

Dr inż. Marek Ściążko, dr inż. Jarosław Zuwała, prof. dr hab. inż. Marek Pronobis¹⁾

Zalety i wady współspalania biomasy w kotłach energetycznych na tle doświadczeń eksploatacyjnych pierwszego roku współspalania biomasy na skalę przemysłową

Racjonalne wykorzystanie odnawialnych zasobów energii odnawialnej jest jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju państwa. Stopień ich wykorzystania jest uzależniony od wielkości zasobów oraz technologii przetwarzania. Ocenia się, że przy obecnie obowiązujących regulacjach prawnych, cenach energii elektrycznej i ciepła oraz stosowanym wsparciu finansowym największy potencjał do wykorzystania w Polsce ma przede wszystkim biomasa, rozumiana jako drewno odpadowe z produkcji leśnej, uprawy roślin szybko rosnących, zwane uprawami energetycznymi, odpady z przemysłu rolniczego i spożywczego oraz biogaz. Obecnie jedynie cztery jednostki energetyczne wytwarzają energię elektryczną bezpośrednio spalając jedynie biomasy.

Większym zainteresowaniem podmiotów krajowej elektroenergetyki i ciepłownictwa cieszą się technologie umożliwiające współspalanie biomasy z węglem w istniejących kotłach energetycznych. Rozwiązanie to wydaje się najszybszą drogą prowadzącą do wykorzystania biomasy w jednostkach wytwórczych o dużych mocach przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiej sprawności konwersji energii chemicznej zawartej w spalonym paliwie. Wszelkie nowe doświadczenia eksploatacyjne i badawcze, szczególnie w zakresie współspalania biomasy i węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach, prowadzą do optymalizacji parametrów energetycznych i emisyjnych tego procesu.

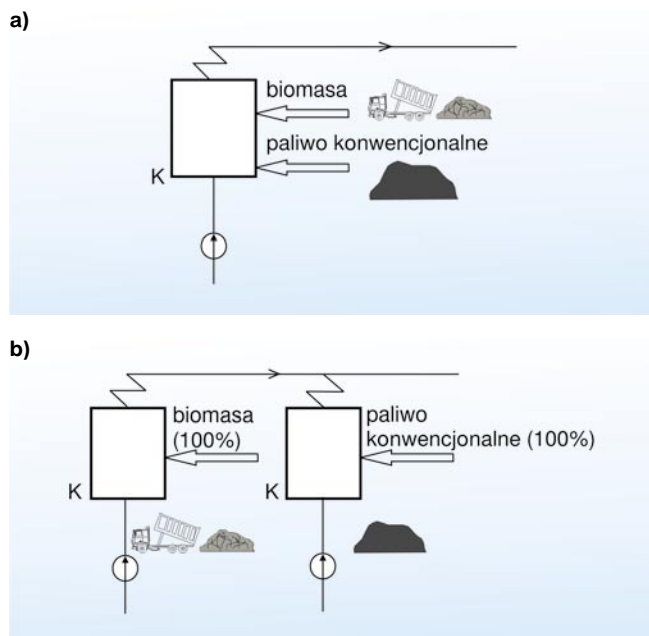
W chwili obecnej współspalanie biomasy jest realizowane na skalę przemysłową w kilkunastu krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Spalonym paliwem jest głównie biomasa drzewna (w postaci trocin, zrębków, pyłu) i biogaz, ale również klasyfikowane jako biomasa odpady z produkcji zwierzęcej i roślinnej (takie jak wytłoki z rzepaku, wytłoki z produkcji kawy zbożowej i mączka zwierzęca). Przeprowadzono również eksperymentalne testy współspalania osadów ściekowych w kotłach rusztowych i pyłowych.

¹⁾ Dr inż. Marek Ściążko – Dyrektor Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze, dr inż. Jarosław Zuwała – adiunkt, zastępca Dyrektora ds. Badań i Rozwoju Kadry, Centrum Innowacji Technologicznych, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, prof. dr hab. inż. Marek Pronobis – Zakład Kottów i Wytwornicy Pary, Politechnika Śląska w Gliwicach.

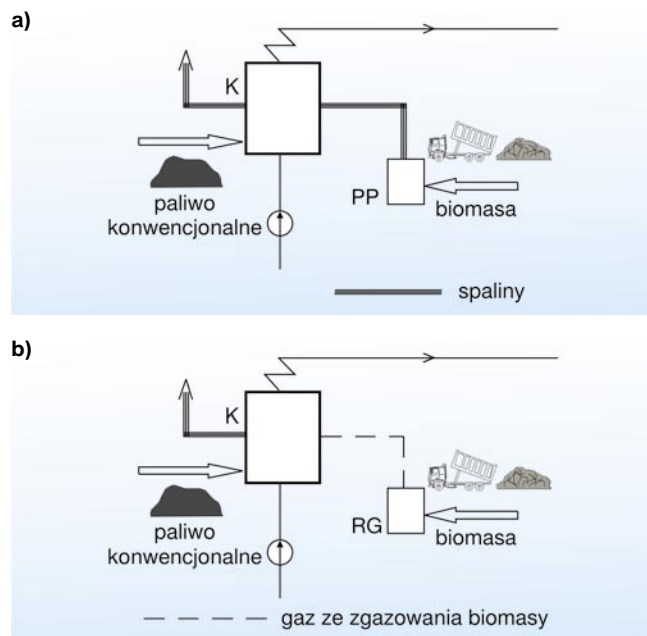
Współspalanie biomasy i paliw konwencjonalnych – propozycje rozwiązań technologicznych

Produkcja energii odnawialnej w procesie współspalania biopaliw (biomasy i biogazu) i paliw konwencjonalnych w elektrociepłowniach może być realizowana w kilku wariantach technologicznych.

1. Współspalanie bezpośrednie (rys. 1a) – zachodzi w przypadku, kiedy do procesu spalania doprowadzany jest osobno strumień węgla i biomasy (bądź biogazu) lub gotowa mieszanka węgla i biomasy (tzw. mieszane paliwo wtórne).
2. Współspalanie pośrednie (rys. 2) – zachodzi w przypadkach, gdy:
 - spalanie biomasy bądź biogazu zachodzi w tzw. przedpalenisku, zaś entalpia powstających spalin wykorzystywana jest w komorze spalania, w której zabudowane są powierzchnie ogrzewalne bądź bezpośrednio jako czynnik grzewczy w wymiennikach ciepłowniczych;
 - zgazowanie biomasy zachodzi w gazogeneratorze, a powstający gaz jest doprowadzany do komory spalania, gdzie jest spalany w palnikach gazowych.
3. Współspalanie w układzie równoległym (rys. 1b) obejmuje przypadki, gdy każde paliwo konwencjonalne i odnawialne jest spalane w osobnej komorze spalania z zachowaniem indywidualnych wymogów odnośnie do procesu spalania. Szczególnym przypadkiem współspalania równoległego jest tzw. układ hybrydowy. Pod pojęciem układu hybrydowego należy rozumieć układ jednostek wytwórczych pracujących na wspólny kolektor parowy oraz zużywających w procesie spalania odpowiednio biomasę/biogaz i paliwa konwencjonalne. Dla takiego układu współpracy jednostek kotłowych wyklucza się techniczną możliwość zasilania kotłów spalających biomasę paliwami konwencjonalnymi. Układy przygotowania i podawania paliwa są wówczas fizycznie niezależne (rozdzielone).



Rys. 1. Uproszczony schemat jednostki realizującej:
(a) współpalanie bezpośrednie,
(b) współpalanie w układzie hybrydowym



Rys. 2. Uproszczony schemat:
(a) kotła nadbudowanego przedpaleniskiem PP;
(b) kotła nadbudowanego gazogeneratorem RG

Tabela 1

Zestawienie obiektów energetycznych współpalających na skalę przemysłową biomasę i paliwa konwencjonalne i posiadających koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (opracowano na podstawie wyników testów koncesyjnych współpalania przeprowadzonych przez IChPW oraz dokumentacji uwierzytelniających [29])

Obiekt	Rodzaj kotłów współpalających biomasę/układ pracy obiektu	Sprawność energetyczna kotła brutto, % bez współpalania biomasy/ ze współpalaniem biomasy	Udział masowy biomasy, %	Produkcja energii „zielonej” MWh/rok	Emisja uniknięta CO ₂ , t/rok (****)
Elektrociepłownia	fluidalny/kolektorowy-hybrydowy	65 ^(*) , 90	100	53 403	48 884
Elektrownia A	pyłowy/blokowy	93,3 / 91	20	350 000	320 381
Elektrownia B	pyłowy/blokowy	92,17 / 92,07	8	203 000	185 821
Elektrownia C	pyłowy/blokowy	90,20 / 89,61	5	18 630	17 053,40
Elektrownia D	fluidalny/blokowy	91,0 / 91,0	16	96 000	87 876
Elektrownia E	pyłowy/blokowy	92,8 / 92,6	10	136 850	125 269
Elektrownia F	fluidalny/blokowy	/ 91,15	10	90 975	83 276
Elektrownia G	rusztowy/kolektorowy	77,53 / 78,15	48,7	15 000	13 731
Elektrownia H	pyłowy/blokowy	93% / 91,5%	14	314 444	287 834
Elektrownia I	fluidalno-pyłowy/kolektorowy	86,1–87,9 / 82,7–86,0 ^(**)	50	50 000	45 769
Elektrownia J	pyłowy/kolektorowy	92,14/91,83 / 91,23/90,61 ^(***)	10/6,5	150 000	137 3056
Elektrownia K	pyłowe/blokowy	91,83/92,04/90,79/92,08/92,81	10/10/5/10	33 000	30 207

^(*) w EC pracują dwa kotły: kocioł sodowy (niska sprawność energetyczna wynika z endotermicznego efektu przemian związków nieorganicznych) i kocioł fluidalny spalający wyłącznie biomasę drzewną (kora, zrębki).

^(**) zakres zmienności sprawności energetycznej wynikał ze zmienności obciążenia kotła w czasie pomiarów.

^(***) każdy z dwóch rodzajów biomasy współpalano z innym węglem „bazowym”.

^(****) w odniesieniu do elektrowni kondensacyjnej o sprawności energetycznej 37%, przyjęto wskaźnik utlenienia na poziomie 0,98 oraz współczynnik emisji w wysokości 96 tCO₂ / TJ.

Konfiguracje (a) i (b) należą obecnie do najpopularniejszych metod realizacji procesu współspalania węgla kamiennego i biomasy, co wynika ze stosunkowo niskich nakładów inwestycyjnych, jakie należy ponieść na przystosowanie istniejących kotłów energetycznych do współspalania. Jednostkami realizującymi proces współspalania w układzie hybrydowym są najczęściej kotły elektrociepłowni pracujących na potrzeby przemysłu celulozowo-papierniczego.

Układy energetyczne wykorzystujące instalacje zgazowania bądź przedpaleniska są jeszcze stosunkowo mało popularne. Pomimo wielu zalet, z których jako jedną można wymienić możliwość utrzymania wymaganej często przez odbiorców zewnętrznych jakości popiołu ze współspalania biomasy poprzez rozdzielenie strumieni popiołu z poszczególnych paliw i możliwości energetycznego wykorzystania paliw alternatywnych wytwarzanych z odpadów przemysłowych lub komunalnych bez konieczności narażania powierzchni ogrzewalnych kotła na środowisko agresywnych spalin czy osadów, układy te wciąż cechują się stosunkowo wysokimi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi.

