

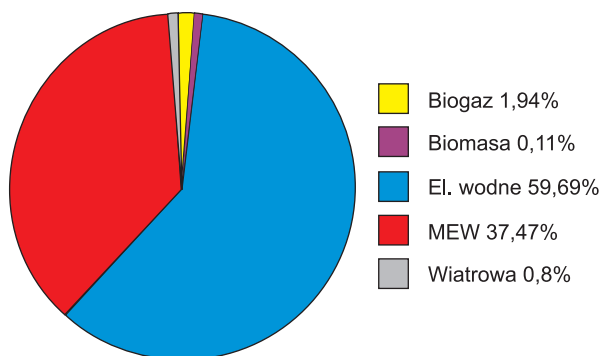
Mgr inż. Dariusz Furtak
Energowir Sp. z o.o.

Czy pozyskiwanie energii z biomasy w dużych kotłach energetycznych ma szansę w Polsce?

W chwili obecnej w Polsce pozyskiwanie energii z biomasy znajduje się w fazie szybkiego rozwoju, ale niestety jedynie na poziomie małej energetyki. Rodzi się pytanie, jakie są przyczyny powodujące, że małe kotłownie na biomasę pojawiają się w Polsce jak grzyby po deszczu, natomiast elektrownie i elektrociepłownie w bardzo małym stopniu korzystają z dobrodziejstw, jakie niesie ze sobą spalanie biomasy, mimo zachęt ze strony rządu i Sejmu. Sejm RP i rząd przyjęły w ramach zachęty szereg dokumentów istotnych dla zwiększenia stopnia wykorzystania energii z OZE (czyli między innymi z biomasy). Wśród tych dokumentów znalazły się:

- „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku”,
- „Długookresowa polityka ekologiczna Polski”,
- „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej” oraz
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 roku w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336)”.

Dość istotna jest ostatnia wymieniona regulacja, która w swej najistotniejszej części mówiła o obowiązku zakupu wytworzonej energii elektrycznej z OZE. Ustawa ta uwolniła ceny energii z OZE oraz ustaliła limit obowiązku zakupu tej energii przez zakłady energetyczne na poziomie 2,4% w 2001 r., co spełniło zaledwie 8 zakładów energetycznych.



Rys. 1. Udział mocy zainstalowanej w poszczególnych typach OZE (bez EW Włocławek) w 2000 r., MW [1]

Powyższe rozporządzenie zakłada, że do 2010 r. w Polsce 7,5% wytwarzanej energii będzie pochodzić z OZE. Tak duży udział energii z OZE w Polsce będzie trudno osiągnąć, ponieważ w roku 2000 wyniósł on zaledwie 2,11%, a trzeba pamiętać, że w Polsce nie ma dobrych warunków do budowy elektrowni wodnych, a tym bardziej elektrowni wiatrowych. Właśnie z tego powodu bardzo ważne znaczenie upatruje się w energii pochodzącej z biomasy. Niestety w roku 2000 udział energii z biomasy stanowił marginalną wielkość (rys.1).

Jak już wspomniano ustawa z 15 grudnia 2000 roku uwolniła ceny energii z OZE, co spowodowało znaczny wzrost ceny za kWh energii z tego źródła (p. tab. 1).

Tabela 1
Podstawowe parametry charakteryzujące źródła odnawialne i niekonwencjonalne w podziale na poszczególne technologie wytwarzania

Rodzaj źródeł	Moc zainstalowana, MW	Ilość energii, MWh	Średnia cena energii ogółem kraj, zł/MWh
Biogaz	10,272	31612,50	249,32
Biomasa wodne	0,58	55,00	132,42
wodne ¹⁾	476,825	1316318,98	67,80
	316,625	523588,98	138,86
MEW	198,751	569470,29	141,35
Wiatrowe	4,252	5304,33	235,89

Źródło: badanie ankietowe zakładów energetycznych

¹⁾ Bez uwzględnienia EW Włocławek

Jak widać Sejm zrobił co mógł w celu propagowania pozyskiwania energii z OZE oraz zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska. Teraz przyszła kolej na pierwsze realizacje i wypełnianie założeń dokumentu z 15 grudnia 2000 r.

