koniecznością inwestycji w dość rozbudowaną instalację, co znacznie zwiększa koszty przystosowania kotła do współspalania.



Przykładowe próbki po przesianiu zmielonej mieszaniny węgla kamiennego i osadu papierniczego

Biomasa może być podawana do komory paleniskowej przez przystosowane palniki usytuowane pomiędzy palnikami pyłowymi lub nad nimi.

Metoda ta w porównaniu z podawaniem biomasy bezpośrednio do młyna ma następujące zalety:

— umożliwia prowadzenie współspalania z wysokim udziałem biomasy w masie paliwa,
— uniezależnia układ podawania biomasy od ograniczeń wydajności młynów, podajników, wentylatorów,
— umożliwia utrzymanie (podwyższenie) wydajności kotła,
— ułatwia monitorowanie ilości podanej biomasy do kotła (oddzielny palnik) — łatwiejsze rozliczanie ilości spalonej biomasy (zalecenie URE),
— można się również spodziewać, że nie nastąpi pogorszenie dynamiki kotła, wzrośnie stabilność spalania, obniży się minimum techniczne kotła oraz zmniejszy emisję NO_x.

Wspomniane aspekty współspalania odnoszą się zarówno do kotłów pyłowych jak i z cyrkulacyjną warstwą fluidalną. Nie dotyczy to młynów węglowych, których nie ma w kotłach fluidalnych, pozostają jednak problemy związane z ograniczoną wydajnością urządzeń w instalacji doprowadzenia węgla do kotła.

Kotły fluidalne, zwłaszcza przy oddzielnym doprowadzeniu biomasy, są mniej wrażliwe na jej jakość i dopuszczają większy jej udział. Zdolność do wykorzystywania różnych paliw w instalacjach ze złożem fluidalnym to rzecz powszechnie znana, jednak zmiany stosowanego paliwa czy też jego proporcji w istniejących, eksploatowanych instalacjach każdorazowo powinny być konsultowane i analizowane przez dostawców danej technologii w celu ustalenia parametrów pracy czy dobrania składu złoża do planowanych zmian paliwa.

Dodatkowym powodem niedotrzymania wydajności kotła przy współspalaniu biomasy w kotłach energetycznych może się okazać ograniczona wydajność zainstalowanych wentylatorów spalin, dobieranych dla mniejszych ilości spalin z węgla.

Innym rozwiązaniem dotyczącym współspalania może być dobudowanie do kotła przedpaleniska lub wstępnego zgazowywacza o wydajności cieplnej zapewniającej zakładany udział biomasy w produkcji energii elektrycznej.

Jak dotąd tańszym rozwiązaniem jest zastosowanie przedpaleniska. Rozwiązanie takie wprowadzono w kotle OP-140 w *EC Elbląg.* Składa się on z komory spalania wymurowanej wewnątrz cegła ogniotrwałą i z zewnątrz opancerzonej. W komorze znajduje się ruszt schodkowy napędzany hydraulicznie oraz ruszt dopalający. Paliwo doprowadzane jest na ruszt przez lej zsypowy, a popiół i żużel są odprowadzane poprzez leje do odżużlacza z zamknięciem wodnym. Spaliny z przedpaleniska schłodzone do temperatury ok. 850°C dzięki odpowiedniemu nadmiarowi powietrza do spalania kierowane są do dolnej części leja komory paleniskowej. Ciepło ze spalin z przedpaleniska przekazywane jest do obiegu parowo-wodnego kotła pyłowego.

Kocioł pracuje na paliwie podstawowym, a biomasa stanowi jedynie uzupełnienie — wykorzystanie entalpii spalin ze spalania biomasy do produkcji energii elektrycznej. Spodziewane zalety układu technologicznego z przedpaleniskiem są następujące:

— oddzielenie instalacji spalającej biomasę od instalacji spalającej węgiel,
— minimalna ingerencja w istniejącą konstrukcję koła pyłowego,
— eliminacja zagrożeń z powodu gromadzenia się biomasy w młynach, osiadania niespalonej biomasy na powierzchniach grzewczych kotła, zasypywania rusztu dopalającego,
— utrzymana stoprocentowa wydajność kotła na paliwie podstawowym przy odłączonym przedpalenisku (gdy brak jest biomasy) i pracy w układzie dotychczasowym (niskie koszty kapitałowe), możliwość zmiany paliwa i jego parametrów w szerokich granicach, możliwość podawania nierozdrobnionego i mokrego paliwa (biomasy).