Zestawienie krajowych obiektów energetycznych współspalających na skalę przemysłową biomasę i paliwa konwencjonalne i posiadających koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii zawiera tabela 1.

Biomasa jako paliwo

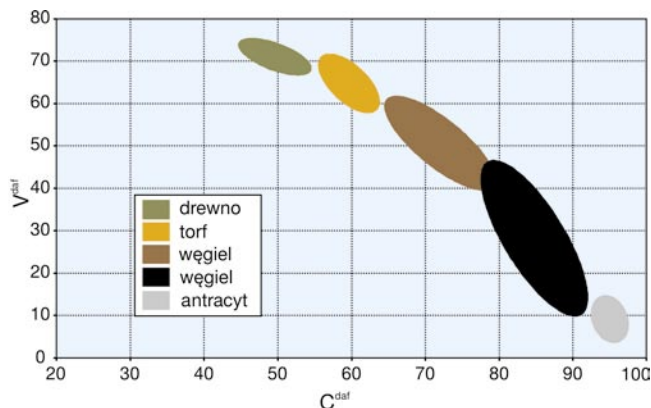
Porównując właściwości węgla kamiennego stosowanego w energetyce i biomasy należy stwierdzić, że jakościowo podstawowy skład pierwiastkowy jest taki sam. Różnice występują natomiast w udziałach poszczególnych pierwiastków i związków chemicznych. Biomasa zawiera średnio ok. czterokrotnie więcej tlenu, dwukrotnie mniej pierwiastka węgla, ale również mniej siarki i azotu.

Konsekwencją tych właściwości jest wysoka zawartość części lotnych i wysoka reaktywność biomasy (rys. 3).

Niekorzystną cechą biomasy jest jej wysoka i zmienna (w zależności od rodzaju biomasy i okresu jej sezonowania) zawartość wilgoci. Konsekwencją tych właściwości jest również niższa wartość opałowa (zwłaszcza w stanie roboczym). Kolejną różnicą jest znacznie niższa gęstość nasypowa biomasy, czego konsekwencją jest droższy transport oraz wymagania dotyczące większych powierzchni składowisk.

Jednocześnie w porównaniu z węglem, biomasa charakteryzuje się dużo wyższą zawartością związków alkalicznych (zwłaszcza potasu), wapnia i fosforu, a w przypadku słomy i innych roślin jednorocznych, a także liści i kory drzew, również wysoką zawartością chloru, co może prowadzić do wzmożonej korozji oraz narastania agresywnych osadów w kotle podczas jej bezpośredniego spalania.

Dotadnią cechą biomasy (zwłaszcza drzewnej) są znacznie niższe, w porównaniu z węglem, zawartości popiołu i siarki. Bardzo ważną cechą mieszanek węgiel-biomasa jest pełna addytywność właściwości substancji organicznej obu paliw, ale niestety brak tej addytywności występuje w przypadku zawartej w nich substancji mineralnej.



Rys. 3. Stopień metamorfizmu paliw kopalnych i biomasy drzewnej [28]

Właściwości fizykochemiczne biomasy powodują, że jest ona paliwem trudnym technologicznie, znacznie różniącym się od węgla spalanego w kotłach energetycznych. Podstawowe różnice między tymi paliwami to:

- wyższa zawartość wilgoci w surowej biomasie, która wpływa negatywnie na efektywność procesu spalania,
- wyższa zawartość części lotnych zmieniająca warunki zapłonu i spalania,
- niższa wartość opałowa surowej biomasy,
- jakościowo zbliżony skład chemiczny, lecz występujące różnice w składzie ilościowym.

Substancja mineralna obecna w biomasie odgrywa znaczącą rolę w procesach spalania, zgazowania i pirolizy. Głównymi składnikami popiołów z węgla kamiennego są: SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , a popiołów z biomasy: SiO_2 , CaO , i K_2O .

Metale alkaliczne, siarka i chlor, uwalniane podczas termicznej przemiany biomasy (szczególnie w przypadku słomy), są przyczyną tzw. korozji wysokotemperaturowej. Jednocześnie składniki mineralne biomasy mogą być potencjalnie katalizatorami lub prekursorami katalizy w procesach pirolizy i zgazowania (na przykład KCl podczas pirolizy słomy pszennej).

Współspalanie biomasy w kotłach pyłowych elektrowni opalanych dotychczas paliwem węglowym, z których popiół jest często wykorzystywany do produkcji materiałów budowlanych, wymaga znajomości wpływu udziału biomasy na jakość powstających popiołów. Poprzez odpowiedni dla danego typu kotła dobór surowca węglowego i biomasy, uwzględniający ich właściwości i skład chemiczny, można kształtować właściwości popiołów powstających podczas spalania. W Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla prowadzono badania mające m.in. na celu określenie wpływu udziału biomasy w mieszkankach paliwowych węgiel-biomasa na zmianę składu chemicznego otrzymanych popiołów [28].

W tabeli 2 przedstawiono podstawowe właściwości paliw wykorzystanych do badań (węgiel oraz biomasa drzewna), natomiast w tabeli 3 podano wyniki analizy składu chemicznego popiołów.

Następnie wykonano testy spalania mieszanki węgla z poszczególnymi rodzajami biomasy (z 5- i 15-procentowym udziałem biomasy) oraz określono skład chemiczny popiołu ze współspalania poszczególnych mieszanek. Wybrane wyniki badań przedstawiono w postaci graficznej na rysunkach 4–6.

Właściwości badanych paliw

Tabela 2

Paliwo	Zawartość wilgoci całkowitej	Zawartość wilgoci w próbce analitycznej	Zawartość części lotnych	Zawartość popiołu	Zawartość siarki całkowitej
	W _f , %	W _a , %	V _a , %	A ^a , %	S _t ^a , %
Węgiel	8,2	2,0	26,67	22,2	0,92
Zrębki z wierzby energetycznej	28,0	11,3	69,6	2,2	0,08
Zrębki sosnowe	55,8	5,3	nie oznaczano	0,3	poniżej 0,02
Zrębki bukowe	46,0	7,1	nie oznaczano	0,8	poniżej 0,02

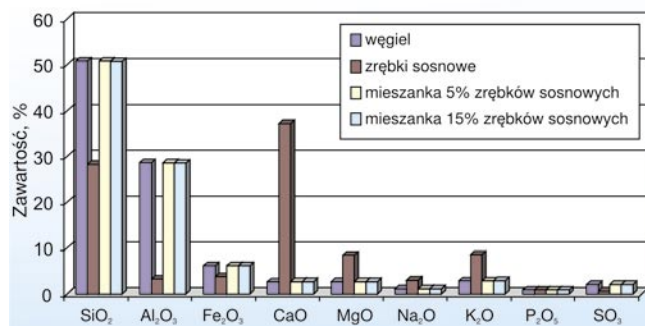
Skład chemiczny popiołu węgla i biomasy drzewnej

Tabela 3

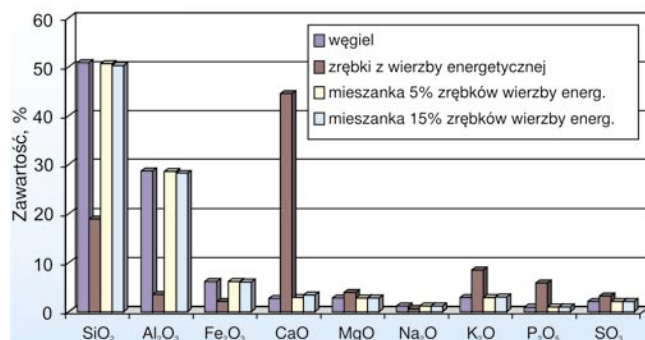
Rodzaj paliwa	Węgiel kamienny	Zrębki z wierzby energetycznej	Zrębki sosnowe	Zrębki bukowe
SiO ₂	50,82	18,97	28,25	30,47
Al ₂ O ₃	28,64	3,52	4,58	3,63
Fe ₂ O ₃	6,16	2,09	5,02	2,14
CaO	2,66	44,5	36,54	29,60
MgO	2,76	3,93	8,15	3,67
Na ₂ O	1,12	0,58	1,2	0,35
K ₂ O	2,98	8,51	6,26	10,27
P ₂ O ₅	0,89	5,90	0,65	2,68
SO ₃	2,07	3,15	0,58	1,71
Mn ₃ O ₄	0,07	0,11	0,2	2,13
TiO ₂	1,16	0,15	0,1	0,22
BaO	0,52	0,09	0,04	0,35
SrO	0,06	0,10	0,01	0,06

Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono jedynie niewielki wpływ udziału biomasy na skład chemiczny popiołu uzyskanej mieszanki, zarówno w przypadku mieszanek z 5- jak i 15-procentowym udziałem biomasy. Spowodowane jest to znacznie niższą zawartością popiołu w biomacie w stosunku do węgla.

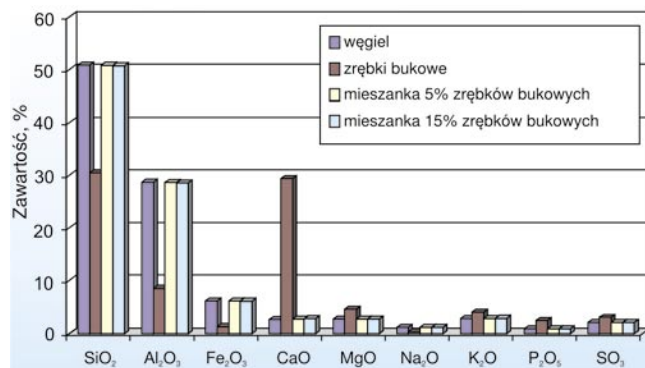
Przedstawione wyniki dotyczą całkowitej zawartości poszczególnych składników w popiele uzyskanym w warunkach laboratoryjnych z węgla, biomasy i mieszanek paliw. Warunki spopielenia były zgodne z normami/procedurami dotyczącymi węgla i biomasy.



Rys. 4. Skład chemiczny popiołu z węgla, zrębków sosnowych oraz mieszanek z ich udziałem [28]



Rys. 5. Skład chemiczny popiołu z węgla, zrębków wierzby energetycznej i mieszanek z ich udziałem [28]



Rys. 6. Skład chemiczny popiołu z węgla, zrębków bukowych i mieszanek z ich udziałem [28]

W warunkach przemysłowych substancja mineralna paliwa przechodzi do odpadów paleniskowych (np. popiół lotny, żużel). Niewielka różnica w składzie ma jednak istotny wpływ na obniżenie temperatury mięknięcia składników popiołu, co niesie za sobą istotne skutki eksploatacyjne.

W Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla również przeprowadzono badania prowadzące do oceny addytywności wybranych parametrów jakościowych mieszanek paliwowych węgiel/biomasa na podstawie badań mieszanek przygotowanych w skali laboratoryjnej i przemysłowej. Przedmiotem badań były mieszanki paliwowe węgiel/biomasa oraz ich komponenty.

