

# Rozwój palenisk fluidalnych w energetyce

## Development of fluidised bed furnaces in the power industry

Jacek NIESLER



### W KILKU SŁOWACH

W minionym dwudziestopięcioleciu nastąpił gwałtowny wzrost zainteresowania techniką fluidalnego spalania dla potrzeb energetyki zawodowej. Pierwszy na świecie kocioł fluidalny o parametrach nadkrytycznych pracuje w Elektrowni Łagisza, a w najbliższym czasie zostanie oddany do eksploatacji w Elektrowni Szczecin, największy w Polsce i jeden z największych w Europie, kocioł fluidalny opalany biomasą.



### SUMMARY

In the past twenty-five years there has been a sharp rise of interest in the fluidised bed combustion technology for the application in the power industry. The world's first fluidised bed boiler with supercritical parameters has been operating at the Łagisza power plant, while another, at one of the Szczecin power plants, will shortly be ready for use. The latter stands for the biggest biomass-fired fluidised bed boiler in Poland, and one of the largest of its kind in Europe.

**W**śród metod produkcji energii cieplnej i elektrycznej na specjalną uwagę zasługuje technika fluidalnego spalania i zgazowania paliw, gdyż umożliwia ona:

- spalanie nie tylko tradycyjnych paliw, ale także wszelkiego rodzaju odpadów energośnych,
- odsiarczanie spalin, równoczesne ze spalaniem paliw,
- produkcję pary wodnej nie tylko o parametrach podkrytycznych ale również o parametrach nadkrytycznych,
- zwiększanie efektywności procesów spalania paliw poprzez stosowanie cyrkulacyjnych i ciśnieniowych złożów fluidalnych

Kotły z paleniskami fluidalnymi zaczęto wdrażać na skalę przemysłową w latach 60.XX w. Za ich rozwojem przemawia możliwość obniżenia emisji  $\text{SO}_2$  i  $\text{NO}_x$  do atmosfery oraz sposobność wykorzystania niskojakościowych paliw stałych

i płynnych. Paleniska fluidalne stanowią też perspektywiczny kierunek ekologicznego i ekonomicznego spalania węgla i biomasy również na potrzeby produkcji energii elektrycznej.

Elektrownia Szczecin w najbliższym czasie odda do eksploatacji największy w Polsce i jeden z największych w Europie kocioł fluidalny opalany biomasą, o parametrach technologicznych: 230 t/h, 535 °C, 70 bar. Produkcja „zielonej” energii elektrycznej wynosić będzie 440 tys. MWh/rok, a produkcja ciepła 1 900 tys. GJ/rok. Zużycie biomasy wyniesie 550 tys. ton/rok. Będzie można z niego uzyskać w ciągu roku 440 tys. MWh energii elektrycznej i 1 900 tys. GJ ciepła. Spodziewane efekty ekologiczne to: brak opłaty za emisję  $\text{CO}_2$  - w skutek zastąpienia węgla biomasą (bilans  $\text{CO}_2 = 0$ ), zmniejszenie emisji  $\text{SO}_2$  o 69%, zmniejszenie emisji pyłów o 63% oraz zmniejszenie ilości odpadów o 80%, w stosunku do stanu obecnego.

Na świecie znacznie więcej w eksploatacji znajduje się kotłów z paleniskami fluidalnymi ze złożem cyrkulacyjnym niż ze złożem stacjonarnym. Są to głównie kotły średniej i małej mocy, a obecne tendencje wskazują na szybkie upowszechnienie się również kotłów z paleniskiem fluidalnym o dużych mocach (elektrownia Łagisza, Turów). W ostatnim dwudziestopięcioleciu nastąpiło bardzo intensywne wdrażanie palenisk fluidalnego spalania. Oprócz doskonalenia atmosferycznych palenisk ze stacjonarną warstwą (FBC) wprowadzono do eksploatacji kotły bardziej wydajne z paleniskami atmosferycznymi z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CFB, ACFBC, OTSC, CFB). Natomiast w latach 90. XX w nastąpił dalszy rozwój techniki fluidalnej, między innymi przez wdrożenie ciśnieniowych palenisk i generatorów gazów ze stacjonarnym złożem (PFBC, PCFB).

