

dr hab. inż. Zbigniew Kasztelewicz, prof. AGH, mgr inż. Maciej Zajączkowski,
Wydział Górnictwa i Geoinżynierii Akademii Górniczo-Hutniczej

Branża węgla brunatnego w Polsce – część V

Branża węgla brunatnego w Polsce to nie tylko kopalnie węgla brunatnego, ale także bezpośrednio z nimi współpracujące elektrownie opalane tym paliwem. W artykule przedstawiono aktualną sytuację w polskiej energetyce opartej na węglu brunatnym. Opisano kalendarium powstania, dotychczasowe dokonania modernizacyjne w zakresie poprawy sprawności technicznej oraz ochrony środowiska w elektrowniach opalanych tym surowcem. Omówiono także zamierzenia inwestycyjne w poszczególnych elektrowniach w celu spełnienia unijnych wymogów dotyczących emisji szkodliwych substancji do środowiska oraz dokonano przeglądu technologii umożliwiających zwiększenie produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w przyszłości.



Problem emisji CO₂ stał się obecnie głównym problemem energetyki węglowej w Europie. To właśnie przy spalaniu paliw kopalnych powstają największe ilości CO₂. W tabeli 1 przedstawiono jednostkową emisję dwutlenku węgla przy spalaniu paliw kopalnych. Wynika z niej, że krajowe paliwa, które stanowią podstawę polskiej energetyki są nośnikami największej ilości dwutlenku węgla. Jednostkowa emisja CO₂ jest największa w przypadku spalania węgla brunatnego i wynosi 101,20 kg CO₂/GJ.

Tab. 1. Jednostkowa emisja CO₂ przy spalaniu paliw kopalnych

Paliwo	Jednostkowa emisja [kgCO ₂ /GJ]
Węgiel brunatny	101,20
Węgiel kamienny	94,60
Ropa naftowa	74,07
Benzyna	66,0
Nafta	71,50
Olej napędowy	74,07
Olej opałowy	77,37
Gaz ziemny	56,10

Z uwagi na dużą emisję CO₂ to właśnie przed energetyką opartą na węglu brunatnym stoją największe wyzwania i zarazem zagrożenia dotyczące redukcji substancji zanieczyszczających środowisko naturalne.

Polska, a w tym polska energetyka rozpoczęła pracę na różnych „płaszczyznach” nad obniżaniem emisji CO₂. Poniżej przedstawiono dotychczasowe działania energetyki opartej na węglu brunatnym w Polsce w temacie dostosowania poszczególnych siłowni do wymagań XXI wieku w zakresie poprawy parametrów technicznych i obniżania emisji zanieczyszczeń.

■ PGE Elektrownia „Bełchatów” S.A.

W 1975 r. powołana została do życia firma pod nazwą „Elektrownia Bełcha-

tów w budowie”. Z chwilą osiągnięcia pełnej projektowanej mocy zainstalowanej, wraz z przekazaniem do eksploatacji w dniu 12 października 1988 r. ostatniego bloku energetycznego, Elektrownia Bełchatów posiadała dwanaście 360 MW bloków o łącznej mocy 4 320 MW. Obecna moc elektrowni wynosi 4 440 MW.

W 2004 r. przeprowadzono w polskim sektorze elektroenergetycznym działania konsolidacyjne. Powołano spółkę BOT Górnictwo i Energetyka S.A. Następnie 9 maja 2007 r. BOT GiE S.A. stało się częścią największej grupy energetycznej w Polsce – Polskiej Grupy Energetycznej S.A.



Elektrownia „Bełchatów”

Projekt techniczny budowy elektrowni opracowywany w latach 70. nie przewidywał specjalnych technicznych rozwiązań mających na celu ograniczenie emisji różnych substancji. Wyjątkiem było posiadanie wysokosprawnych elektrofiltrów o skuteczności odpylenia około 99,6%.

W latach 1994-1996 wybudowano pierwsze cztery instalacje odsiarczania spalin (IOS) – na blokach 8, 10, 11 i 12, pracujące w technologii mokrej wapieno-gipsowej. W latach 1999-2003 zostały wybudowane następne cztery IOS (również w technologii mokrej). Z końcem 2007 r. uruchomione zostały kolejne IOS dla bloków 3 i 4. Po wykonaniu tej inwestycji 10 z 12 bloków energetycznych elektrowni jest wyposażonych w instalacje odsiarczania. Obecnie trwają prace nad opracowaniem koncepcji programowo-przestrzennej budowy absorbera dla bloków 1 i 2 wraz z układami pomocniczymi z tym