Ocenie jakościowej poddano następujące mieszanki paliwowe:

- ◆ mieszanki laboratoryjne, przygotowane z próbek analitycznych (o uziarnieniu 0,2 mm),
- ◆ mieszanki laboratoryjne, przygotowane bezpośrednio z próbek pobranych z pryzm,
- ◆ mieszanki przygotowane w warunkach przemysłowych.

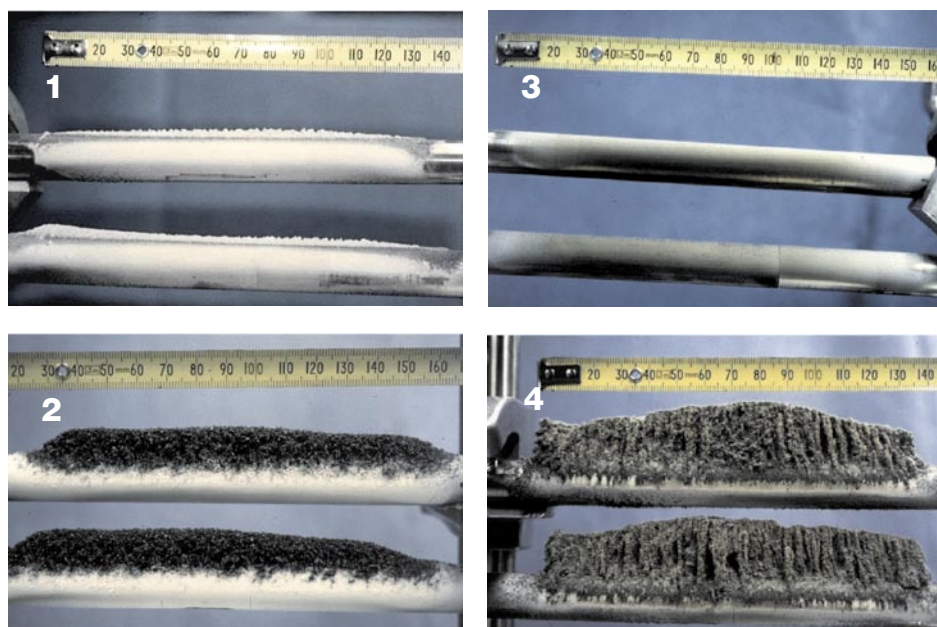
W celu oceny jakości komponentów i mieszanek wykonano następujące oznaczenia:

- zawartość wilgoci całkowitej oraz w próbce analitycznej,
- zawartość popiołu,
- zawartość części lotnych,
- ciepło spalania oraz obliczanie wartości opałowej,
- zawartość siarki całkowitej,
- zawartość węgla, wodoru i azotu (zawartość wodoru konieczna jest do obliczania wartości opałowej).

Porównaniu poddano wartości parametrów jakościowych mieszanek uzyskane eksperymentalnie z obliczonymi na podstawie udziału poszczególnych komponentów. Różnice tych wartości mieszczą się w granicach dopuszczalnych błędów określonych dla poszczególnych oznaczeń. Jest to potwierdzeniem addytywności tych parametrów jakościowych mieszanek.

Należy podkreślić, że nie wszystkie właściwości składników mieszanki węgiel-biomasa podlegają prawu addytywności. Do takich właściwości należą między innymi charakterystyczne temperatury topliwości popiołu. Szczególnie trudne jest określenie zachowania się mieszanek w procesie spalania, z uwagi na fakt, iż szereg składników mineralnych mieszanek tworzy eutektyki. Ponadto przyjmując, iż udowodniono, że podstawowe parametry jakościowe mieszanek paliwowych węgla i biomasy są addytywne, przyjęto tezę, że dla celów bilansowania energii odnawialnej pochodzącej z procesów współspalania węgla i biomasy należy stosować metody obliczeniowe wykorzystujące zasadę addytywności.

Omówione badania dotyczyły prób współspalania biomasy i węgla kamiennego przeprowadzanych w skali laboratoryjnej. Ponieważ rzeczywisty proces spalania mieszanki węgiel-biomasa w przemysłowym kotle energetycznym przebiega w warunkach odmiennych od laboratoryjnych, w pełni wiarygodna ocena wpływu współspalania biomasy na parametry eksploatacyjne oraz właściwości produktów ubocznych spalania wymaga prowadzenia procesu współspalania w okresie dłuższym niż kilkudniowy test doświadczalny.



Rys. 7. Popiół na powierzchniach ogrzewalnych kotłów przy spalaniu różnego rodzaju paliw biomasowych w warunkach przemysłowych
 1 – Red Oak Wood, 2 – Danish Wheat Straw, 3 – Pittsburgh No. 8 coal, 4 – mieszanka 15% Imperial Straw oraz 85% Pittsburgh #8 Coal [2]

Wpływ współspalania biomasy na parametry pracy kotła energetycznego, urządzeń układu nawęglania i układów oczyszczania spalin

Jak wykazano, pomimo faktu, że zawartość popiołu w biomacie drzewnej oraz roślinnej jest znacznie mniejsza od zawartości popiołu w większości węgla spalanych w kotłach energetyki zawodowej i ciepłownictwa, skład chemiczny i mineralny popiołów jest znacząco różny. Popioły ze spalania biomasy cechują się niższymi temperaturami mięknięcia (zwykle w przedziale od 750 do 1000°C), podczas gdy analogiczna temperatura dla popiołów z większości węgla wynosi około 1000°C i więcej.

Nawet przy stosunkowo niewielkich udziałach masowych współspalanej biomasy można odnotować zmianę temperatury mięknięcia popiołu. Prędkość narastania osadów na powierzchniach ogrzewalnych kotłów ulega zwiększeniu, zarówno z powodu niższej temperatury mięknięcia popiołu spalanej mieszanki węgiel-biomasa, jak i przesunięcia składu chemicznego w kierunku związków o większej skłonności do osadzania się na powierzchniach ogrzewalnych. Niższa temperatura mięknięcia i topnienia powoduje, że warstwa popiołu (w formie przynajmniej częściowo stopionego żużla) zalegająca na rurach jest bardziej podatna na osadzanie się nowych cząstek, co w konsekwencji powoduje szybki przyrost osadu i powiększenie jego rozmiarów w stosunku do osadów powstałych ze spalania węgla (rys. 7). Wprawdzie mechanizm ten dotyczy tylko wysokotemperaturowej części kotła, ale i w niższych temperaturach spalin obserwuje się zwiększone zanieczyszczenie powierzchni.

Procesy formowania się osadów podczas współspalania zależą głównie od właściwości węgla i biomasy oraz od jej udziału w mieszance. Zasadniczy wpływ na skłonność popiołu do żużlowania ma charakterystyka mineralogiczna węgla, dlatego w kotłach, w których spala się dodatkowo biomasę, trzeba unikać węgla żużlujących [18].

Charakterystyczne temperatury topliwości popiołów (badania własne IChPW)

Charakterystyczne temperatury topliwości popiołu, °C		Rodzaj próbki popiołu		Zrębki – wierzba energetyczna	Trociny świerkowe	Zrębki	Węgiel energetyczny	Słoma zbożowa 1	Słoma zbożowa 2	Mieszanka węgiel – trociny świerkowe
		\bar{x}^*	\bar{x}^*	\bar{x}^*	\bar{x}^*	\bar{x}^*	\bar{x}^*	\bar{x}^*	\bar{x}^*	\bar{x}^*
Atmosfera utleniająca	t. spiekania t_s	1040	1140	1030	950	860	820	1000		
	t. mięknięcia t_A	1460	1190	1520	1270	950	930	1270		
	t. topnienia t_B	1480	1220	1530	1440	1170	1150	1480		
	t. płynięcia t_C	1490	1240	1540	1450	1240	1230	1490		
Atmosfera półredukująca	t. spiekania t_s	830	1090	840	920	810	800	990		
	t. mięknięcia t_A	1520	1190	1500	1230	900	860	1180		
	t. topnienia t_B	1530	1220	1520	1400	1150	1140	1430		
	t. płynięcia t_C	1540	1290	1530	1420	1220	1280	1460		

\bar{x}^* – wartość średnia po zaokrągleniu do dziesiątek zgodnie z normą PN-70/N-02120.

Można nadmienić, że charakterystyczne temperatury topliwości popiołów z węgla, jak również z biomasy wyznaczone w skali laboratoryjnej (tab. 4) dają często niewystarczającą informację dotyczącą potencjalnego zagrożenia żużłowaniem powierzchni ogrzewalnych. Wynika to m.in. z następujących zjawisk:

- temperatury topliwości popiołu są określane na podstawie popiołu zawartego w paliwie, podczas gdy rzeczywisty skład popiołów (osadów na powierzchniach ogrzewalnych) ze spalania/współspalania jest odmienny, co wynika z właściwości przyczepnych składników popiołu;
- temperatury topliwości są określane w krótkim okresie przy podgrzewaniu popiołu z gradientem temperatury $8 \pm 3^\circ\text{C}/\text{min}$, podczas gdy osady w kotle gromadzą się przez długie okresy i są poddawane naprzemiennym procesom ogrzewania i ochładzania w otoczeniu spalin;
- wyznaczone w warunkach laboratoryjnych temperatury topliwości popiołów nie uwzględniają konstrukcji kotła oraz warunków eksploatacji; oba te czynniki mają silny wpływ na procesy osadzania się zanieczyszczeń i szlakowania;
- ocenia się, że zjawisko topliwości ma inny przebieg w przypadku, gdy badane próbki są przez określony czas poddawane stałej temperaturze (np. utrzymywanie próbki w stanie równowagi termicznej przez jedną godzinę); wyznaczone w taki sposób temperatury topliwości są niższe.

W związku z przedstawionymi uwarunkowaniami szczególnego znaczenia nabiera analiza przebiegu procesu współspalania ze szczególnym uwzględnieniem czynników mogących stanowić potencjalne zagrożenie dla powierzchni ogrzewalnych oraz urządzeń pomocniczych.

Współspalanie biomasy praktycznie nigdy nie zwiększa istotnie zagrożenia erozyjnego, co wiąże się z bardzo drobną granulacją popiołu lotnego powstałego z biopaliw. Jedynie w przypadku wprowadzania do kotła biomasy zanieczyszczonej np. piaskiem zagrożenie takie może ulec powiększeniu. Istotne są natomiast zagrożenia korozyjne.

W celu określenia wpływu długotrwałego spalania mieszanki węgla z biomasą na procesy korozyjne układów przepływowych kotłów należałoby prowadzić ciągły monitoring ze szczególnym uwzględnieniem elementów wysokociśnieniowych (obserwacja grubości ścianek parownika i przegrzewaczy). Dla celów badania składu chemicznego oraz właściwości popiołów i żużła stosowane są różnego rodzaju sondy. Z reguły stosowane są sondy symulujące rurę kotłową bądź element wymurówki. Można wyróżnić sondy działające na zasadzie pomiaru „statycznego” (np. sondy depozytowe umożliwiające pobór próbki osadu do badań) oraz sondy wykorzystujące zasady pomiaru o charakterze „dynamicznym” (bazujące np. na pomiarze spadku strumienia ciepła wynikającego ze wzrostu oporu cieplnego powodowanego przez osad czy odpowiednich parametrów dynamicznych, np. spadek ciśnienia gazów przepływających przez materiał porowaty sondy) [27].