Konieczność osiągnięcia 7,5% wytwarzania energii w 2010 roku może zostać wypełnione jedynie poprzez dynamiczny rozwój pozyskiwania energii z biomasy. Pogląd ten wiąże się ze specyficznym położeniem naszego kraju, które powoduje, że nie mamy dobrych warunków na rozwój energetyki wiatrowej jak również energetyki wodnej. Warunki wiatrowe w Polsce charakteryzują się dużą zmiennością na całym obszarze kraju oraz brakiem dostatecznie silnych średnich rocznych prędkości wiatru.

Poza tym — jak twierdzą przeciwnicy farm wiatraków w Niemczech (Europejskim gigancie w produkcji energii z wiatru) — wiatraki „psują krajobraz, szkodzą turystyce, hałasują jak przelatujące w oddali samoloty i powodują nużące efekty stroboskopowe, a przede wszystkim są zbędne i nieekonomiczne. (...) Wiatraki dostarczają prądu średnio tylko przez 77 dni w roku, podczas gdy przez pozostałych 288 dni stoją nieruchomo. A ponieważ nie sposób przewidzieć, kiedy wiatr zawieje, potrzebna jest rezerwa prądu z elektrowni tradycyjnych — węglowych i atomowych. To unicestwia efekt ekologiczny, zwłaszcza docelowe mniejsze wydzielanie dwutlenku węgla. W praktyce 14 tys. wiatraków zapewnia nie prawie 4 proc, lecz tylko 1 proc. niemieckiego zużycia prądu” [2]. Poza tym rozwój energetyki wiatrowej wiąże się z poniesieniem wysokich kosztów, a my nie jesteśmy taką potęgą gospodarczą jak Niemcy.

Innym źródłem energii odnawialnej są ciekłe wodne. Niestety i tu nie możemy pochwalić się bogatymi zasobami wodno-energetycznymi. Zasoby te są głównie skoncentrowane w dorzeczu Wisły (około 68%). Jednak mimo skromnych zasobów wodno-energetycznych Polska wykorzystywała w 1996 r. [3] zaledwie około 13% zasobów technicznych. Dotyczy to produkcji uzyskanej z dopływu naturalnego. Jednak, jeśli weźmiemy pod uwagę stan techniczny tych elektrowni, to szybko zrozumiemy, dlaczego w najbliższych kilku latach nie ma co liczyć na dynamiczny ich rozwój. Większość elektrowni wodnych została wybudowana w pierwszej połowie ubiegłego stulecia i wymaga gruntownej modernizacji. Tylko 5% elektrowni wodnych zawodowych nie przekroczyła wieku 20 lat, zaś 68% ma już ponad 50 lat [3]. Najtańszą i praktycznie jedyną metodą osiągnięcia wymagań wytwarzania energii z OZE jest spalanie biomasy w elektrowniach i elektrociepłowniach.

Problemy z zastosowaniem biomasy w dużej energetyce

Główny problem związany z wykorzystaniem biomasy do spalania lub współspalania z węglem w kotłach energetycznych wynika głównie, zdaniem Autora niniejszego artykułu, z braku zdefiniowanych norm paliwa z biomasy.

Pod pojęciem biomasy obecnie (wg projektu rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem) rozumie się biodegradowalne substancje (pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego) z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, jak również inne odpady biodegradowalne.

Znacznie dokładniejszą definicję biomasy można znaleźć w Dyrektywie UE (2000/76/WE w sprawie spalania odpadów), gdzie biomasa oznacza produkty składające się

w całości lub części z materii roślinnej z rolnictwa lub leśnictwa, którą można stosować w celu odzyskania zawartej w niej energii, jak również następujące rodzaje odpadów:

- odpady roślinne z rolnictwa i leśnictwa;
- odpady roślinne z przemysłu rolno-spożywczego, jeśli odzyskuje się wytwarzane ciepło;
- włókniste odpady roślinne z produkcji pierwotnej masy celulozowej i z produkcji papieru z masy celulozowej, jeśli są współspalane na miejscu produkcji i odzyskuje się wytwarzane ciepło;
- odpady drewna, z wyjątkiem odpadów, które w wyniku zastosowania środków do konserwacji drewna i impregnacji lub powłok ochronnych mogą zawierać związki chlorowcoorganiczne lub metale ciężkie, oraz odpady drewna pochodzące z odpadów budowlanych lub z rozbiórki.