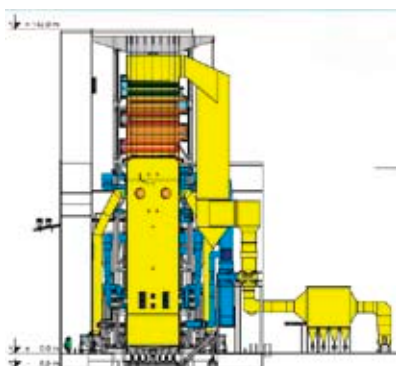
związanymi. Instalacja pracować będzie w oparciu o metodę mokrą wapienno-gipsową z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury. Produktem ubocznym funkcjonowania instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą jest gips. Od 1998 r. całość gipsu wykorzystywana jest głównie przez firmę KNAUF do produkcji płyt kartonowo-gipsowych.

W 1992 r. w celu ograniczenia emisji związków azotu wprowadzono w elektrowni metody pierwotne ograniczania emisji NO_x polegające na optymalizacji procesu spalania. Zoptymalizowano nadmiar powietrza w kotle z 4,5% do 2,8%. Zmodernizowano także układy automatycznej regulacji i elementy wykonawcze urządzeń ciągów technologicznych, odpowiedzialnych za realizację zoptymalizowanych parametrów pracy kotłów. W wyniku wspomnianych działań osiągnięto redukcję NO_x o ok. 40%.



Budowa nowego bloku 858 MW (2008 r.)

Budowa nowego bloku 858 MW (pierwotnie 833 MW), zrekomensowała ubytek mocy podczas rekonstrukcji dotychczasowych bloków. Pozwoli również na zwiększenie potencjału elektrowni w latach 2013-2015, tj. do chwili zaprzestania eksploatacji dwóch najstarszych bloków energetycznych. Charakteryzować się on będzie parametrami nadkrytycznymi pary o sprawności porównywalnej z najnowocześniejszymi tego typu elektrowniami na świecie. Wyposażony będzie w instalacje odsiarczania spalin oraz instalacje odazotowania spalin. Schemat ideowy bloku 858 MW przedstawiony został na rysunku 3, natomiast jego podstawowe parametry zestawiono w tabeli 2.



Rys. 1. Schemat ideowy bloku 858 MW [ALSTOM, 2007]

Tab. 2. Podstawowe dane techniczne bloku 858 MW

Dane techniczne	
Moc znamionowa bloku brutto	858 MW
Moc bloku netto	783 MW
Sprawność netto	41,7%
Sprawność brutto w warunkach nominalnych	44,4%
Produkcja energii elektrycznej brutto	6 247 GWh/rok
Produkcja energii elektrycznej netto	5 900 GWh/rok
Roczne zużycie węgla brunatnego	ok. 6 488 tys. Mg

Źródło: www.elbelchatow.bot.pl

W celu utrzymania wysokiej dyspozycyjności i regulacyjności istniejących bloków energetycznych, a także utrzymania optymalnego wolumenu produkcji energii, niezbędne jest przeprowadzenie rekonstrukcji urządzeń wytwórczych elektrowni, po opracowaniu przez nie ok. 160 tys. godzin (25 lat pracy). Pogłębiona modernizacja zostanie przeprowadzona odpowiednio w latach: 2009 (blok 4) i 2010 (bloki 5, 6). Natomiast w latach 2011-2013 rekonstrukcja obejmie bloki od 7 do 12 i wykonana zostanie po uruchomieniu bloku 858 MW. Rekonstrukcja techniczna turbozespołów i kotłów zwiększy niezawodność i regulacyjność pracy urządzeń energetycznych, a także zwiększy sprawność cieplną bloków o blisko 1%.

■ PGE Elektrownia „Turów” S.A.

Na początku lat 50. powstała koncepcja budowy dużej elektrowni na Dolnym Śląsku, opartej na węglu brunatnym. Zlokalizowano ją w niewielkiej odległości na północ od istniejącej już odkrywkowej kopalni węgla brunatnego we wsi Turossów, która wydobywała węgiel głównie na potrzeby pracującej tuż obok niemieckiej elektrowni „Hirschswelde”.

Ostatni, dziesiąty blok energetyczny, oddano do eksploatacji 30 grudnia 1971 r. Od tego dnia Elektrownia „Turów” dysponowała mocą zainstalowaną równą 2000 MW.

W 2004 r. Elektrownia Turów S.A. razem z Elektrownią Bełchatów S.A. stała się częścią BOT Górnictwo i Energetyka S.A., a następnie od 2007 Polskiej Grupy Energetycznej S.A.