Wiarygodna identyfikacja procesu współspalania oraz określenie składu chemicznego powstałego popiołu lotnego i żużła umożliwi bezpieczną eksploatację kotła oraz ocenę i zakres wymaganych zmian konstrukcyjnych. Pozwoli także ocenić potrzebę stosowania oraz odpowiedni dobór powłok ochronnych nakładanych na powierzchnie ogrzewalne. Warunki panujące podczas współspalania mogą wymagać użycia powłok innych niż stosowane przy spalaniu węgla.

Wpływ współspalania na wymianę ciepła w kotle

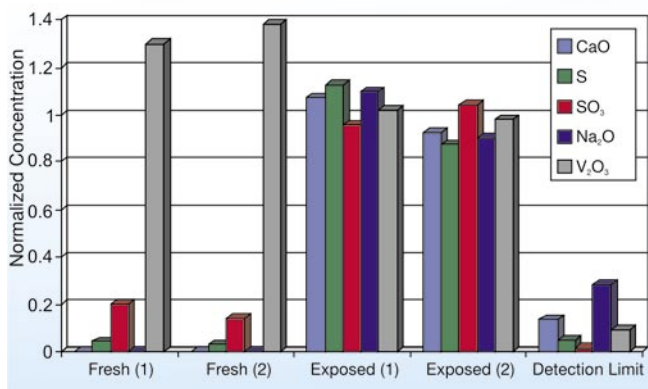
W roku 2005 Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla przeprowadził badania kilku pyłowych kotłów energetycznych współspalających biomasę drzewną i węgiel kamienny. Badane kotły pracują w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach i w obecnej chwili współspalają biomasę na skalę przemysłową. Przeglądy młynów węglowych przeprowadzone po poszczególnych testach oraz przeglądy podajników węgla oraz zasobników przykottowych potwierdziły prawidłowy stan techniczny tych urządzeń.

W przypadku współspalania trocin drzewnych nie zaobserwowano tendencji do tworzenia się nawisów paliwa w zasobnikach przykottowych oraz problemów związanych z odkładaniem się resztek biomasy w zespołach młynowych.

W przypadku współspalania zrębków drzewnych, zaobserwowano zawieszanie się zrębków w młynach oraz pogorszenie przemiału, spowodowane włóknistą strukturą drewna. W tych przypadkach stwierdzono również wzrost obciążenia prądowego młynów mielących mieszankę węgla z biomasą o ok. 10–15%, co prowadziło do zwiększenia poziomu potrzeb własnych bloków. Często, z uwagi na niższą wartość opałową biomasy, dla utrzymania pełnego obciążenia bloku należało załączyć dodatkowy (pozostający w rezerwie) młyn węglowy.

Z doświadczeń zagranicznych elektrowni i elektrociepłowni współspalających biomasę i wyposażonych w układy redukcji katalitycznej tlenków azotu (SCR) wynika, że dodatek biomasy powodował często znaczną deaktywację katalizatorów. Przyczyny tego zjawiska nie zostały do końca rozpoznane, aczkolwiek analizy właściwości fizykochemicznych spalanej biomasy potwierdziły, że alkalia i metale alkaliczne oraz fosfor są czynnikami zatrzymującymi katalizatory [4].

W przypadku współspalania biomasy o niskiej zawartości popiołu zjawisko deaktywacji tłumaczone jest często jako wynik zanieczyszczenia powierzchni katalitycznych [2]. Na rysunku 8 przedstawiono wyniki analizy składu fragmentów katalizatora poddanych ekspozycji na strumień spalin ze spalania paliw zawierających alkalia i metale alkaliczne.



Rys. 8. Koncentracja poszczególnych związków chemicznych

Aktywność badanego katalizatora uległa znacznemu pogorszeniu, zaś jego skład wzbogacił się o siarkę, alkalia i metale alkaliczne w porównaniu ze stanem przed ekspozycją na spaliny ze współspalania, natomiast zawartość wanadu uległa obniżeniu.

Efektom wprowadzenia dodatkowego paliwa jest zmiana składu chemicznego i strumienia spalin powodująca zmianę ich własności radiacyjnych (emisyjność, absorpcyjność), a także zmianę prędkości i lepkości wpływających na intensywność konwekcyjnej wymiany ciepła.

Zmiana ilości i własności cząstek stałych unoszonych przez spaliny spowodowana współspalaniem również powoduje zmianę emisyjności spalin, a ponadto zmianę intensywności zanieczyszczenia popiołem powierzchni ogrzewalnych. Spalanie paliw o innej niż projektowa charakterystyce może powodować istotne zmiany charakteru i rozmiarów zanieczyszczeń powierzchni ogrzewalnych, co z kolei silnie oddziałuje na ilość ciepła przejętego przez poszczególne powierzchnie. W efekcie następuje zmiana rozkładów temperatur spalin i czynników ogrzewanych w kotle, mogąca spowodować wzrost wymaganych strumieni wody wtryskowej lub niedotrzymanie nominalnych temperatur czynników oraz zmiany temperatur materiału w elementach kotła.

Miarą wpływu osadów na wymianę ciepła jest stopień efektywności cieplnej Ψ_z będący stosunkiem współczynników przenikania ciepła w stanie zanieczyszczonym i czystym pęczka:

$$\Psi_z = \frac{k_z}{k_c} \quad (1)$$

W pracach [19] i [20] wykazano, że zmiana stopnia efektywności powierzchni konwekcyjnych zmienia się zgodnie ze wzorem:

$$\frac{\Psi_{z\Sigma}}{\Psi_{zB}} = \left(\frac{c_{m\Sigma}}{c_{mB}} \right)^{-0,354} \quad (2)$$

gdzie:

$\Psi_{z\Sigma}$, $c_{m\Sigma}$ - stopień efektywności i c_m dla współspalania,

Ψ_{zB} , c_{mB} - stopień efektywności i c_m dla spalania samego węgla,

przy czym wskaźnik c_m opisuje zależność:

$$c_m = \frac{Fe_2O_3 + CaO + MgO + Na_2O + K_2O + P_2O_5}{SiO_2 + Al_2O_3 + TiO_2} \quad (3)$$

W celu pokazania, jak zmieniają się wartości c_m w przypadku różnych paliw kotłowych w tabeli 5 zestawiono dane dla węgla kamiennego i czterech rodzajów biomasy – słomy, drewna, osadów ściekowych i mączki zwierzęcej. Paliwa te charakteryzują się silnie zróżnicowanymi właściwościami popiołu.

Analizowane biopaliwa charakteryzują się znacznie wyższymi niż dla węgla wartościami wskaźnika c_m , co dla eksploatacji kotła praktycznie zawsze jest właściwością niekorzystną. Jedynie z punktu widzenia samoobsiarzania spalin w kotle wysokie udziały substancji alkalicznych mogą mieć znaczenie pozytywne.

Z wzorów (2), (3) oraz danych, które przedstawia tabela 5 wynika, że w miarę zwiększania udziału biomasy wartość Ψ_z będzie spadała, co odpowiada wzrostowi masy osadów i pogorszeniu wymiany ciepła.

Skład chemiczny popiołów z węgla i rozpatrywanych form biomasy

Paliwo	CaO	MgO	Fe ₂ O ₃	Na ₂ O	K ₂ O	SiO ₂	Al ₂ O ₃	P ₂ O ₅	TiO ₂	c _m
Węgiel kamienny	3,50	3,50	9,00	0,80	2,50	60,00	19,70	0,1	0,90	0,241
Drewno [7]	56,70	9,50	3,60	3,20	5,30	8,50	8,40	4,7	0,10	4,882
Słoma [15]	8,10	7,20	0,20	0,50	32,00	50,00	0,30	1,5	0,20	0,980
Osady ściekowe [12]	13,90	2,80	24,60	4,90	2,20	22,40	9,00	19,3	0,90	2,096
Mączka zwierzęca [18]	18,81	0,27	0,85	2,94	1,12	5,96	0,00	70,05	0,00	4,025

Dalsze, jednak trudne do oszacowania obniżenie Ψ_z może też zostać wywołane przez wzrost zanieczyszczeń na skutek dostarczenia do popiołu lotnego składników o bardzo drobnej granulacji powstałych na skutek kondensacji i zestalenia lotnych frakcji mineralnych. Szczególnie w przypadku paliw o dużej zawartości sodu i potasu lub fosforu zjawisko to może mieć istotne znaczenie. Rezultatem spadku stopnia efektywności wymienników rekuperacyjnych jest obniżenie sprawności kotła w wyniku podwyższenia temperatury spalin wylotowych.

W przypadku spalania drewna odpadowego, charakterystyki podane w tabeli 3 i 5 mogą ulec znaczącej zmianie, ze względu na obecność rozmaitych substancji stosowanych do impregnacji i zabezpieczenia drewna, a także jako laminaty i kleje [13]. Niektóre z nich zawierają chlor (np. heksachlorocykloheksan, PCW), związki ołowiu i cynku (farby), które mogą oddziaływać nie tylko na emisję, lecz także na procesy zanieczyszczania i korozji powierzchni ogrzewalnych. O ile udziały tych pierwiastków w drewnie są na poziomie pojedynczych ppm, o tyle w przemysłowym drewnie odpadowym mogą sięgać promili lub nawet procentów.

W celu oceny wpływu współspalania biomasy na skład popiołu lotnego w pracach [18] i [19] przeprowadzono obliczenia, zakładając udziały cieplne biomasy w mieszaninie paliw $Z_D = 2, 5, 10$ i 20% . Na ich podstawie wyznaczono odpowiadające udziałom cieplnym udziały masowe Y_D oraz zmiany składu chemicznego i odpowiadającego mu parametru c_m , a także stopnia efektywności Ψ_z , charakteryzującego wpływ osadów popiołowych na współczynnik przenikania ciepła w powierzchniach konwekcyjnych.

Z porównania uzyskanych rezultatów wynika, że najsilniejszy wpływ na skład, a tym samym i własności popiołu ma współspalanie suszonych osadów ściekowych. Jest to efektem ich niskiej wartości opałowej powodującej, że masowy udział takiego paliwa jest znacznie większy od cieplnego, a także dużej zawartości popiołu. Najmniejsze zmiany powoduje natomiast spalanie słomy, jako paliwa dodatkowego.

Opisane obliczenia zostały przeprowadzone wyłącznie na podstawie bilansu masowego obu współspalanych paliw i nie uwzględniają dwóch istotnych problemów:

- nierównomierności mieszania obu popiołów,
- pogorszenia sprawności energetycznej kotła w warunkach współspalania, co powoduje, że dla zastąpienia pewnego udziału energetycznego węgla biomasą trzeba jej spalić więcej (np. w przypadku osadów ściekowych dla uzyskania 20% oszczędności węgla trzeba ich spalić ok. 22% [19]), co wynika z konieczności utrzymania stałej wydajności kotła.