Do produkcji ekologicznych źródeł energii można więc używać:

- drewno odpadowe (leśnictwo, przemysł drzewny): trociny, odpady z zabiegów pielęgnacyjnych prowadzonych w lesie, w zieleni miejskiej;
- produkty uboczne i odpadowe z produkcji rolniczej, przemysłu rolno-spożywczego: słoma, makulatura, trawy, gnojowica, obornik, wytloki roślin oleistych, ziarno i inne;
- produkty z plantacji drzew i traw szybko rosnących: wierzbawiciowa, miscanthus olbrzymi, malwa pensylwańska i inne (topinambur, konopie).

Taka różnorodność składników używanych do produkcji paliwa z biomasy powoduje duże zamieszanie wśród zainteresowanych pozyskaniem i spalaniem tego ekologicznego paliwa oraz dużą niejednorodność powstającego paliwa, w wyniku czego zmieniają się optymalne warunki, w jakich powinien być prowadzony proces spalania.

Dlatego też biomasa przeznaczona do produkcji energii w dużych kotłach energetycznych powinna być przede wszystkim jednorodna, czyli powinna pochodzić z plantacji roślin energetycznych uzupełniona w niektórych przypadkach, i to w niedużym procencie, odpadami drewna z okolicznych zakładów przetwarzania drewna. Nie ma mowy o spalaniu biomasy pochodzącej jednego dnia z pielęgnacji miejskiej, a drugiego z wytlóczek roślin oleistych lub słomy. Natomiast twierdzenie, że duży potencjał biomasy znajduje się w lasach jest jak najbardziej prawdziwe, ale pozyskanie tej biomasy do spalania w elektrociepłowni lub elektrowni jest nieekonomiczne i wręcz niemożliwe. Jest to związane głównie z obszarem, jaki musiałby zostać objęty zbieraniem biomasy.

W wielu artykułach można się spotkać z opinią, że opłacalne jest spalanie biomasy zbieranej z obszaru o promieniu do 30 km, jednak ze średnio zalesionego obszaru o tym promieniu pozyskuje się rocznie ok. 8,5 tys. m³ drewna opałowego. Zakładając, że 1 m³ to ok. 600 kg (w najlepszym przypadku) otrzymuje się 5100 t drewna opałowego/rok.

Porównując to z zapotrzebowaniem 1 kotła WP-70 współspalającego 20% biomasy (rocznie zapotrzebowanie wyniesie około 16–20 tys. ton — tab. 3 i 4) otrzymuje się dobitny dowód na nieopłacalność współspalania biomasy w obecnych warunkach w dużych jednostkach.

Biomasa pochodząca z pielęgnacji lasów jest bardzo dobrym źródłem, ale jak to wykazano jedynie dla lokalnych ciepłowni, spalających niewielkie, w porównaniu z kotłami energetycznymi ilości paliwa i zazwyczaj wyposażonych w paleńsko rusztowe o wiele mniej wrażliwe na niejednorodność paliwa z biomasy. W dużej energetyce występują jednak przede wszystkim kotły pyłowe i fluidalne, dla których jednorodność postaci jak i składu ma bardzo duże znaczenie, a wszystkie, nawet najdrobniejsze błędy w postaci złej partii biomasy lub bardziej zawilgoconego paliwa będą objawiać się źle przebiegającym procesem spalania, spadkiem sprawności, niewypaleniem części paliwa z biomasy, zwiększeniem awaryjności i w efekcie dużymi poniesionymi kosztami. Problemy te dotyczą głównie kotłów pyłowych, chociaż i kotły fluidalne borykają się również z tymi problemami.

Dobrym przykładem może być kocioł fluidalny cyrkulacyjny w elektrociepłowni *Stora Enso Fors Ltd.* w Szwecji. Znajdujący się tam kocioł fluidalny (CFB) o parametrach: 55 MW; 72 t/h pary; 60 bar/475°C zasila turbinę parową przeciwną o mocy elektrycznej 9,6 MW, z której pobierana jest para technologiczna o ciśnieniach 12 bar oraz 4,5 bar. Obecnie w ciągu roku kocioł spala 6–7 tys. ton węgla (150–170 TJ) i do 150 tys. ton biomasy (~1200 TJ). Niestety spalana biomasa nie jest jednorodna, bo są to głównie zrębki z odpadowego drewna suchego (44%) i świeżego (27%), pył drzewny (7%), kora (20%) oraz osady (2%). Wrzucanie do kotła co popadnie, jak można było się spodziewać, nie wyszło na zdrowie.