Elektrownia „Turów”

W PGE Elektrowni Turów S.A. pracuje obecnie 6 bloków energetycznych z kotłami fluidalnymi, w których następuje odsiarczanie spalin oraz 3 starszej generacji z kotłami pyłowymi wyposażonymi dodatkowo w instalacje suchego odsiarczania spalin. Z wszystkimi kotłami współpracują wysokosprawne elektrofiltry o skuteczności odpylenia powyżej 99,8%.

W 1990 r. opracowano koncepcję rekonstrukcji elektrowni. Program zakładał modernizację elektrowni w okresie 10 lat. W tym czasie przeprowadzono gruntowny remont na blokach: 8, 9, 10 poprzez wymianę automatyki

blokowej, układów elektrycznych oraz budowę suchej instalacji odsiarczania spalin w celu umożliwienia pracy do ok. 2012 r. Na blokach: 1-6 przeprowadzono całkowitą rekonstrukcję kotłów fluidalnych o mocy 235 MW oraz na blokach 1-3 i blokach: 4-6 o mocy 260 MW.

W 2004 r. zakończono, trwającą 10 lat, gruntowną odnowę techniczno-ekologiczną elektrowni. Bloki po rekonstrukcji pracują z mocą 235 MW (bloki 1, 2, 3) i z mocą 261 MW (bloki 4, 5 i 6). 1 stycznia 2004 r. został wyłączony z eksploatacji blok 7. W czasie prowadzenia rekonstrukcji bloków w elektrowni przeprowadzono również szereg inwestycji proekologicznych, koniecznych do zrealizowania, w celu dostosowania nowej technologii do warunków lokalizacyjnych oraz dla utrzymania ciągłości ruchu elektrowni. Były to m.in.: budowa przemiałowni kamienia wapiennego, wybudowanie kolumna sześcioprzewodowego (modernizacja systemu wyprowadzania spalin), budowa systemu monitoringu emisji i imisji zanieczyszczeń, oczyszczalnia ścieków, modernizacja stacji uzdatniania wody dla celów kotłowych.

W 2006 r. zmodernizowano chłodnię kominową 1 przy współudziale środków z funduszy strukturalnych UE w ramach programu SPO WKP Działanie 2.4. Wsparcie dla przedsięwzięć w zakresie dostosowywania przedsiębiorstw do wymogów ochrony środowiska.

W aktualnie eksploatowanych kotłach fluidalnych występował nierównomierny rozkład sił naciągu zawiesi komory paleniskowej i ciągu konwekcyjnego powodujący powstanie lokalnych naprężeń i deformację komory paleniskowej. Przy współfinansowaniu Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego rozpoczęto realizację projektu dotyczącego sposobu pomiaru i regulacji sił w zawieszinach kotła w celu ustabilizowania pracy komory. Wyniki prac wdrożono na kotle bloku 2 w 2007 r., a na blokach 1 i 3 będą wdrożone w 2008 r.

Dzięki przeprowadzonej modernizacji można zakładać okres funkcjonowania elektrowni do 2040 r. PGE Elektrownia Turów S.A. jest na progu podjęcia decyzji o budowie instalacji do współspalania biomasy na blokach 5 i 6. W ramach przygotowania inwestycji zrealizowane zostały na przełomie 2006 i 2007 trzy prace rozwojowe, które obejmowały przygotowanie koncepcji instalacji współspalania biomasy, wpływu współspalania na pracę kotła oraz analizę potencjału biomasy dostępnej do energetycznego wykorzystania w elektrowni. Dotyczą one swym zakresem wszystkich typów kotłów, tj. bloki fluidalne 1-6 i pyłowe 8-10.

W przyszłości planowane jest wybudowanie kolejnego, jedenastego bloku energetycznego o mocy 500-600 MW i wyłączenie z eksploatacji starszych bloków 8, 9 i 10 (lata 2010-2012).

■ ZE PAK S.A.

Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. składa się z trzech elektrowni zlokalizowanych w rejonie Konina i Turku.

W 1958 r. energię do krajowego systemu energetycznego zaczęła wytwarzać Elektrownia „Konin”. W 1964 r. dołączyła do niej Elektrownia „Adamów”, a pięć lat później, tj. w 1969 r. osiągnięto pełną moc Elektrowni „Pątnów” i utworzono ZE PAK. W 1999 r. sprywatyzowano 38,5% akcji elektrowni, których właścicielem stał się Elektrim S.A. Obecnie firma ta posiada 45,93% akcji ZE PAK S.A.