W celu oceny stopnia wpływu współspalania biomasy przy różnych udziałach masowych, w latach 2004–2005 przeprowadzono szczegółowe testy energetyczno-emisyjne kotłów energetycznych zasilanych mieszankami węgla kamiennego i biomasy o zróżnicowanych udziałach masowych. Wyniki przeprowadzonych badań potwierdzają w większości przypadków fakt obniżenia sprawności energetycznej kotłów pyłowych przy wprowadzeniu współspalania biomasy (średnio o kilkanaście setnych punktu procentowego). Należy jednocześnie podkreślić, że w niektórych przypadkach współspalanie biomasy wpłynęło na wzrost sprawności energetycznej, zjawisko to wystąpiło głównie w kotłach fluidalnych i rusztowych (patrz tab. 1). W tych przypadkach odnotowano zmniejszenie zawartości części palnych w odpadzie paleniskowym, co przyczyniło się do wzrostu sprawności.

O ile drugi z powyższych problemów jest oczywisty, ponieważ współspalanie biomas praktycznie zawsze powoduje obniżenie sprawności kotła, chociażby ze względu na zawartą wilgoć i większe zanieczyszczenie powierzchni, o tyle pierwszy wymaga dokładniejszych badań. W [3] przedstawiono problem występowania na całej długości kotła pyłowego strug spalin o zróżnicowanym składzie, który odpowiada różnicom w pracy poszczególnych palników. Szczególnie intensywnie proces ten zachodzi w sytuacji, kiedy jedynie w części palników jest spalana biomasa (np. na skutek zasilania biopaliwem tylko jednego młynka). W kotłach rusztowych może pojawiać się podobne zjawisko, w wyniku niejednorodnego rozprowadzenia biomasy na ruszcie, a także na skutek znacznych różnic temperatur w poszczególnych miejscach rusztu. Popiół lotny może mieć wówczas lokalnie różny skład, a to może prowadzić do lokalnego zróżnicowania stopnia zanieczyszczenia powierzchni ogrzewalnych, a także do różnic w ich zagrożeniu korozyjnym.

Korozja powierzchni ogrzewalnych kotła podczas współspalania biomasy

Korozja wykonanych ze stali elementów kotła może się pojawiać w trzech obszarach:

- w komorze paleniskowej podczas niskoemisyjnego spalania (tzw. korozja niskotlenowa lub niskoemisyjna rur ekranowych),
- w rejonie przegrzewaczy pary,
- w strefie końcowych powierzchni konwekcyjnych (I stopień podgrzewacza wody lub podgrzewacz powietrza) oraz w usytuowanych za nimi elementach ciągu spalinowego.

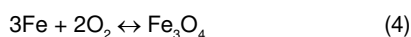
Pierwsze dwa z wymienionych zjawisk są przejawami korozji wysokotemperaturowej, natomiast trzecie jest formą niskotemperaturowej korozji siarkowej. Nie ma dotąd wiarygodnych informacji na temat wpływu współspalania biomasy na zmiany intensywności korozji ekranów w stosunku do występującej przy niskoemisyjnym spalaniu węgla. Współspalanie biomasy, a także paliw z odpadów, może natomiast spowodować wzrost zagrożenia korozją chlorową przegrzewaczy pary. Trzecia z wymienionych form korozji musi być zawsze brana pod uwagę podczas modernizacji kotłów dla zwiększenia sprawności poprzez obniżenie temperatury spalin wylotowych. Współspalanie biopaliw o dużej wilgotności podwyższa tzw. wodny punkt rosy, co jednak jest kompensowane poprzez niższą zawartość siarki.

W efekcie za najbardziej niebezpieczne zjawisko należy uznać korozję wysokotemperaturową związaną ze wzrostem udziału chloru w paliwie. Korozja ta jest nierozzerwalnie związana z osadami popiołowymi pokrywającymi rury.

Ze względu na najczęściej małe zawartości popiołu w biomasach, nawet przy stosunkowo niewielkim udziale chloru w substancji roboczej paliwa (np. 0,5%), na rurach mogą powstawać osady o znacznej zawartości chlorków. Jest to skutkiem dużej ich skłonności do osadzania się, wynikającej z ogromnego rozdrobnienia, które jest rezultatem tworzenia się poprzez kondensację par i następnie zestalania w formie aerozoli. Podobny mechanizm obserwuje się również w przypadku związków K, Na, Zn, S i Pb, na skutek czego występują one w większym stężeniu w osadach niż w tworzącym je popiele [6].

Paradoksalnie stwierdzono, że współspalanie zawierającej chlor biomasy z paliwami zawierającymi siarkę korozję tę znacznie zmniejsza, ponieważ powstająca zwarta warstwa K_2SO_4 stanowi dla rury ochronę. Pojawily się badania, z których wynikało, że niebezpieczny jest dopiero stan, kiedy w paliwie stosunek S'/Cl' spada poniżej 2,0 [22]. W rzeczywistości problem jest jednak bardziej skomplikowany i późniejsze prace wykazały, że wspomniane ochronne działanie siarczanów występuje tylko w warunkach utleniających. Nie wystarczy przy tym, aby odpowiednią ilość tlenu zawierały spaliny omywające powierzchnię przegrzewacza – nadmiar tlenu musi występować na powierzchni rur, pod osadem popiołowym. Stan taki łatwo może ulec zakłóceniu, jeżeli osad popiołowy jest na tyle zwięzły (spieczony lub zawierający częściowo substancje ciekłe), że uniemożliwia dyfuzję tlenu do powierzchni stali.

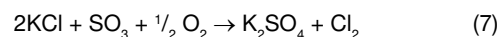
W ogólnym przypadku na powierzchni rur mogą zachodzić następujące reakcje, w których bierze udział żelazo [14]:



przy czym w zależności od panujących warunków termodynamicznych tylko jedna z tych reakcji przeważa. Pierwsza z reakcji prowadzi do powstania ochronnej warstwy magnetytu, dwie pozostałe przedstawiają zjawiska korozyjne.

Siarka zawarta w paliwie spala się w głównej mierze na SO_2 przy niewielkim udziale SO_3 .

Katalityczne działanie tlenków żelaza występujących w popiele lotnym (np. z osadów ściekowych), a także obecnych na powierzchni rur, zwiększa udział powstającego SO_3 , który reagując z osadzonymi na rurach chlorkami alkalicznymi powoduje ich sulfatyzację, np. dla chlorku potasu:



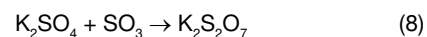
Ponieważ chlorki charakteryzują się bardzo silną osadotwórczością, osadzają się jako pierwsza warstwa bezpośrednio na powierzchni rur, zaś wydzielający się w reakcji (7) chlor atakuje nie tylko żelazo, lecz także chrom zawarty w stali, oszczędzając jedynie nikiel [11]. Istnieje wprawdzie możliwość, że reakcja (7) zajdzie już w spalinach, na skutek kontaktu aerozoli chlorkowych z SO_3 , jednak termodynamicznie jest to możliwe dopiero poniżej 600–650°C [1], a więc zapewniłoby ochronę raczej jedynie pierwszych stopni przegrzewaczy i podgrzewaczy wody.

Oprócz korozji chlorowej w warunkach redukcyjnych może się pojawiać także korozja siarkowa, zarówno na skutek reakcji (5) z siarką elementarną, jak i z siarkowodorem.

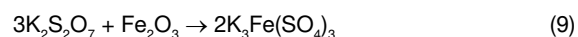
Jeżeli do powierzchni metalu ma dostęp tlen, zachodzi reakcja (4) chroniąca rurę, a powstała w wyniku sulfatyzacji warstwa siarczanów alkalicznych zastępuje chlorki w osadzie tworząc ochronną warstwę, która nie dopuszcza do dalszej korozji.

Badania stwierdzają także możliwość wystąpienia innej formy korozji przegrzewaczy: jest to korozja w obecności stopionych soli, którymi są najczęściej chlorki i siarczany alkaliczne, chociaż potwierdzono również udział w procesach korozyjnych związków cynku i ołowiu. Korozja ta zachodzi w temperaturach wyższych od temperatury topnienia i niższych od temperatury nasycenia soli, tzn. w zakresie ok. 400–700°C. Opisana wyżej sulfatyzacja chlorków prowadzi do powstania mieszanin o niskich temperaturach topnienia, zdolnych do tworzenia eutektyk z materiałem rur [1]. Dodatkowo ten rodzaj korozji intensyfikuje silna egzotermiczność reakcji typu (7), porównywalna ze spalaniem substancji o wartości opałowej ok. 10 MJ/kg [28]. Może wówczas lokalnie wystąpić temperatura wystarczająca nie tylko do stopienia soli w osadzie, ale teoretycznie nawet do zagrożenia trwałości rur.

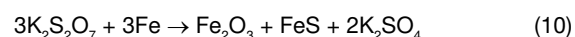
Katalityczne tworzenie większych stężeń SO_3 w spalinach może doprowadzić w temperaturach 320–480°C do powstawania w osadach pirosiarczanów alkalicznych:



atakujących zarówno warstwę ochronną tlenków [20]:



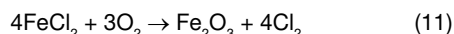
jak i sam materiał rur [21]:



Wg [7] ten mechanizm jest bardziej prawdopodobny w niższych temperaturach i może wystąpić raczej na rurach parowników i podgrzewaczy wody.

Jednak powstałe w wyniku reakcji (9) trójsiarczany występują w stanie ciekłym w temperaturach wyższych (565–676 °C [7]) i mogą uszkadzać rury końcowych stopni przegrzewaczy.

W obszarze temperatur właściwym dla końcowych stopni przegrzewaczy objawia się zarówno opisana korozja gazowa wg (6), jak i korozja w obecności stopionych soli – głównie trójsiarczaków K i Na. Podczas korozji gazowej powstała w reakcji (6) para chlorek żelaza migruje przez osad na zewnątrz, gdzie reagując z tlenem ponownie wydziela chlor:



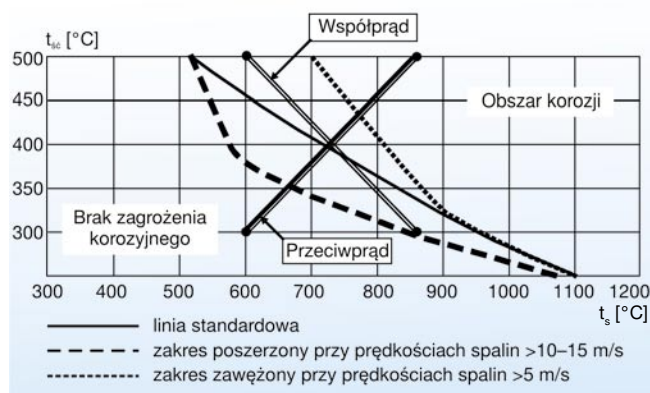
Podczas badań [11] przy współspalaniu słomy (20-procentowy udział cieplny) z węglem zaobserwowano korozję przegrzewaczy spowodowaną przez stopione siarczany. Procesy analogiczne do reakcji (8), (9) i (11) zachodzą także w stosunku do chromu, co może uszkadzać przegrzewacze ze stali typu 10H2M [16].

Podstawowe znaczenie dla przebiegu korozji ma zawartość tlenu w spalinach – w warunkach utleniających uszkodzone warstwy tlenkowe mogą się odbudowywać, co zapewnia ochronę antykorozyjną [3]. Dlatego pojawianie się w obszarze przegrzewaczy atmosfery redukcyjnej (co jest dość częstym zjawiskiem podczas spalania niskoemisyjnego) silnie zwiększa zagrożenie korozyjne [6].