W pierwszych latach eksploatacji kocioł był opalany głównie węglem. Znaczący udział biomasy występuje począwszy od 1995 roku (tab. 2).

Węgiel jest współspalany wówczas, gdy jakość biomasy nie umożliwia utrzymywania wymaganych parametrów pracy kotła. Chodzi tu między innymi o temperaturę złoża, która nie powinna być niższa od 850°C.

W czasie eksploatacji tego kotła stwierdzono występowanie erozji wielu powierzchni ogrzewalnych. W roku 1992 i powtórnie w roku 1996 nałożono powłokę plazmową na podgrzewacz wody nr 1, a w roku 1995 na podgrzewacz wody nr 2. Podobnie w roku 1993 postąpiono z połową powierzchni parownika podstropowego. W roku 1998 dokonano wymiany wszystkich powierzchni ogrzewalnych. Przedtem, to znaczy w roku 1996, dokonano wymiany niektórych węzownic w komorze paleniskowej, części wymienników konwekcyjnych oraz elementów tylnych ścian cyklonów. W roku 1999 dokonano rekonstrukcji systemu

doprowadzania biomasy, ponieważ występowały trudności z jej równomiernym rozdziałem na dwa podajniki rotacyjne. Zapewne jedną z głównych przyczyn takich problemów był fakt spalania niejednorodnej biomasy, szczególnie spalanie suchego pyłu drzewnego w połączeniu z drewnem świeżym. Na potwierdzenie tego w roku 1996 zabudowano dodatkowe dysze wdmuchujące powietrze wtórne do górnej części komory paleniskowej. Dzięki temu umożliwiono dopalanie cząstek biomasy oraz części lotnych.

Problem ten w kotłach pyłowych jest wynikiem krótkiego czasu przebywania cząstek paliwa w strefie spalania, co w połączeniu z niejednorodnym paliwem z biomasy może powodować wyżej wymienione efekty.

Obecnie tylko nieliczne elektrownie lub elektrociepłownie zdecydowały się na prowadzenie spalania biomasy lub współspalania biomasy z węglem. Wszystkie jednak, które się na to decydowały, posiadają biomasę z okolicznych zakładów przetwarzania drewna.

Jednorodność surowca użytego do wytwarzania paliwa z biomasy jest bardzo istotna również ze względu na technologię obróbki mechanicznej oraz suszenia. Cena linii technologicznej do przygotowania paliwa z biomasy zależy od użytych maszyn, a te znowu zależą od postaci surowca obrabianego. Wiadomo również, że im większa różnorodność planowanej przerabianej biomasy, tym użyte urządzenia będą droższe oraz bardziej energochłonne, gdyż linia będzie musiała być zaprojektowana na przypadki obróbki biomasy w postaci dużych pni lub biomasy o dużej wilgotności. W przypadku linii obróbki projektowanej pod odpowiedni gatunek drewna, np. pod konkretną roślinę energetyczną, problemy te znikają, a sama linia charakteryzuje się niską energochłonnością oraz niskim kosztem.

Patrząc na spalanie biomasy w kotłach energetycznych od tej strony pojawia się kolejny problem. Dotyczy on pozyskania jednorodnej biomasy (całego źródła spalanej biomasy z jednego gatunku drewna lub z drewna bardzo zbliżonego pod względem właściwości); jest to główny problem w chwili obecnej, hamujący rozwój pozyskiwania energii na dużą skalę z biomasy. W artykule przedstawiono schemat prostych obliczeń dających obraz skali problemu.

Analiza koniecznego obszaru zasiewu roślinami energetycznymi umożliwiającą współspalania biomasy w ilości 20% w kotle WP-70

Przy założeniu dyspozycyjności kotła 0,3 (kocioł ciepłowniczy)

Założenia:

- proces współspalania prowadzony będzie na kotle WP-70,
- proces współspalania prowadzony będzie w stosunku 20% biomasa, 80% pył węglowy,
- kocioł będzie pracował ze 100-procentową wydajnością (zużycie paliwa 10 t/h),
- wartość opałowa węgla 22 MJ/kg.