Technika ciśnieniowego fluidalnego spalania paliw pozwala na większą koncentrację mocy i wydajności kotłów między innymi poprzez



Kocioł fluidalny Foster Wheeler  
Elektrownia Łagisza





wzrost obciążenia jednostkowego komory spalania (około 15 MW/m<sup>2</sup>) i zwiększenie gęstości spalin.

Uzasadnieniem dalszego rozwoju i upowszechniania palenisk fluidalnych są między innymi analizy Unii Europejskiej w zakresie kosztów i efektywności wytworzenia energii elektrycznej różnymi technologiami. (tab.1)

lp	Bloki energetyczne	Nakłady inwestycyjne EUR90/MW			Sprawność termiczna %		
		1995 r	2010 r	2020 r	1995 r	2010 r	2020 r
1	Układ kombinowany z turbiną gazową (GTCC)	559	550	528	55	60	62
2	Układ parowo-gazowy zintegrowany ze zgazowaniem (IGCC)	1661	1552	1333	46	49	50
3	Paleniska fluidalne	1249	1179	1040	44	45	47
4	Nadkrytyczne	1336	1262	1114	44	48	51
5	Ogniwa paliwowe	1828	1128	820	61	66	71

Obecnie spośród technologii opartych na spalaniu węgla, bloki z paleniskami fluidalnymi wymagają najniższych nakładów inwestycyjnych, a ich sprawność porównywalna jest z osiąganymi na blokach o podobnych mocach kotłami pyłowymi i kształtuje się w omawianym zakresie od 44 do 47%. Zasto-

sowanie parametrów nadkrytycznych, w palenisku fluidalnym umożliwia dalsze zwiększanie sprawności tych bloków. Dalszego wzrostu sprawności procesu spalania i zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery można się spodziewać przez spalanie paliw w atmosferze wzbogaczonej w tlen. Wraz z upowszechnieniem palenisk fluidalnych rośnie ich moc jednostkowa, która w ostatnich latach osiągnęła 460 -550 MWe i już rozważane są propozycje budowy bloków o mocy jednostkowej 600-800 MWe. Największy udział w rozwoju technologii i budowy kotłów z paleniskami fluidalnymi ma firma Foster Wheeler. Znaczący udział w rynku mają też firmy: ABB, GEC/Alstom-Stein, Kvaerner, Lurgi Lentjes, Deutsche Babcock.

Pierwszy na świecie kocioł fluidalny o parametrach nadkrytycznych został wybudowany w Polsce dla elektrowni Łagisza, a kolejne są w trakcie realizacji tab.2

Parametry nadkrytyczne oznaczają, że występuje tak duże ciśnienie, że zanika różnica gęstości między parą a wodą. Kiedy spojrzysz na wykresy termodynamiczne, to ponad punktem krytycznym jest faza, która nie określa czy to jest para czy to jest woda – przy temperaturze 560 °C i ciśnieniu 275 bar.

Kotły fluidalne są lepszym rozwiązaniem dla parametrów nadkrytycznych, ponieważ obciążenia cieplne w komorze paleniskowej po stronie paliwa są w nich mniejsze niż w kotłach pyłowych, korzystniejsze są też warunki pracy i ryzyko naprężeniowe.

Rok zamówienia	Rok uruchomienia	Klient	Zakład	Miasto	Kraj	Typ kotła	Moc MWe	Przebieg pary kg/s	Ciśnienie pary bar(g)	Temperatura pary °C	Podstawowe paliwo	Wtórne paliwo
2011	2015	Korea Southern Power Co.	Samcheok Green Power		Korea Płd.	CFB-OTU	550	437	257	603	węgiel	Biomasa
2011	2015	Korea Southern Power Co.	Samcheok Green Power		Korea Płd.	CFB-OTU	550	437	257	603	węgiel	Biomasa
2011	2015	Korea Southern Power Co.	Samcheok Green Power		Korea Płd.	CFB-OTU	550	437	257	603	węgiel	Biomasa
2011	2015	Korea Southern Power Co.	Samcheok Green Power		Korea Płd.	CFB-OTU	550	437	257	603	węgiel	Biomasa
2008	2012	PJSC EM Alliance	Novochoerka-skaya GRES	Novochoer-kassk	Rosja	CFB-OTU	330	278	247	565	węgiel Antracyt	węgiel kam., węgiel Antracyt
2005	2008	PKE – Elektrownia Łagisza	Łagisza	Będzin	Polska	CFB-OTU	460	361	282	563	węgiel kam.	muł