Wstępne zgazowanie biomasy w złożu fluidalnym stacjonarnym lub cyrkulacyjnym zostało opanowane technicznie, wymaga jednak wysokich nakładów inwestycyjnych, szacowanych na około 1/3 nakładów na budowę kotła fluidalnego o podobnej mocy cieplnej jak zgazowywacz. Według firmy *Foster Wheller* budowa zgazowywacza jest opłacalna dopiero od wydajności cieplnych ok. 40 MW. Zaletą takiego rozwiązania jest możliwość utylizacji obok biomasy również innych paliw odpadowych, pod warunkiem zabudowy dodatkowych instalacji oczyszczania gazu. Przyjęcie takiej opcji przez energetykę zawodową jest obecnie mało prawdopodobne ze względu na wysokie koszty inwestycyjne oraz konieczność zmiany statusu na spalarnię odpadów i spełnienie związanych z tym specjalnych wymagań kontroli emisji.

Zmiana przebiegu spalania i rozkładu obciążeń cieplnych powierzchni ogrzewalnych

Niezależnie od sposobu współspalania biomasy zmienia się przebieg spalania w komorze paleniskowej kotła.

Istniejące kotły są zaprojektowane na określone paliwo. Należy się liczyć z ograniczeniem wydajności cieplnej kotła, po wprowadzeniu paliwa o gorszej wartości opałowej.

Biorąc pod uwagę, że charakterystyka paliwa ma zasadniczy wpływ nie tylko na komorę paleniskową, ale również na urządzenia pomocnicze kotła i parametry pracy bloku energetycznego — dla bloku wielopaliwowego konieczne jest znalezienie optymalnego rozwiązania przy doborze paliwa (paliwo projektowe a nowa mieszanka paliwowa).

Dobrym przykładem jest różnica w konstrukcji kotłów na różne paliwa (np. kocioł na węgiel kamienny, a na węgiel brunatny). Nawet w przypadku kotłów projektowanych na węgiel kamienny, zmiana jakości węgla wpływa na pracę kotła.

Podczas współspalania biomasy to uzupełniające paliwo powinno zostać zmielone do rozmiarów zapewniających podobną do węgla charakterystykę spalania i całkowite wypalenie. Biomasa o mniejszych rozmiarach i wyższej reaktywności jest bardziej odpowiednia do spalania w dużych kotłach na pył węglowy, natomiast ta o większych rozmiarach, a więc niższej reaktywności, w kotłach fluidalnych CFB lub rusztowych.

W przypadku spalania drewna typowym problemem jest wynoszenie niedopalonych cząstek, wynikające z ich niskiej gęstości i wysokiego współczynnika oporu z omijaniem stref wysokich temperatur.

Problem ten jest poważniejszy podczas spalania w kotłach pyłowych, gdzie mamy do czynienia z wyższymi niż w kotłach CFB, czy rusztowych, prędkościami pionowymi, co prowadzi do porywania większych, wolniej palących się cząstek paliwa. Cząstki zbyt duże migrować będą do dołu kotła, przeciwnie do kierunku przepływu spalin i wypadać do leja żużlowego, z pominięciem stref wysokich temperatur.

W kotłach rusztowych lub CFB zbyt duże cząstki, zanim odprowadzone zostaną przez system odżużlania, spędzą więcej czasu na ruszcie lub w złożu. Chociaż znacznie usprawnia to dopalanie w porównaniu z kotłem pyłowym, może nadal nie zapewniać całkowitego wypalenia.

Również w przypadku zastosowania przedpaleniska lub wstępnego zgazowania duże ilości wilgotnych spalin lub niskokalorycznego gazu wprowadzane do komory paleniskowej mogą zakłócić proces spalania węgla. Można się wówczas spodziewać niestabilnego spalania, podwyższenia minimum technicznego kotła oraz pogorszenia wypalenia węgla.

W każdym przypadku zmiana paliwa i procesu spalania spowoduje zmianę rozkładu obciążeń cieplnych powierzchni ogrzewalnych w komorze paleniskowej i ciągu konwekcyjnym kotła, co może prowadzić do obniżenia sprawności spalania.