□ Elektrownia „Adamów”

Elektrownia „Adamów” pracuje od 1964 r. Jest elektrownią zawodową kondensacyjną z blokami energetycznymi w układzie kocioł-turbina. W zamkniętym układzie pracuje 5 chłodni kominowych. Oprócz energii elektrycznej Elektrownia „Adamów” produkuje energię ciepłą dla Turku i okolic. W jej skład wchodzi 5 bloków energetycznych o mocy 120 MW każdy. Na przełomie lat 80. i 90. wykonano dwueta-

pową modernizację elektrofiltrów na 5 blokach energetycznych oraz instalację obniżającą poziom emisji dwutlenku azotu do atmosfery.



Elektrownia „Adamów”

Do największych zadań realizowanych w Elektrowni „Adamów”, mających na celu ochronę środowiska, zaliczyć można modernizację elektrofiltrów. W pierwszym etapie modernizacji elektrofiltra podwyższono konstrukcję ścian o około 3,5 m, całkowicie zmieniono wyposażenie komór (zmieniono elektrody zbiorcze i ulotowe wraz z zawieszaniami i strzepywaczami). Uzyskano sprawność odpalania w granicach 90-94%. Ze względu na zaostrożenie norm emisji pyłu, która od 1 stycznia 1998 r. wynosi 123,5 kg/h, zaistniała potrzeba rozbudowy elektrofiltra w celu osiągnięcia sprawności powyżej 99%. Dobudowana została wówczas jedna strefa na kotłach bloków 1-5 oraz zmieniono dotychczasowe wyposażenie komór na kotłach bloków 1, 2, 3 i 4. W wyniku tego osiągnięto sprawność 99,5%. Na elektrofiltryze kotła bloku 5 nie wymieniono wyposażenia komory, a sprawność wynosi 99,1-99,4%.

Od 1996 r. w Elektrowni „Adamów”, sukcesywnie na poszczególnych blokach, wdrażany był system optymalizacji spalania węgla (w cyfrowym systemie automatyki z zastosowaniem sieci neuronowej w celu ograniczenia azotu poniżej poziomu 450 mg/Nm³).

Węgiel brunatny z Kopalni Węgla Brunatnego „Adamów” jest węglem

o małej zawartości siarki. Nie przekracza ona 0,3% w związku z tym elektrownia nie posiada dodatkowych instalacji odsiarczania spalin.

□ Elektrownia „Pątnów”

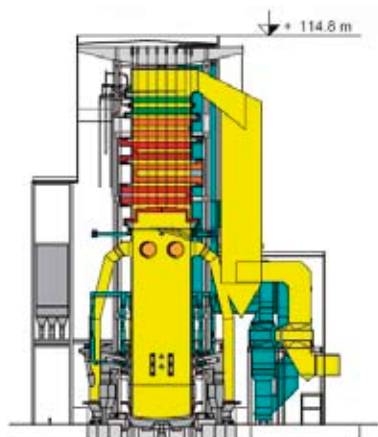
Elektrownia „Pątnów” pracuje od 1967 r. i ma moc 1200 MW. Składa się z sześciu bloków 200 MW. Jest największą elektrownią wchodząca w skład ZE PAK S.A. W przeszłości w skład elektrowni wchodziły również dwa bloki mazurowe o mocy 200 MW każdy. Bloki te zostały wyłączone z pracy. Pątnów posiada wspólny z Elektrownią „Konin” otwarty obieg chłodzenia, oparty na systemie pięciu jezior regionu konińskiego połączonych systemem kanałów.

W ramach działań modernizacyjno-inwestycyjnych przewidziano dwa etapy rekonstrukcji elektrowni. Etap pierwszy obejmował budowę nowego bloku tzw. „Pątnów II”, gdzie w miejscu nieczynnych bloków opalanych mazutem, powstał największy w kraju blok opalany węglem brunatnym o mocy 464 MW. Zrealizowano także budowę nowego układu nawęglania, powiązanego z istniejącym placem węglowym, przy wykorzystaniu istniejącego systemu transportu węgla z kopalni i rozładunku z wagonów.



Elektrownia „Pątnów”. Widok bloku „Pątnów II” z nowymi kominami IOS „Pątnów I”

Schemat ideowy bloku 464 MW przedstawiony został na rysunku 7, natomiast jego podstawowe parametry zestawiono w tabeli 3.



Rys. 2. Schemat bloku 464 MW
[ALSTOM, 2007]

Tab. 3. Podstawowe dane techniczne bloku 464 MW

Dane techniczne	
Moc znamionowa bloku brutto	464 MW
Moc bloku netto	440 MW
Sprawność netto	41,0%
Sprawność brutto w warunkach nominalnych	44,0%
Produkcja energii elektrycznej brutto	3 155 GWh/rok
Produkcja energii elektrycznej netto	2 992 GWh/rok
Roczne zużycie węgla brunatnego	ok. 3 100 tys. Mg

Źródło: www.zepak.pl

Budowę bloku 464 MW zakończono w 2007 r., a 23 listopada 2007 r. zsynchronizowany on został z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym.