Kocioł dla elektrowni Łagisza wykonano w sprawdzonej technologii FW CFB, popartej doświadczeniem zdobytym podczas realizacji ponad 350 jednostek tego typu. W kotle zastosowano pionowe orurowanie BENSON, nadkrytyczną przepływową technologię parową dla układu parownika na licencji SIEMENS AG, Niemcy

Technologia CFB dzięki niskiemu i jednolitemu przepływowi ciepła w palenisku doskonale współgra z technologią BENSON, zapewniając stabilną pracę kotła również podczas zmiennych warunków pracy i obciążeń.

Sprawność netto bloku jest wynikiem zależną od parametrów pary, konfiguracji jej obiegu, warunków w chłodniach kominowych oraz sprawności samego kotła. W Łagiszy sprawność kotła dodatkowo jest podwyższona poprzez zastosowanie systemu odzyskiwania ciepła ze spalin, który chłodzi spalinę do temperatury 85°C tym samym zwiększa sprawność netto bloku. Obliczona sprawność netto Łagiszy (w oparciu o wartość opałową paliwa) to 43,3%, natomiast moc wyjściowa jest rzędu 439 MWe.

Głównym paliwem nowego bloku jest węgiel kamienny. Projektowane ciśnienie i temperatura pary zostały zweryfikowane na innych jednostkach nadkrytycznych, pozwalając na wykorzystanie standardowych i sprawdzonych materiałów konstrukcyjnych.

Wymogi emisyjne dla Łagiszy zgodne są z dyrektywą Unii Europejskiej dla Dużych Instalacji Spalania (Large Combustion Plants). Emisja dwutlenku siarki kontrolowana jest poprzez dodawanie kamienia wapiennego do paleniska. Emisja tlenu azotu sterowana jest procesem stopniowego spalania oraz jego stosunkowo niską temperaturą, natomiast emisja pyłu kontrolowana jest poprzez elektrofiltr. Kocioł wyposażony jest również w instalacje wspomagające jak np. system wtrysku wody amoniakalnej (SNCR).

Woda zasilająca o temperaturze 290°C wpływa do kotła w celu podgrzania jej w podgrzewaczu wody. Następnie jest rozdzielana pomiędzy ściany zewnętrzne skrzyń INTREX™ - zintegrowanych wymienników ciepła zanurzonych w złożu fluidalnym i dalej do układów dystrybucyjnych ścian parownika (paleniska). Woda jest podgrzewana w ścianach komory paleniskowej i przechodzi w parę przed wylotem parownika.

Para z separatorów prowadzona jest ku sklepieniu paleniska gdzie znajduje się pierwsza część systemu przegrzewaczy. Za stropem paleniska para jest prowadzona do rur wieszakowych przegrzewacza, ścian kanału konwekcyjnego i węzownic przegrzewacza konwekcyjnego nr I. Przegrzewacz nr II zlokalizowany jest w górnej części paleniska, w rejonach gdzie gęstość złoża jest niska. Dodatkowo wymurówka ochrania najbardziej narażone na erozję części wymiennika.

Za przegrzewaczem nr II para dzielona jest do ścian ośmiu separatorów cząstek stałych tworzących przegrzewacz nr III. Ściany separatorów tworzą szczelne ściany membranowe pokryte wykładziną ogniotrwałą o dużej przewodności cieplnej. Końcowy stopień przegrzewu ma miejsce w przegrzewaczu nr IV zlokalizowanym w czterech wymiennikach INTREX™ po jednej stronie paleniska. Temperatura pary głównej kontrolowana jest dwustopniowym wtryskiem wody jak również przez regulację układu podawania paliwa. Para za turbiną wysokoprężną jest zawracana ponownie do kotła w celu wtórnego przegrzania. Pierwszy etap odbywa się w ciągu konwekcyjnym. Przegrzewacz wtórny nr I (RH I) wyposażony jest w boczne obejście pary, stosowane do kontroli temperatury pary wtórnie przegrzanej.