Tabela 2

Skład paliwa spalane go w latach 1994–1998, TJ

Paliwo	1994	1995	1996	1997	1998
Biomasa	479	1 206	1 159	1 134	1 184
Węgiel	254	136	129	178	212
Olej	203	119	196	328	236
Razem	936	1 460	1 485	1 640	1 633

Instalacja pierwotna

- Strumień doprowadzonej energii w węglu:
 $Q = W_o \cdot m = 22 \cdot 10\,000 = 220$ [GJ/h]

W czasie współspalania (dla wierzby wiciowej)

- Strumień doprowadzonej energii w węglu:
 $Q_1 = 0,8 \cdot Q = 176$, GJ/h
- Strumień doprowadzonej energii w biomasie:
 $Q_2 = 0,2 \cdot Q = 44$, GJ/h
- Strumień masowy biomasy dodawanej do kotła:
 $m_2 = Q_2 / W_2 = 44 / 16,5 = 2,6666$, t/h
- Ilość biomasy współspalanej w kotle w ciągu roku:
 $M_2 = m_2 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 0,3 = 2,6666 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 0,7 = 7008$, t/rok
- Powierzchnia, na jakiej musi zostać zasiana określona roślina energetyczna:
 $P = M_2 / z = 7008 / 15 = 467$, ha

Tabela 3

Powierzchnie zasiewu dla poszczególnych gatunków roślin energetycznych przy założeniu dyspozycyjności kotła 0,3

Rodzaj rośliny energetycznej	Wartość opałowa suchej masy, GJ/t	Strumień biomasy dodawany do kotła, t/h	Ilość suchej masy możliwej do zebrania z 1 ha w ciągu roku, t/ha	Ilość biomasy współspalanej w kotle w ciągu roku, t/rok	Powierzchnia zasiewu, ha
Wierzba wiciowa	16–17	2,6	15	7008	467
Miscanthus	19	2,3	25	6084	243
Malwa pensylwańska	16–20	2,4	20	6423	321

Przy założeniu dyspozycyjności kotła 1

Pozostałe założenia pozostają niezmiennione.

Tabela 4

Powierzchnie zasiewu dla poszczególnych gatunków roślin energetycznych przy założeniu dyspozycyjności kotła 1

Rodzaj rośliny energetycznej	Wartość opałowa suchej masy, GJ/t	Strumień biomasy dodawany do kotła, t/h	Ilość suchej masy możliwej do zebrania z 1 ha w ciągu roku, t/ha	Ilość biomasy współspalanej w kotle w ciągu roku, t/rok	Powierzchnia zasiewu, ha
Wierzba wiciowa	16–17	2,6	15	23 354	1550
Miscanthus	19	2,3	25	20 280	810
Malwa pensylwańska	16–20	2,4	20	21 410	1070

Oczywiście dane o wielkości możliwej do zebrania suchej masy z 1 ha są orientacyjne i zależą w głównej mierze od warunków glebowych. Wartość 15 t suchej masy z ha jest wartością średnią.

Jak widać ilość terenu, jaki musiałby zostać przeznaczony pod zasiew do celów prowadzenia procesu współspalania w ilości energii wprowadzonej w paliwie wynoszącej 20% w 1 średniej wielkości kotle jest ogromny. Zebranie obecnie takiej ilości jednorodnej biomasy w Polsce np. Miscanthusa jest wręcz niemożliwe.

Ten problem próbuje się obecnie rozwiązać poprzez podpisywanie umów z rolnikami na dostawy uprawianych przez nich roślin energetycznych. I tutaj jednak pojawia się dodatkowy problem, a mianowicie w Polsce wielkość gospodarstw rolnych jest mała, co bezpośrednio wiąże się ze wzrostem kosztów uprawy oraz odległością, z jakiej byłyby przywożone zbiory. Wymienione dwa czynniki powodują wysokie ceny za tonę biomasy.

Na zakończenie tego wątku należy stwierdzić, że planacje roślin energetycznych podobnie jak i wytwarzanie energii z biomasy na dużą skalę dopiero w Polsce rąkują. W naszym kraju istnieje już wiele plantacji wierzby wiciowej, ale są to wszystko bardzo małe plantacje, np.: w okolicach Jeleniej Góry (25 ha – jedna z większych w Polsce), w okolicach Elbląga (2 ha), w Nowej Dębce (w 2002 – było 23 ha, docelowo planuje się powiększyć do 600 ha), w gmina Sułów na Lubelszczyźnie (w 2002 – 8 ha – docelowo planuje się 450 ha) [3]. Nawet patrząc na docelowe wielkości, to ciągle za mało, by można było przyrównać polską energię z biomasy do niemieckiej energii z wiatru.