Podczas współspalania większych ilości biomasy w kotłach energetycznych należy się liczyć z wystąpieniem zjawisk korozyjnych obserwowanych dotąd raczej w kotłach na odpady komunalne. Mogą one jednak mieć niekiedy bardziej gwałtowny przebieg, ponieważ temperatury przegrzewu pary (a więc i ścianek rur) w kotłach tego rodzaju są na ogół wyższe niż w kotłach do spalania odpadów. Doświadczenia [11] dowodzą jednak, że dopóki udział cieplny biomasy nie przekracza 20%, zjawiska korozyjne rzadko mają przebieg zagrażający normalnej pracy kotła.

Należy też zauważyć, że nierównomierność mieszania popiołów z węglem i biomasy, a także niejednorodność rozptyłu gazowych związków S i Cl mogą lokalnie zmieniać ich proporcje, co nie pozostanie bez wpływu na rozkład intensywności korozji.

Pewien wpływ przyspieszający korozję ma też prędkość spalin. W [28] przedstawiono znany wykres, służący do wstępnej oceny zagrożenia korozyjnego w funkcji temperatur ścianki i spalin, z dodatkowymi krzywymi, które uwzględniają wpływ prędkości spalin.



Rys. 9. Wpływ temperatur ścianki (t_{sc}) i spalin (t_s) na zagrożenie korozyjne

Nanosząc na rysunek 9 linie obrazujące zakres pracy przegrzewaczy można np. ocenić, czy powierzchnia powinna mieć układ przeciw- czy współprądowy. Na podanym przykładzie wiadać, że znaczna część wymiennika przeciwprądowego znajduje się w obszarze korozyjnym, natomiast dający te same parametry pary wymiennik współprądowy, przy przyjęciu umiarkowanych prędkości spalin, pracuje poza obszarem zagrożenia. Ceną za to jest większa o ok. 15% powierzchnia ogrzewalna.

Możliwości wykorzystania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów ze współspalania biomasy

Wykorzystując wyniki testów energetyczno-emisyjnych współspalania biomasy, przeprowadzonych przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla na potrzeby rozszerzenia koncesji, nie stwierdzono ujemnego wpływu współspalania na jakość produkowanego w instalacji odsiarczania spalin gipsu. Przy współspalaniu mieszanki o udziale do 10% wagowo biomasy, skład chemiczny próbek popiołu i żużla ze współspalania biomasy drzewnej jest zbliżony do składu chemicznego popiołu i żużla ze spalania węgla kamiennego. Stwierdzono, że wraz ze wzrostem obciążenia kotła rosły straty prażenia, które spowodowały niewielkie różnice w składzie chemicznym pomiędzy analizowanymi próbkami.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że popiół i żużel ze współspalania nie powodują skażenia środowiska metalami ciężkimi, substancjami promieniotwórczymi i zanieczyszczeniami biologicznymi, stąd mogą być składowane na powierzchni terenu lub gospodarczo wykorzystane na podobnych warunkach jak popiół i żużel uzyskiwane ze spalania węgla kamiennego bez dodatków. Popiół i żużel mogą stanowić wypełnienia podziemnych wyrobisk górniczych lub materiałów do rekultywacji i makroniwelacji terenów, zaś sam popiół lotny może być dodatkiem do produkcji cementów i betonów.

Nieco inaczej przedstawia się sytuacja w przypadku współspalania mączki zwierzęcej. Odmienny skład popiołu z mączki i węgla (tab. 5) wpływa na skład popiołu pojawiającego się w kotle podczas współspalania tych paliw. Wysokie zawartości fosforu, wapnia i sodu w mączce wpływają na skład popiołu i mogą oddziaływać na jego dalszą przydatność. Wpływ zmian składu chemicznego na skutek współspalania mączki z węglem jest uzależniony od dalszego sposobu utylizacji popiołu. Jeżeli popiół jest składowany, wzrost udziału rozpuszczalnych związków sodu może stwarzać pewne problemy na składowiskach.

W przypadku dodawania popiołu do materiałów budowlanych konieczne jest spełnienie odpowiednich norm w tym zakresie. Na przykład, udział P i Cl stanowi poważne ograniczenie przy dodawaniu popiołu lotnego do betonów. Ocenia się, że zawartość chlorków dla takich zastosowań nie powinna przekraczać 0,1%. W każdym przypadku potrzebne jest odpowiednie indywidualne dopuszczenie.

Istnieje również możliwość wykorzystania popiołu lotnego wzbogaconego związkami fosforu jako dodatku do nawozów. Podobne problemy mogą wystąpić przy utylizacji popiołów ze spalania osadów ściekowych, w których zawartość fosforu także jest znaczna (tab. 5).

Aspekty środowiskowe

Zgodnie z zapisami dokumentów [9] i [10], wskaźnik emisji CO₂ dla biomasy wynosi zero, a co za tym idzie do dokumentowania emisji CO₂ dla rozliczania posiadanych uprawnień do tej emisji będzie wynosił zero. Operatorowi instalacji unieważnione zostaną uprawnienia do emisji wynikające wyłącznie z zużycia paliw konwencjonalnych, z wysokości wyznaczonej emisji uniknionej, którą można obliczyć po wyznaczeniu rzeczywistego wskaźnika emisji. Wyznaczona wielkość emisji uprawnia do zwiększenia ilości uprawnień do sprzedaży. W tabeli 1 zestawiono obliczone wielkości emisji unikniętej CO₂ dla krajowych elektrowni i elektrociepłowni współpalających biomasę (dane za rok 2005). Sumaryczne zmniejszenie emisji tlenu węgla do atmosfery uzyskane w wyniku współspalania biomasy w okresie jednego roku w polskich jednostkach energetycznych wyniosło 1 511 302 MWh.

We wszystkich analizowanych przypadkach współspalania biomasy zaobserwowano pozytywny efekt współspalania polegający na zmniejszeniu emisji substancji szkodliwych do atmosfery. Odnotowano zmniejszenie emisji tlenków siarki, azotu oraz spadek zawartości pyłu w spalinach ze współspalania. Przykładowe wyniki obliczeń przedstawiono w postaci graficznej na rysunkach 10–12.

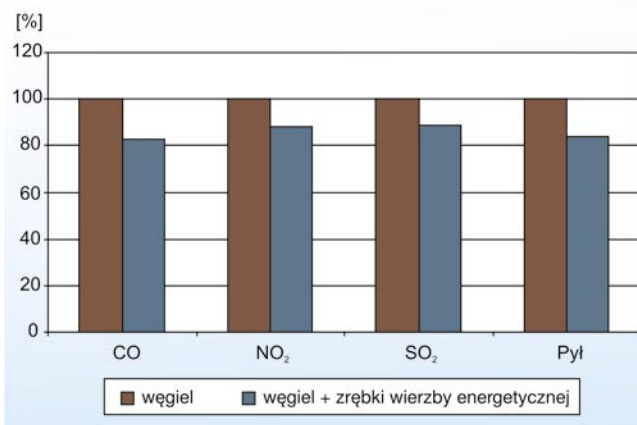
Z uwagi na fakt, iż prowadzone badania obejmowały jedynie wielkości emisji towarzyszącej procesowi spalania, celowe wydaje się, aby w dalszych pracach podjąć próbę oceny wielkości emisji towarzyszącej wszystkim procesom związanym z pozyskiwaniem biomasy, jej transportem i przygotowaniem. Wydaje się, że dobrym narzędziem do tego rodzaju analizy mógłby być tzw. rachunek skumulowany [24] bądź popularna obecnie w Europie analiza pełnego cyklu życia danego produktu (ang. LCA – Life Cycle Assessment).

Posiadane informacje o prowadzonych badaniach w tym zakresie wykazują [8], że nawet przy uwzględnieniu wielkości skumulowanej energochłonności oraz skumulowanej emisji dla całego łańcucha pozyskania i przetworzenia biomasy, jej energetyczne wykorzystanie w procesie współspalania pociąga za sobą mniejsze zużycie energii na pozyskanie tego paliwa oraz wpływa na zmniejszenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery w całym analizowanym okresie.

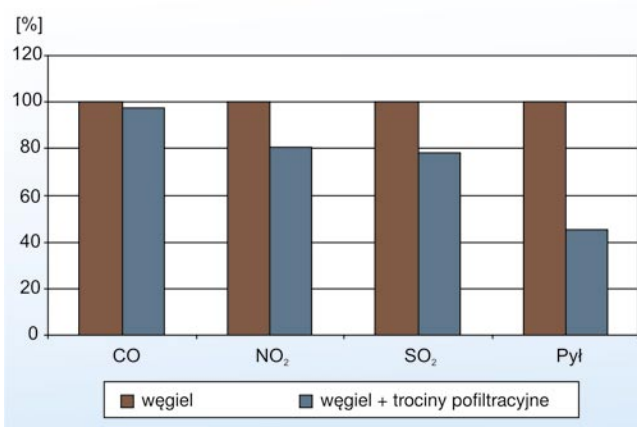
Realizacja współspalania biomasy w układzie pośrednim (poprzez zgazowanie – rys. 2) pozwala na jednoczesne wykorzystanie tzw. techniki reburningu. Powstające w procesie zgazowania tlenki azotu stanowią niekorzystny składnik produkowanego gazu procesowego. Przy tradycyjnym jego spalaniu w komorze kotła (np. rusztowego) wspomniane tlenki azotu będą miały dodatkowy udział w całkowitej ilości produkowanych w układzie zgazowarka – kocioł tlenków azotu.

W kotłach pyłowych stosuje się dość często stosunkowo prostą, lecz bardzo skuteczną metodę ograniczania emisji tlenków azotu – tzw. reburning. W uproszczeniu polega ona na utworzeniu w całej komorze spalania trzech stref o zróżnicowanych warunkach stechiometrycznych i podaniu do strefy drugiej tzw. paliwa reburningowego.

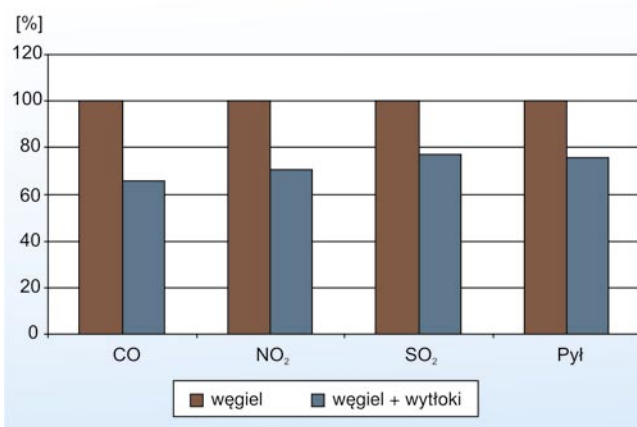
Dostarczenie dodatkowego paliwa w strefie reburningowej tworzy atmosferę silnie redukcyjną.