Ostateczny etap przegrzewu wtórnego odbywa się w wymiennikach ciepła INTREX™ podobnie jak ma to miejsce w przypadku ostatnich stopni przegrzewaczy. Blok pracuje z poślizgowym ciśnieniem pary, więc ciśnienie kotła zmienia się wraz z obciążeniem turbiny. Ośmiu separatorów ustawionych jest równolegle, po cztery na dwóch przeciwległych ścianach kotła. Wlot separatora dzięki swojemu wysokiemu i wąskiemu profilowi zapewnia jednolity przepływ spalin i części stałych nie osiągając zbyt wysokich prędkości miejscowych. Dzięki temu skuteczność separacji separatorów kompaktowych nie odbiega od wysokiej sprawności separatorów klasycznych (cyklonów) przy znacznie mniejszych stratach ciśnienia.

Część projektu paleniska dla kotła CFB Łagisza oparta jest na rozległej analizie stosowanych paliw i kamienia wapiennego. Dały one dane potrzebne do modelowania złożów projektowych jak np. prognozy uziarnienia i rozdziału cyрку-

#### Literatura:

1. Jan J. Hycnar 2006 Czynniki wpływające na właściwości fizykochemiczne i użytkowe stałych produktów spalania paliw w paleniskach fluidalnych, Wydawnictwo Górnicze,
2. F-W Kotły z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym na parametry nadkrytyczne lista referencyjna 12.2011 Foster Wheeler
3. F-W Kotły z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym lista referencyjna 12.2011 Foster Wheeler
4. F-W Opis projektu Kotła fluidalnego na parametry nadkrytyczne dla Elektrowni Łagisza 12.2011 Foster Wheeler
5. Tomasz Cukiernik 2011 Parametry nadkrytyczne w technologii fluidalnej, Wydawnictwo Pracodawca
6. Materiały PGE GiEK S.A.



## Białoruś. Poszukiwania inwestorów dla elektrowni węglowej

*Białoruś ogłosiła międzynarodowy konkurs na wybór inwestora, który wybuduje nową elektrownię węglową - poinformował wiceminister energetyki w rządzie białoruskim Jury Rymaszeuski. Wcześniej budowę elektrowni węglowej w Zelwie planował sfinansować polski Kulczyk Holding.*

Jak podaje niezależna gazeta "Bieloruskije Nowosti", wiceminister wskazał dwie możliwości budowy bloków węglowych o mocy 600 MW: albo w Zelwie w obwodzie grodzieńskim albo w Berezynie w obwodzie mińskim.

W sierpniu zeszłego roku Kulczyk Holding oraz białoruskie przedsiębiorstwo Grodnoenergo podpisały porozumienie o współpracy inwestycyjnej przy budowie elektrowni węglowej o mocy 920 MW w Zelwie. W maju Jan Kulczyk oświadczył, że w obecnym klimacie gospodarczo-politycznym trudno byłoby pozyskać finansowanie na budowę elektrowni na Białorusi. I wycofał się z planów.

Zródło: www.CIRE.PL, PAP

## Ponad 500 mln zł od EBI dla Taurona

*Tauron Polska Energia pozyskała w Europejskim Banku Inwestycyjnym (EBI) dwie preferencyjne pożyczki o łącznej wartości 510 mln zł. Pozyskane środki posłużą do realizacji dwóch projektów inwestycyjnych.*

Tauron uzyskała dwie pożyczki, jedną w wysokości 300 mln zł (ok. 76 mln euro), a drugą 210 mln zł (ok. 53 mln euro). Pierwsza z nich zostanie przeznaczona na sfinansowanie przebudowy i oddanie do użytku wysokowydajnego bloku węglowego w kogeneracji z towarzyszącą infrastrukturą w ZEC w Bielsku-Białej. Dzięki pozyskanym środkom Tauron wymieni obecną jednostkę na blok o wyższej wydajności wynoszącej 50 MWe i 182 MWt. Nowy blok będzie charakteryzował się sprawnością na poziomie ok. 90 proc. w porównaniu do 60 proc. istniejącej jednostki. Oszczędność paliwa nowej jednostki oszacowano na ponad 25 proc. Budowa bloku rozpoczęła się w sierpniu 2010 r. i jest realizowana przez Polimex-Mostostal.