Bardzo istotny jest wpływ wilgoci biomasy. Dla tej samej ilości biomasy spalanie może zachodzić w różnych rejonach komory paleniskowej. Sucha biomasa przyspiesza i stabilizuje zapłon, wilgotna powoduje przesunięcie jądra płomienia do góry komory paleniskowej.

Wpływa to na przejmowanie ciepła zarówno w komorze paleniskowej jak i w ciągu konwekcyjnym kotła. W zasadzie dla każdej nowej mieszaniny węgla z biomasą należałoby od nowa przeliczyć kocioł i zoptymalizować zarówno proces spalania (miejsce i sposób wprowadzenia biomasy, jej rozdrobnienie, strumienie powietrza do palników i dysz OFA, itp.) oraz wymianę ciepła w kotle.

Przykładowo, wprowadzenie wilgotnej biomasy powoduje dużą zawartość pary wodnej w spalinach, niższe temperatury spalania, obniżenie temperatury w komorze paleniskowej i zmniejszenie wymiany ciepła w parowniku. Przesunięcie spalania w górę komory paleniskowej może skutkować większymi wtryskami i powodować wzrost niedopału.

Ponadto należy spodziewać się wzrostu straty wylotowej na skutek:
— wyższej temperatury wylotowej spalin,
— zwiększonej ilości spalin,
— większego ciepła właściwego C_p spalin ze względu na zwiększony udział pary wodnej w spalinach.

Dodatkową stratę powoduje konieczność odparowania wilgoci w układzie młynowym lub w kotle.

Tendencje te potwierdzają wyniki wykonanych przez IEn pomiarów sprawności kotłów OP-380 z palnikami wirowymi usytuowanymi na przedniej ścianie komory paleniskowej. Pomiary wykonano w czasie współspalania osadu papierniczego (8% masowo — 64% wilgoci) i trocin (5% masowo — 32% wilgoci) podawanych bezpośrednio przez układ młynowy kotła. W obu przypadka nastąpiło obniżenie sprawności spalania o ponad 1%, na skutek wzrostu straty wylotowej i zawartości części palnych w popiele i żużlu.

Dla porównania, pogorszenia niedopału i straty wylotowej nie stwierdzono podczas testów współspalania biomasy w kotłach OP-650 w *El. Połaniec*, wyposażonych w stosunkowo duże komory paleniskowe i tangencjalny układ spalania pyłu.

Dlatego każdy potencjalny projekt współspalania musi być rozpatrywany indywidualnie. Parametry węgla i biomasy, jak również proporcje pomiędzy wymiarami paleniska i konfiguracją systemu paleniskowego oraz warunki spalania powinny być przeanalizowane i w odpowiedni sposób uwzględnione.

Na podstawie numerycznych badań modelowych i obliczeń cieplnych kotła pyłowego można wyznaczyć optymalny rozdział strumieni biomasy i węgla oraz powietrza do kotła pyłowego, korzystny zarówno ze względu na spalanie i przejmowanie ciepła przez kocioł jak i dalszą redukcję zawartości tlenków azotu w spalinach.

Zaprojektowanie instalacji współspalania biomasy w kotle pyłowym wymaga:
— obliczeń przebiegu spalania w komorze paleniskowej kotła oraz optymalizacji pracy palników niskoemisyjnych, tj. optymalny dobór strumieni paliwa i powietrza ze względu na stabilność spalania i redukcję zawartości tlenków azotu w spalinach,
— obliczeń wpływu współspalania biomasy na zmiany w odbiorze ciepła przez parownik, przegrzewacze pary oraz podgrzewacze wody i powietrza.

Zachowanie się substancji mineralnej biomasy i jej wpływ na parametry eksploatacyjne kotła

Współspalanie biomasy z węglem może powodować:
- rosnące zagrożenie tworzenia się osadów w palenisku oraz na konwekcyjnych powierzchniach ogrzewalnych,
- szybszą korozję wysokotemperaturową po stronie spalin,
- redukcję sprawności układów odpylania,

- interferencję ze standardowym systemem kontroli emisji NO_x i SO_2, wykorzystania odpadów paleniskowych ze względu na zmieniający się skład; zasadniczy wpływ na zachowanie się substancji mineralnej przy spalaniu biomasy ma obecność metali alkalicznych Na, K, Ca oraz chloru i siarki.