Rys. 10. Względna efektywność emisyjna współspalania węgla i zrębków wierzby energetycznej w kotle OP-230 (badania własne IChPW)



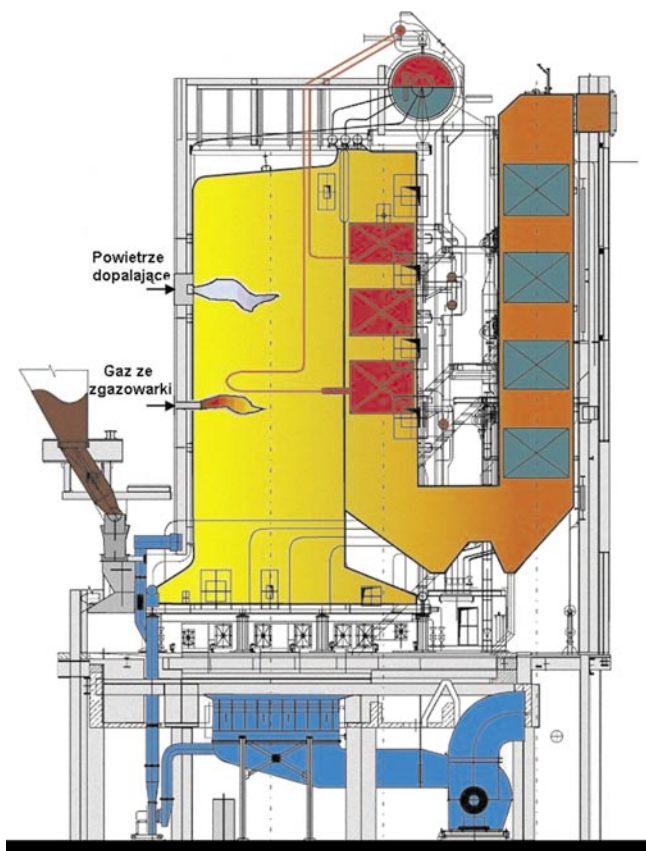
Rys. 11. Względna efektywność emisyjna współspalania węgla i tzw. trocin pofiltracyjnych (odpadu z przemysłu spożywczego) w kotle OP-230 (badania własne IChPW)



Rys. 12. Względna efektywność emisyjna współspalania węgla i wytlaków z produkcji kawy zbożowej (odpadu z przemysłu spożywczego) w kotle OP-230 (badania własne IChPW)

Cząsteczki paliwa tworzą w tej strefie rodniki węglowodorowe (CHn), które reagują z cząsteczkami NO_x tworząc zredukowany azot cząsteczkowy. Optymalny stosunek stechiometryczny w tej strefie musi być zachowany i mieścić się w granicach 0,85–0,95. Ocenia się, że wprowadzenie gazu z procesu zgazowania przy jednoczesnej próbie utworzenia trzech stref spalania w kotle rusztowym (rys. 13) powinno dać podobny efekt jak zastosowanie reburningu w kotle pyłowym (redukcję NO_x do azotu cząsteczkowego).

Szczególnie interesujące z punktu widzenia badawczego będą wpływy poszczególnych parametrów na sprawność procesu. Spodziewane sprawności redukcji wypadkowych NO_x będą znacznie niższe niż w przypadku „klasycznego reburningu”, jednak istnieje dość duża szansa na osiągnięcie efektu równoważenia się dodatkowych tlenków azotu podawanych w gazie ze zgazowania z ogólnym obniżeniem ilości NO_x. Uzyskanie takiego efektu przedsięwzięcia wskazałoby na schemat procesu nadającego się doskonale do utylizacji gazów pochodzących z procesów zgazowania i zawierających większe ilości tlenków azotu.



Rys. 13. Koncepcja utworzenia trzech stref spalania w komorze parowego kotła rusztowego

Zasadniczym problemem aplikacji może być regulacja nadmiaru powietrza szczególnie w głównej strefie spalania nad rusztem. Problem ten wynika bezpośrednio z typowej konstrukcji systemu dystrybucji powietrza pierwotnego i przebiegu procesu spalania warstwy paliwa.

Niezbędne będzie również wprowadzenie powietrza dopalającego ponad palnikiem gazowym w celu utworzenia trzeciej strefy oraz dokładna regulacja układu w celu wytworzenia warunków niezbędnych do prawidłowego przebiegu procesu.

Współspalanie paliw alternatywnych – propozycja systemu paliw wtórnych i uwarunkowania techniczne

Poszerzenie definicji „odnawialnych zasobów energii” o część odpadów komunalnych i przemysłowych nadających się do energetycznego przetworzenia powinno bezspornie dotyczyć odpadów organicznych.

Bardzo istotny jest fakt dostrzeżenia i włączenia przez Unię Europejską odpadów do definicji odnawialnych źródeł energii, zwiększając tym samym skalę i zakres możliwości pozyskiwania z nich energii oraz ich unicestwienia.

Możliwość taka została dostrzeżona również w krajowym ustawodawstwie. Ustawa o odpadach z dnia 27 kwietnia 2001 roku stanowi w rozdziale 6 Art. 44, Pkt. 8, że: „...Minister właściwy do spraw środowiska w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki [...] może określić w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki techniczne kwalifikowania części energii uzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych jako energii z odnawialnego źródła energii.” [26] Również polityka energetyczna Polski do 2025 roku „...przewiduje [...] użyteczne wykorzystanie szerokiej gamy biomasy, zawartej w różnego rodzaju odpadach przemysłowych i komunalnych, także spoza produkcji roślinnej i zwierzęcej, co przy okazji tworzy nowe możliwości dla dynamicznego rozwoju lokalnej przedsiębiorczości.” [17].

Problem energetycznego wykorzystania odpadów jest szczególnie istotny, z uwagi na fakt, że znaczne ich ilości (często o dużych walorach energetycznych) są bezpowrotnie tracone na wysypiskach, obciążając jednocześnie środowisko. Możliwość rozwiązania tego problemu stworzyć może powiązanie interesów i działań wytwórców odpadów z ewentualnymi producentami i użytkownikami paliw w sposób umożliwiający racjonalne przekształcenie odpadu w paliwo alternatywne akceptowalne przez użytkowników pod względem technicznym i ekonomicznym. Pod uwagę brani są wyłącznie producenci energii z wyłączeniem drobnych użytkowników komunalnych, którzy nie są przygotowani do stosowania paliw alternatywnych.

W zależności od tego czy dana substancja jest klasyfikowana jako odpad niebezpieczny, czy też inny niż niebezpieczny – ich termiczne przekształcanie jest objęte odpowiednimi regulacjami prawnymi. Określają one zarówno parametry procesu termicznego przekształcania, definiują rodzaje instalacji, w których proces może być prowadzony jak i decydują o stawianych standardach emisyjnych. Określają też wymagania związane z obowiązkiem uzyskiwania odpowiednich zezwoleń i prowadzeniem ewidencji. Aktualnie obowiązujące regulacje prawne traktują paliwa wytworzone z odpadów nadal jako „odpad”, co jest uzasadnione dużą zmiennością właściwości fizykochemicznych, a także poziomem zawartości substancji toksycznych stanowiących zagrożenie emisyjne do środowiska.

Omówiona w pracy [23] koncepcja zakłada ustanowienie wymagań jakościowych dla pewnej grupy paliw wytwarzanych z wybranych rodzajów odpadów innych niż niebezpieczne. Wymagania te zapewnią dotrzymanie dotychczasowych standardów emisyjnych w instalacjach/urządzeniach, w których paliwa te będą stosowane. Jednocześnie wysokie wymagania postawione dla procesu wytwarzania jak i wykorzystania tych paliw będą stanowiły barierę dla działań stanowiących zagrożenie ekologiczne. W konsekwencji „paliwo wtórne” będzie traktowane jako pełnowartościowy produkt. Odzysk energii z odpadów realizowany tą drogą będzie stanowił jedynie alternatywę dla istniejących możliwości. Jednak uproszczenie wymagań stawianych dla odbiorców tego produktu powinno znacznie rozszerzyć możliwość wykorzystania energetycznego istniejących zasobów odpadów.

Na rysunku 14 przedstawiono trzy drogi odzysku energii z odpadów uwzględniające koncepcję wytwarzania tzw. paliw wtórnych.

W celu uproszczenia procedur i stworzenia zachęty do energetycznego wykorzystania niektórych „odpadów” proponuje się regulację, która polegać ma na wprowadzeniu kategorii „paliwa wtórnego”. Paliwo takie ma być otrzymywane z odpadów poprzez dokonanie ich odzysku. Taki proces odzysku będzie w pełni podlegał odpowiednim regulacjom dotyczącym gospodarowania odpadami. Jednakże odpad po przeprowadzeniu takiego odzysku staje się zwykłym produktem podlegającym prawom rynku i oczywiście szczególnym uregulowaniom prawnym. Warto zwrócić uwagę, że tak uzyskane „paliwo wtórne” nie będzie spełniało kryteriów zawartych w definicjach odpadów, gdyż posiadacz nie będzie się ich pozbywał czy też zamierzał pozbyć, lecz co najwyżej będzie na warunkach rynkowych wprowadzał je do obrotu prawnego.

Przetworzeniu na „paliwo wtórne” powinny podlegać jedynie odpady inne niż niebezpieczne – zarówno stałe jak i ciekłe – charakteryzujące się określonymi w planowanym opracowaniu właściwościami fizykochemicznymi, umożliwiającymi otrzymanie na ich bazie paliwa o pożądanym parametrach jakościowych.

Z obowiązującego katalogu odpadów (Dz.U. z 2001 r., Nr 112, poz.1206) wyselekcjonowano odpady inne niż niebezpieczne, posiadające potencjalne walory energetyczne, a więc spełniające kryterium spalania autotermicznego (o wartości opałowej > 6MJ/kg). Odpady te, których lista liczy około 100 pozycji, po odpowiedniej przeróbce, mogą uzyskać cechy jakościowe upoważniające do zaklasyfikowania jako „paliwo wtórne”.

W przypadku odpadów komunalnych – które pomimo iż kwalifikowane jako inne niż niebezpieczne, zawierać mogą często pewne frakcje niebezpieczne (np. baterie czy lekarstwa) – pod uwagę brana może być tylko wyseparowana mechanicznie i ręcznie frakcja odpadów palnych, która w dalszej kolejności może zostać poddana przetworzeniu na „paliwo wtórne”.