Podsumowując, wypełnienie 7,5% całkowitej ilości wytwarzanej energii z OZE będzie możliwe jedynie wtedy, gdy energię tę zaczną wytwarzać kotły energetyczne. Jednak nie będzie to możliwe przy wykorzystaniu niejednorodnej biomasy pochodzącej z obszaru o średnicy 30, a nawet 50 km, przede wszystkim ze względu na brak tak dużej ilości biomasy oraz ze względu na dużą niejednorodność pozyskiwanej w ten sposób biomasy.

Tak więc wykorzystanie biomasy w kotłach pyłowych będzie uzależnione w przyszłości od tego czy w kraju powstaną duże plantacje roślin energetycznych, które w sposób profesjonalny zajmą się uprawą, a może nawet i przetwarzaniem biomasy do postaci nadającej się do bezpośredniego spalania, zapewniając w ten sposób paliwo o stałych parametrach, na co szczególnie wrażliwe są kotły pyłowe. Tylko w takim przypadku energia z biomasy będzie tania i możliwa do pozyskania z dużych jednostek energetycznych. W chwili obecnej, niestety, takich plantacji nie ma, a spalana biomasa pochodzi z różnych źródeł, co powoduje duże problemy z eksploatacją kotła. To, co się mówi obecnie w wielu artykułach i książkach o ilościach marnującej się biomasy na polach i lasach jest niewątpliwie prawdą, ale biomasa ta nadaje się jedynie do spalania w bardzo małych lokalnych jednostkach. Jest to wynikiem tego, że owa marnująca się biomasa zalega na obszarze całej Polski, ale w niedużych ilościach, a trzeba pamiętać,

że teoretycznie oplaca się zwozić biomasę maksymalnie z obszaru o promieniu 30 km, co z pewnością nie wystarczy na wypełnienie zapotrzebowania nawet w 10% strumienia paliwa kotła WP-70 w przypadku pracy kotła w podstawie.

Na zakończenie można zwrócić uwagę również na kwestię norm dotyczących emisji zanieczyszczeń w spaliniach.

Normy dopuszczalnych ilości emisji (szczególnie SO_2) dla energetyki z ustawy na ustawę są coraz ostrzejsze. Biomasa w porównaniu z węglem powoduje znacznie mniejsze emisje do środowiska. W przypadku zrębków wartość części niepalnych wynosi około 0,5–3% (węgiel około 12%) [4]. Tak niska zawartość części niepalnych powoduje mniejszą ilość pyłów oraz popiołu. Natomiast przeciętna zawartość azotu w drewnie wynosi około 0,3% i jest około dwukrotnie niższa niż w węglu. Niestety ilość powstających tlenków azotu zależy głównie od sposobu prowadzenia procesu spalania.

Zawartość siarki zazwyczaj nie przekracza 0,05% (węgiel – 0,8%). Tak niska zawartość siarki w zrębkach powoduje kilkakrotnie niższą emisję SO_2 w porównaniu ze spalaniem węgla [3].

Biorąc nawet pod uwagę fakt konieczności spalania około 1,5 razy większej ilości zrębków w porównaniu z ilością spalonego węgla, emisja SO_2 będzie i tak o wiele niższa niż w przypadku spalania samego węgla. Fakt niższej emisji SO_2 ze spalania zrębków może okazać się zbawienny dla niektórych starszych jednostek energetycznych, bo od 2006 r. zaczną nas obowiązywać nowe normy odnośnie do ilości dwutlenków siarki wprowadzanych do powietrza ze spalania węgla kamiennego, np. w źródłach (zwanymi „źródłami istniejącymi”), do użytkowania których przystąpiono przed dniem 29 marca 1990 roku (tab. 5) [4]:

Elektrownia posiadająca takie kotły stanie przed wyborem budowy instalacji odsiarczania albo wdrożenia współspalania biomasy w takich ilościach, by nie przekroczyć nowych ostrzejszych norm emisji SO_2 i NO_x .