Sód i potas w wysokich temperaturach spalania odparowują, a w wyższych partiach kotła parowego, wchodzą w reakcję z innymi składnikami spalin (proces ten nieco inaczej przebiega w złożu fluidalnym) tworzą związki niskotopliwe, które osadzają się na powierzchniach przegrzewaczy. Typ osadu, ich kształt i grubość zależą od stosunku S/Cl w paliwie.

Proces tworzenia się osadów w obecności siarczanów, a zwłaszcza związków chloru znacznie przyspiesza korozję wysokotemperaturową.

W konwencjonalnych kotłach korozja zwykle następuje w procesie utleniania, który przebiega wolno. W wyższych temperaturach (650—700°C) mogą topić się siarczany znacznie przyspieszając korozję.

W przypadku spalania samej biomasy lub przy jej pewnym udziale w węglu wydziela się KCl, który kondensuje na rurach, przyspieszając dramatycznie proces korozji. W kotle konwencjonalnym wiąże się on ściśle z omawianymi mechanizmami tworzenia osadów.

Nieco ostrzej problem korozji i tworzenia się „lepkich" zarodków popiołu występuje w kotle fluidalnym. W tym przypadku skłonność popiołu do zmiany fazy w złożu może powodować jego miejscową aglomerację i utratę stabilności złoża.

Wykorzystanie odpadów paleniskowych

Współspalanie biomasy w kotłach pyłowych elektrowni opalanych paliwem węglowym, gdzie popiół jest często wykorzystywany do produkcji materiałów budowlanych, wymaga znajomości wpływu współspalania biomasy na jakość powstających popiołów lotnych. Będzie to tym bardziej ważne, jeśli ilość biomasy zwiększy się ponad 6% (przy takiej maksymalnej ilości biomasy była badana jakość popiołów). Sprawdzenie stabilności parametrów uzyskiwanych popiołów w czasie współspalania biomasy jest więc niezbędne.

Przeprowadzone w skali laboratoryjnej wstępne próby technologiczne wytwarzania z popiołów lotnych powstających ze współspalania biomasy w ilości do 6%, autoklawizowanego betonu komórkowego i badania podstawowych jego właściwości wskazują na możliwość stosowania tych popiołów do produkcji autoklawizowanego betonu komórkowego.

Wskazane jest przeprowadzenie potwierdzających badań technologicznych w większej skali (półtechnicznej i przemysłowej), łącznie z pełnymi badaniami betonu komórkowego.

Na podstawie analizy właściwości popiołów lotnych powstających ze współspalania biomasy w ilości do 6% nie wyklucza się możliwości stosowania ich do produkcji betonu zwykłego (kruszywowego) i ciepłochronnych zapraw murarskich.

Zakładany w planach energetyki udział biomasy zdecydowanie ponad 6% (nawet do 15—20%) może wpłynąć na zmianę jakości popiołów. Przydatność takich popiołów musi być sprawdzana dla każdego ich zastosowania.

Prace dotyczące stosowania biomasy powinny być zatem prowadzone w sposób kompleksowy, ujmujący badania dotyczące: przygotowania paliwa z dodatkiem biomasy, procesu spalania oraz popiołów pod kątem różnych ich zastosowań.

Podsumowanie

Obowiązujące prawo stymuluje zastępowanie części paliwa kopalnego biomasą, czyli paliwem pochodzenia roślinnego, w kotłach energetycznych. Nakłada jednak na producentów wiele obowiązków związanych z ewidencjonowaniem zarówno ilości jak i jakości paliw.

Z dotychczasowych doświadczeń eksploatacyjnych prowadzonych w wielu elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych wynika, że współspalanie węgla i niewielkich ilości biomasy jest technicznie możliwe, ale generuje dodatkowe koszty.

Wynikają one z następujących przyczyn:

— spadek sprawności pracy kotłów przystosowanych do spalania węgla kamiennego, głównie na skutek zmiany wymiany ciepła w kotle, wzrostu niedopału, straty wylotowej i innych,
— wzrost potrzeb własnych (m.in. więcej młynów w ruchu, rozbudowa układów transportu paliw lub budowa układów przygotowania i suszenia biopaliw),
— pogorszenie warunków pracy elektrofiltrów na skutek zmiany rezystywności popiołu,
— występowanie intensywnego szlakowania komór paleniskowych i ciągów konwekcyjnych pogarszające dyspozycyjność kotłów,
— wysoki koszt biomasy w latach przyszłych (duży popyt i konkurencja o paliwo z aktualnym lokalnym używaniem biomasy na cele grzewcze i w przyszłości z energetyką rozproszoną) jako decydujący przy rozpatrywaniu rentowności inwestycji we współspalanie,
— koszty utylizacji popiołów, zwłaszcza przy wzroście zawartości w nich części palnych.