Proponuje się, aby wykorzystanie paliw wtórnych ograniczyć do instalacji posiadających pozwolenie zintegrowane. Stwarza to znacznie większe gwarancje dotrzymania standardów technologicznych i środowiskowych. Obowiązek uzyskania pozwolenia zintegrowanego obejmuje aktualnie instalacje energetyczne o mocy powyżej 50 MW. Jednak możliwe wydaje się obniżenie tej wielkości, przy dobrowolnym poddaniu instalacji procedurze uzyskania pozwolenia zintegrowanego. Proponuje się jednocześnie, aby wykorzystanie paliw wtórnych nie powodowało konieczności

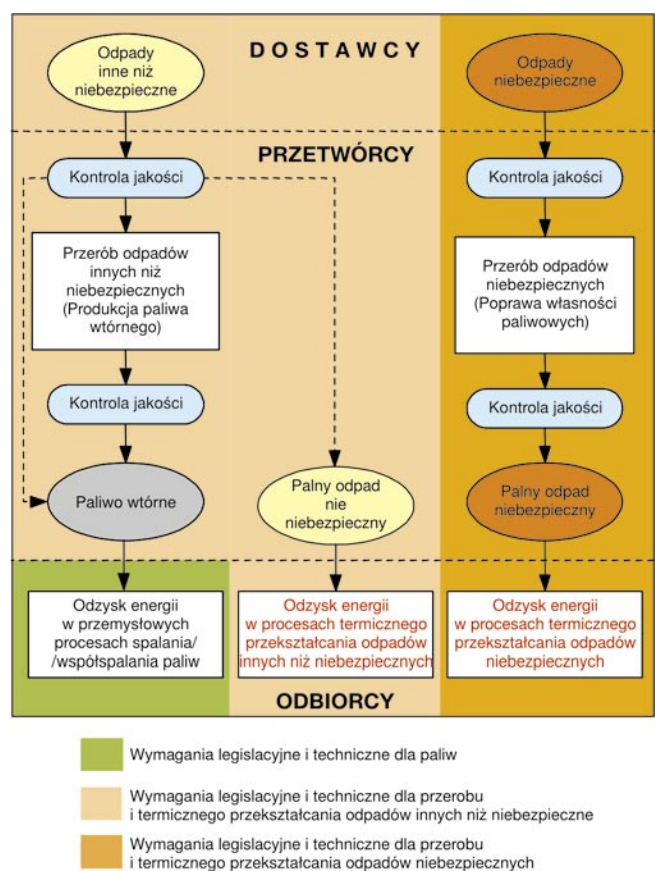
zmian dotychczas obowiązujących standardów emisyjnych dla instalacji, w której proces ten będzie zachodził.

Wysokie standardy jakościowe dla „paliwa wtórnego” powinny stanowić wystarczającą gwarancję bezpieczeństwa ekologicznego przy jego wykorzystaniu. Tylko tak postawiony warunek umożliwi wdrożenie „paliw wtórnych” do praktyki przemysłowej.

Wprowadzenie przedstawionych w artykule rozwiązań formalnoprawnych oraz stworzenie systemu wsparcia finansowego dla producentów i użytkowników paliw wtórnych produkowanych z odpadów może w sposób istotny przyczynić się do wzrostu skali przerobu wybranych grup odpadów na pełnowartościowe paliwa wtórne. Działania te pozwolą z jednej strony na racjonalną gospodarkę odpadami zgodną z zaleceniami UE, a z drugiej strony na zwiększenie produkcji energii z OZE w Polsce.

Propozycja wdrożenia powyższego systemu opiera się na uznaniu paliw wtórnych za zasoby energii odnawialnej i w ślad za tym wprowadzenie preferencji dla zakupu energii wytwarzanej z paliw wtórnych w sposób analogiczny jak dla energii wytwarzanej w procesie współspalania biomasy. Przedstawiony system oraz procedury bilansowania energii odnawialnej generowanej w procesie współspalania paliwa alternatywnego (wtórnego) będą oparte na analogicznych wdrożonych już procedurach bilansowania energii odnawialnej przedstawionych w pracy [25].

Procedury certyfikujące będą obejmowały m.in.: pobór i uśrednianie próbek odpadów i paliw, analityczną ocenę właściwości odpadów i paliw oraz bilansowanie ilościowe procesów przetwórczych.



Rys. 14. Drogi odzysku energii z odpadów

Podsumowanie

W artykule omówiono zjawiska towarzyszące procesowi współspalania biomasy i odpadów biodegradowalnych w kotłach energetycznych. Na podstawie analizy wyników badań pracy kilkunastu jednostek wytwórczych współpalających biomasę z paliwami podstawowymi zidentyfikowano podstawowe korzyści i zagrożenia technologiczne wynikające z wdrożenia współspalania. Przedstawiono główne aspekty energetyczne i ekologiczne towarzyszące procesom współspalania biomasy z paliwami konwencjonalnymi.

Podstawę analizy stanowiły kompleksowe badania energetyczno-emisyjne przeprowadzone przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach oraz dane literaturowe pochodzące z badań prowadzonych m.in. w krajach Unii Europejskiej w ramach programu ALTENER [5]. Przedstawiono przykładowe charakterystyki porównawcze zmian poszczególnych elementów bilansu energetycznego badanych kotłów, odnosząc proces współspalania biomasy do spalania tzw. węgla bazowego. Wyznaczono wskaźniki emisji zanieczyszczeń do powietrza i przedstawiono porównawczą ocenę stopnia obniżenia wielkości całkowitej emisji substancji szkodliwych do atmosfery.

Odniesiono się do wpływu współspalania biomasy drzewnej, biomasy roślinnej oraz sklasyfikowanych obecnie jako odpad odpadów biodegradowalnych (m.in. w postaci mączki zwierzęcej i osadów ściekowych) na zmianę właściwości produktów ubocznych ze współspalania (m.in. zmiana składu chemicznego popiołów i w konsekwencji zmiana ich temperatury topliwości, zmiana jakości gipsu). Omówiono potencjalne zagrożenia korozyjno-erozyjne dla powierzchni ogrzewalnych kotłów współpalających biomasę. Wskazano na celowość wdrożenia programu monitoringu technicznego procesów współspalania w jednostkach wytwórczych stosujących biomasę. Program ten pozwoliłby na kontrolę podstawowych parametrów procesowych oraz identyfikację ewentualnych zagrożeń technologicznych.

Identyfikacja barier technologicznych dla szerokiego wdrażania programu współspalania biomasy i odpadów biodegradowalnych w Polsce i Europie nabiera zatem szczególnego znaczenia. Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla – jako jedyny partner z Polski uczestniczący obecnie w programie badawczym NETBIOCOF (Integrated European Network for Biomass Co-firing) finansowanym przez Unię Europejską w ramach 6. Programu Ramowego – jest odpowiedzialny między innymi za identyfikację technologicznych barier dla wielkoskalowego współspalania biomasy oraz opracowanie strategii dla szerokiego wdrożenia programu współspalania biomasy w Europie [30].

LITERATURA

- [1] Albert F. W.: Betriebserfahrung führt zu einfachen Lösungen. *VGB PowerTech* 2004, No. 12, 56–64
- [2] Baxter L., Koppejan J.: Global operational status on cofiring biomass and waste with coal – experience with different concepts and fuels. Materiały konferencji „Współspalanie biomasy i paliw alternatywnych”. Wiśła, 6–8 czerwca 2005
- [3] Baxter L.: Biomass-coal co-combustion: opportunity for affordable renewable energy. *Fuel* 84 (2005), s. 1295–1302

- [4] Beck J., Müller R., Brandenstein J., Matscheko B., Matschke J., Unterberger S., Hein K.R.G.: The behaviour of phosphorus in flue gases from coal and secondary fuel co-combustion. *Fuel* 84 (2005), s. 1911–1919
- [5] BIOMASS CO-FIRING – AN EFFICIENT WAY TO REDUCE GREENHOUSE GAS EMISSIONS. European Bioenergy Networks
- [6] Born M.: Cause and Risk Evaluation for High-temperature Chlorine Corrosion. *VGB PowerTech* 2005, No. 5
- [7] Bryers R. W.: Fireside slagging, fouling, and high-temperature corrosion of heat-transfer surface due to impurities in steam-rising fuels. *Prog. Energy Combust. Sci.* 1996, Vol. 22
- [8] Christiansen H.F.: LCA of Procurement and Conversion of Biomass and Fossil Fuels – used for Energy Prod. in Denmark. 1997
- [9] Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Europy z dnia 13 października 2004 r. ustanawiająca program handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych na obszarze Wspólnoty i zmieniająca Dyrektywę Rady 96/61/WE
- [10] Dyrektywa 96/61/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Europy w sprawie zintegrowanego zapobiegania i kontroli zanieczyszczeń (IPPC)
- [11] Frandsen F. J.: Utilizing biomass and waste for power production – a decade of contributing to the understanding, interpretation and analysis of deposits and corrosion products. *Fuel* 84 (2005), 1277, 1294
- [12] Gerhardt Th., Rebmann M., Spliethoff H., Hein K.R.G.: Untersuchungen zur Mitverbrennung von kommunalen Klärschlamm in Kohlenstaubfeuerungen. *VGB Kraftwerkstechnik* 76, (1996), H. 5
- [13] Gras B.: Schadstoffe in Altholz (Internet)
- [14] Hohmann U., Mohr G.: Hochtemperaturkorrosion in Biomassekesseln. *VGB PowerTech* 2005, No. 5, 47–52
- [15] Michelsen H. P., Frandsen F. J., Dam-Johansen K., Larsen O. H.: Deposition and high temperature corrosion in a 10 MW straw fired boiler. *Fuel Processing Technology* 54, (1998), 95–108
- [16] Mrowec S., Werber T.: Korozja gazowa metali. WNT, Warszawa 1975
- [17] *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 roku
- [18] Pronobis M.: Evaluation of the influence of biomass co-combustion on boiler furnace slagging by means of fusibility correlations. *Biomass & Bioenergy* 2005, Vol. 28, Issue 4, (April), 375–383
- [19] Pronobis M.: The influence of biomass co-combustion on boiler fouling and efficiency. *Fuel* (w druku)
- [20] Pronobis M.: Wpływ paliw dodatkowych na zanieczyszczenie i sprawność kotła. Materiały IX Konferencji Kotlej'02. *Prace Naukowe Politechniki Śląskiej, Monografie, Konferencje z. 10, Gliwice 2002*
- [21] Rademakers P., Hesseling W., van de Wetering J.: Review on corrosion in waste incinerators and possible effect of bromine. TNO report I02/01333/RAD 2002 (Internet)
- [22] Salmenioia K.: Chlorine-Induced Superheater Corrosion in Boilers Fired with Solid Biofuels. *Power Lines* 2000, 1
- [23] Sobolewski A., Zuwała J.: Recovered fuel for energy production. QUOVADIS Workshop. Warszawa, 23–24 czerwca, 2005
- [24] Szargut J., Ziębiak A.: Podstawy energetyki ciepłej. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1998
- [25] Ściążko M., Zuwała J., Tramer A., Winnicka G., Zagórski T., Cielecki S: Propozycje procedur rozliczania energii ze źródeł odnawialnych. Opracowanie IChPW dla TGPE, tom 1
- [26] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach. *Przegląd Komunalny* 2005, 8(167)
- [27] Wacławiak K. Badania zużłowania podczas współspalania pyłu węglowego z biomasą. *Gospodarka Paliwami i Energią* 2003, nr 9
- [28] Winnicka G., Zuwała J.: Współspalanie biomasy w energetyce – ocena wpływu na skład chemiczny popiołu. Seminarium Techniczne „Popioły z energetyki – z odpadu do produktu. Aspekty formalno-prawne”. Warszawa 26–27 stycznia 2005, s. 43–59
- [29] Zuwała J. (kier. prac): Dokumentacja uwierzytelniająca instalacji do produkcji i procedur rozliczenia energii ze źródeł odnawialnych w elektrowniach i elektrociepłowniach współpalających biomasę z paliwami podstawowymi. Oprac. Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze (2004–2005), nie publ.
- [30] Witryna internetowa projektu NETBIOCOF: www.netbiocof.net