Tabela 5

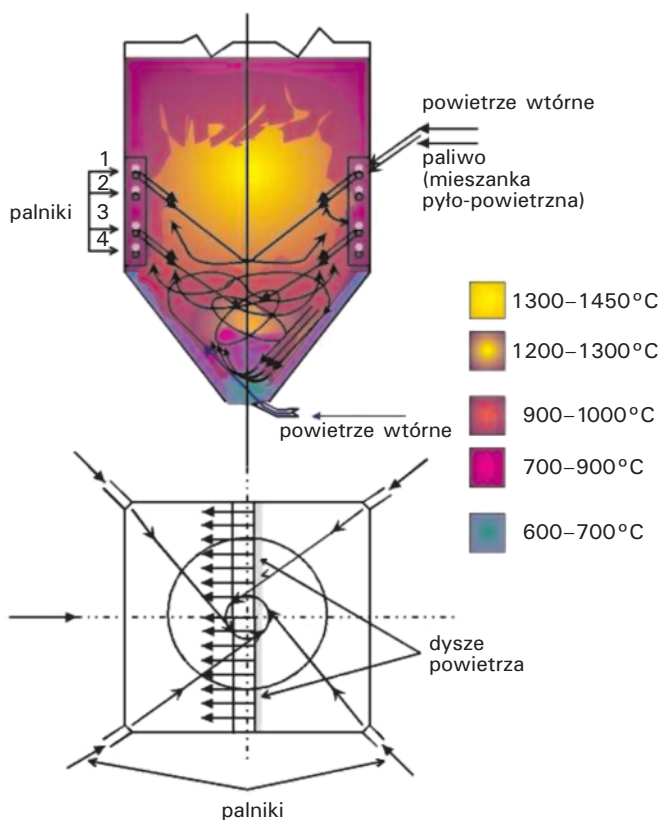
Dopuszczalna ilość SO_2 [mg/m^3] suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych, przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych

Moc cieplna źródła, MW	do 31.12.2005 r.	od 1.01.2006 r. do 31.12.2010 r.
< 5	2000	1500
≥ 5 i < 10	2000	1500
≥ 10 i < 50	2000	1500
≥ 50 i < 100	2000	1500
≥ 100 i < 150	2350	1500
≥ 150 i < 300	2350	1500
≥ 300 i < 500	2350 ^{*)}	1200
≥ 500	2350	1200

^{*)} Dla źródeł przeznaczonych do likwidacji przed końcem 2005 roku dopuszczalna ilość dwutlenku siarki wynosi 3000 mg/m^3 suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych, przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych.

Niestety współspalanie biomasy w kotłach pyłowych jest – jak już to opisano – sprawą dość kłopotliwą i jak do tej pory w Polsce praktycznie niestosowaną. Kłopoty wynikają głównie z faktu konieczności otrzymywania jednorodnej biomasy oraz dokładnego jej rozdrobnienia i wysuszenia ze względu na krótki czas przebywania w obszarze spalania w kotle pyłowym.

Ciekawym rozwiązaniem problemu zbyt krótkiego czasu przebywania cząstek w strefie spalania jest proponowana przez firmę *Energowir* technologia „wiru niskotemperaturowego” (rys. 2). Technologia ta w sposób prosty wydłuża czas przebywania cząstek w strefie wysokich temperatur i jest już zastosowana na 28 kotłach pyłowych w Polsce. Jest to rozwiązanie pośrednie pomiędzy szybkim spalaniem w wysokich temperaturach w zwykłym kotle pyłowym a wolnym spalaniem w niskich temperaturach w złożu fluidalnym.



Rys. 2. Rozkład temperatur w komorze spalania w układzie tangencjalnym z wiru niskotemperaturowym

W technologii „wiru niskotemperaturowego” poprzez wytworzenie w dolnej strefie spalania cyrkulującego wiru (rys. 2) następuje znaczne wydłużenie czasu przebywania cząstek w obszarze wysokich temperatur, co powoduje skuteczniejsze wypalenie paliwa, poza tym zapewnia:

- ♦ obniżenie emisji tlenków azotu poniżej 460 mg/m^3 dla całego zakresu obciążeń eksploatacyjnych kotła (60–100%) przy emisji CO na poziomie max. 70 mg/m^3 :