Zasygnalizowane problemy związane ze szlakowaniem i korozją wysokotemperaturową oraz z procesem spalania i wymianą ciepła w komorze paleniskowej można zminimalizować, wykorzystując m.in.:

- badania laboratoryjne paliw i procesów ich współspalania z węglem,
- obliczenia spalania i wymiany ciepła w kotle,
- bezpośrednie badania współspalania na kotle.

Wybór technologii współspalania zależy od konstrukcji kotła pyłowego. Generalnie można stwierdzić, że lepsze efekty wykorzystania biomasy powinno się uzyskać przy bezpośrednim wprowadzaniu biopaliwa do kotła, poza układem młynowym, ale takie rozwiązanie wymaga sporych nakładów inwestycyjnych w układy przygotowania paliwa (suszenie, rozdrabnianie itp.) lub w budowę przedpalenisk i gazyfikatorów.

Konieczność każdorazowego dostosowania instalacji kotłowej do współspalanego paliwa powinna skłaniać do korzystania najlepiej z jednego, dobrze zdefiniowanego i powtarzalnego rodzaju biomasy. Przyszła standaryzacja biomasy i paliw alternatywnych byłaby korzystna zarówno dla operatorów kotłów jak i dla dostawców tych paliw.

Współspalanie należy uznać za efektywny, ale przejściowy sposób wykorzystania biomasy, który w przyszłości zastąpią sprawniejsze technologie, takie jak np. zgazowanie w połączeniu z układami gazowo-parowymi, a także wykorzystanie gazu lub etanolu z biomasy do zasilania wysokosprawnych ogniw paliwowych.

bp

gaz płynny

nowoczesne źródło energii

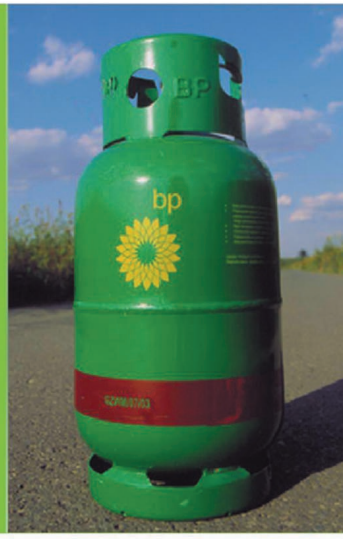
INSTALACJE ZBIORNIKOWE

BP oferuje zbiorniki o pojemności, zależnej od potrzeb swoich klientów: od niewielkich przydomowych (2700 lub 4850 litrów), po duże instalacje przemysłowe (6700 litrów i większe). Firma BP oferuje instalacje zbiornikowe najwyższej jakości oraz terminowe dostawy gazu zawsze zgodnego z polską normą. Dodatkowo klienci BP mają zapewniony bezpłatny, całodobowy serwis instalacji, profesjonalną obsługę oraz wygodne formy płatności i zamawiania.

Ekologiczny gaz płynny BP to wygodne, wydajne i bezpieczne źródło energii.

ZIELONE BUTLE

Oryginalne, zielone butle BP to gwarancja wydajnego i ekologicznego paliwa, stosowanego w gospodarstwach domowych, rolnictwie i przemyśle. Są niezastąpione, gdy chcesz ogrzać swój taras przez cały rok lub zaprosić przyjaciół na grilla. Wykorzystuje się je również na szeroką skalę w przemyśle, w szczególności do wózków widłowych. Plomba z hologramem to świadectwo jakości, szczelności i bezpieczeństwa.



Chcesz wiedzieć więcej?

- Infolinia 0801606060
- www.bp.pl
- lpg@bp.pl

- Wyślij SMS o treści GAZ pod numer 0609123123, a nasz konsultant do ciebie oddzwoni i udzieli wszelkich informacji.