Realizacja projektu potrwa do połowy 2013 roku. Druga pożyczka w wysokości 210 mln zł będzie wykorzystana na dofinansowanie budowy i uruchomienie nowego opalanego biomasą kotła 50 MWe i 45 MWt w Elektrowni Jaworzno III oraz remont turbiny parowej. Budowa kotła realizowana jest przez konsorcjum Rafako i Omis. Jego oddanie do użytku zaplanowano na rok 2012.

- Preferencyjny kredyt na projekty, których głównym celem jest poprawa efektywności i ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, przyniesie nam wymierne korzyści po stronie kosztowej. Zamierzamy w przyszłości nadal ubiegać się o podobne instrumenty finansowania - mówi Krzysztof Zawadzki, wiceprezes zarządu ds. ekonomiczno-finansowych.

Zródło: www.CIRE.PL

lującego materiału złoża, paliwa oraz wymiany ciepła na przekroju komory paleniskowej. Paliwo podawane jest na przednią i tylną ścianę komory paleniskowej. Powietrze wtórne doprowadzane jest na trzech poziomach, aby zapewnić parametry spalania minimalizujące emisje NOx.

INTREX™ jest wymiennikiem ciepła zanurzonym w złożu fluidalnym uzyskującym ciepło z gorącego cyrkulującego materiału złoża oddzielanego w separatorach. Dodatkowy materiał złoża zabierany jest do komór INTREX™ bezpośrednio z dolnej części komory paleniskowej. Zapewnia to wystarczającą ilość materiału złoża w szerokim zakresie obciążeń kotła. Unikalną cechą przegrzewacza INTREX™ jest możliwość kontrolowania wymiany ciepła poprzez zmianę prędkości fluidyzacji. Zdolność ta wykorzystywana jest na przykład przy zmianach obciążeń do doregulowywania temperatur pary i kontroli temperatury pary przegrzanej. Także w przypadku paliw mających wysoką zawartość chloru, przegrzewacz INTREX™ zapewnia lepszą ochronę przed korozją wysokotemperaturową.

Kocioł Łagisza zawiera razem osiem przegrzewaczy INTREX™, po jednym dla każdego z separatorów. Chłodzona wodą obudowa powierzchni INTREX™ pozwala na zintegrowanie skrzyń INTREX™ z paleniskiem eliminując w ten sposób złącza kompensacyjne. Regulacja przepływu gorących części stałych odbywa się jedynie poprzez fluidyzację, dlatego też zawory lub inne urządzenia mechaniczne nie są tu wymagane.

System Odzyskiwania Ciepła ze Spalin (HRS) zwiększa sprawność kotła i całego bloku poprzez obniżanie temperatury spalin do 85°C. HRS pracuje na odpylonych spalinach za elektrofiltrem i wentylatorem spalin. Chłodzenie spalin ma miejsce w wymienniku ciepła wykonanym z plastikowych przewodów rurowych, dla uniknięcia problemu korozji. Z HRS spaliny prowadzone są do chłodni kominowej kanałem z włókna szklanego. Pierwotny obieg wody przenosi ciepło odzyskane w wymienniku do powietrza pierwotnego i wtórnego podawanego do kotła. Ponieważ temperatura powietrza przed obrotowym podgrzewaczem wzrasta przepływający strumień powietrza nie jest w stanie odebrać całej ilości ciepła ze spalin. Dlatego część spalin jest kierowana by-passem do niskociśnieniowego ekonomizera gdzie ciepło jest przekazywane do kondensatu.