- paliwowych poprzez utrzymanie współczynnika nadmiaru powietrza w strefie wirowej w granicach od $\lambda=0,6$ do $0,7$ i wydłużeniu czasu przebywania cząstki paliwa w tej strefie,
- termicznych poprzez obniżenie temperatury w komorze spalania,
- ♦ **wzrost sprawności brutto kotła od 1,5 do 4,0%** dzięki:
 - obniżeniu straty wylotowej poprzez ograniczenie temperatury wylotowej spalin (obniżenie temperatury w komorze paleniskowej),
 - obniżeniu współczynnika nadmiaru powietrza,
- ♦ **poprawę parametrów eksploatacyjnych kotła**, takich jak:
 - eliminacja szlakowania kotła — obniżona temperatura w komorze paleniskowej i części konwekcyjnej kotła,
 - możliwość rozszerzenia zakresu obciążeń kotła (obniżenie min. technicznego kotła o ok. 15%, podwyższenie max. technicznego kotła o ok. 10%),
 - poprawa warunków pracy elektrofiltru na skutek obniżenia temperatury spalin i ilości spalin,
 - stabilna praca kotła przy minimalnych obciążeniach,
- ♦ **wydłużony okres eksploatacji kotła** z uwagi na mniejsze obciążenia cieplne ekranów kotła; zmniejszenie tych obciążeń jest wynikiem:
 - wydłużenia strefy spalania,
 - wprowadzenia wirowego ruchu wyrównującego rozkład temperatur w całej komorze spalania,
- ♦ **możliwość stosowania węgla gorszych gatunków;**
- ♦ **możliwość zastosowania technologii „wiru niskotemperaturowego” bez konieczności stosowania skomplikowanych układów regulacji;**
- ♦ **technologia jest prosta w obsłudze i nie wymaga specjalistycznych szkoleń personelu obsługującego kocioł;**

- ♦ **niski koszt modernizacji i szybki zwrot poniesionych nakładów na modernizację** (przeciętnie od 2,5 do 3 lat), dzięki:
 - możliwości pozostawienia istniejących urządzeń młynowo-paleniskowych i wentylatorów,
 - niewielkim zmianom w konstrukcji dolnej części paleniska, palników i niektórych elementów urządzeń pomocniczych,
 - braku skomplikowanych układów automatycznej regulacji, które często prowadzą do obniżenia sprawności kotła,
 - mniejszemu zużyciu węgla na skutek podwyższenia sprawności kotła,
 - zmniejszeniu awaryjności części ciśnieniowej kotła,
 - obniżeniu kosztów związanych z opłatami za emisję NO_x .

LITERATURA

- [1] *Biuletyn URE 5/2001*: Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach zakładów energetycznych
- [2] Rubinowicz A.: Choć cała niemiecka gospodarka tkwi w recesji, to energetyka wiatrowa kwitnie. Jednak nad branżą zbierają się już pierwsze chmury. *Gazeta Wyborcza*
- [3] Grodziuk P., Grzybek A., Kowalczyk K., Kościak B.: Biopaliwa. Warszawa 2003
- [4] Energia ciepła ze spalania zrębków to nie słomiany ogień. *Świat Energii* 2003, nr 7/8
- [5] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie wprowadzenia do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych (Dz. U. 2001.87.957 z dnia 24 sierpnia 2001 r.)



Komitet Gospodarki Surowcami Mineralnymi
oraz
Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

organizują
XVIII KONFERENCJĘ

z cyklu
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej

pod tytułem
Racjonalne użytkowanie paliw i energii

która odbędzie się w dniach **10 – 13 października 2004 r.** w Zakopanem
w *Wojskowym Domu Wypoczynkowym „Kościelisko”*

Tematyka Konferencji

Problemy racjonalnego wykorzystania paliw i energii

- ❖ racjonalne wykorzystanie paliw pierwotnych w procesach ich pozyskania, przeróbki i przetwórstwa,
- ❖ czyste technologie węglowe,
- ❖ wykorzystanie odnawialnych źródeł energii,
- ❖ energetyka rozproszona,
- ❖ efektywność ekonomiczna procesów cieplnych,
- ❖ skojarzona gospodarka ciepłno-elektryczna.

Informacje dotyczące XVIII Konferencji znajdują się na stronach internetowych pod adresem:
<http://www.min-pan.krakow.pl/se/>

Dodatkowych informacji udzielają:

dr inż. Urszula OZGA-BLASCHKE (sekretarz konferencji)
e-mail: ulobla@min-pan.krakow.pl
dr inż. Zbigniew GRUDZIŃSKI — **e-mail: zg@min-pan.krakow.pl**
tel. (0-12) 632 27 48, 632 33 00 w. 122,
fax (0-12) 633 50 47, 632 35 24