W drugim etapie, po zakończeniu budowy „Pątnowa II”, planuje się poddać modernizacji cztery wysłużone bloki elektrowni „Pątnów I”, z wykorzystaniem elementów zdemontowanych turbin i generatorów z bloków 7 i 8 i dostosowaniu do obowiązujących norm ochrony środowiska. Dzięki temu zwiększy się ich sprawność, dyspozycyjność oraz zostanie zwiększona moc z 200 do 225 MW.

W celu dostosowania elektrowni „Pątnów I” do obowiązujących od

2008 r. norm ochrony środowiska, tzn. do wymagań dyrektywy 2001/80/WE zbudowano dwie IOS dla bloków nr 1-4 w elektrowni „Pątnów I”. Obie instalacje odsiarczania pracują w oparciu o metodę moką wapienno-gipsową z odprowadzeniem mokrych spalin do atmosfery oddzielnymi kominami. Produktem obu instalacji jest pulpa gipsowa o zawartości 50% wody, a podstawowym czynnikiem wiążącym tlenki siarki jest wodna zawiesina mączki kamienia-wapiennego. Pulpa gipsowa jest transportowana i odwadniana w realizowanej aktualnie Instalacji Odwadniania i Magazynowania Gipsu wraz z Oczyszczalnią Ścieków.

Przewiduje się także stopniowe zakończenie procesów technologicznych w blokach nr 5 i 6. Ukończenie całego programu rekonstrukcji technicznej w „Pątnowie I” zaplanowane zostało do końca 2011 r.

□ Elektrownia „Konin”

Elektrownia „Konin” istnieje od 1958 r., z mocą pierwotną 600 MW, pracując również na potrzeby ciepłownictwa. Jest najstarszą polską elektrownią opalaną węglem brunatnym i dostawcą energii ciepłej dla Konina. Układ cieplny elektrowni został umownie podzielony na trzy etapy. To konsekwencja kolejnego uruchamiania turbozespołów i kotłów oraz różnych, dla każdego z etapów, parametrów termodynamicznych wytwarzanej pary. W etapie I, w układzie kolektorowym, pracują cztery kotły i trzy turbiny. W II etapie – dwa kotły i dwie turbiny. Dzięki połączeniu kotłów etapu I i II stacją redukcyjno-schładzającą, istnieje możliwość „przerzucania” pary z II na I etap. Trzeci etap wyposażony jest w dwa bloki energetyczne po 120 MW. Na początku lat 90. gruntownej modernizacji poddano dwa kotły I etapu, gdzie stosuje się obecnie spalanie hybrydowo-fluidalne, połączone z suchym odsiarczaniem spalin. Dwa kotły II etapu przebudowano na nowoczesne kotły pyłowe, wyposażone w IOS metodą moką. W 2007 r. elektrownia została poddana restrukturyza-

cji technicznej. Obecna moc elektrowni wynosi tylko 193 MW.

Posiada podobnie jak Elektrownia „Pątnów” otwarty obieg chłodzenia, oparty na systemie pięciu jezior regionu konińskiego połączonych systemem kanałów.



Elektrownia „Konin”

Produktem ubocznym instalacji odsiarczania jest gips, który jest wykorzystywany przez zlokalizowaną w pobliżu elektrowni firmę GIPSITECH Sp. z o.o.

■ Technologie zwiększenia produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego

Obserwowany w ostatnich latach wzrost zainteresowania węglem jako paliwem spowodowany jest przede wszystkim rosnącymi wymaganiami ochrony środowiska. Do tego dochodzi gwałtowny wzrost cen innych nośników energii pierwotnej oraz niepewność dostaw importowanych surowców jak ropa naftowa czy gaz ziemny.

Umożliwiło to powrót do badań nad udoskonaleniem istniejących technologii wytwarzania energii z węgla oraz jego innym wykorzystaniem w przyszłości. Największy wkład nad unowocześnianiem energetyki opartej na węglu brunatnym mają koncerny niemieckie RWE Power i Vattenfall. Są one największymi producentami węgla brunatnego. Roczne wydobycie tego surowca w Niemczech w 2007 r. osiągnęło 180,4 mln Mg, co posłużyło do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach o mocy prawie 22 000 MW.

□ **Wzrost sprawności bloków energetycznych poprzez nadkrytyczne parametry pary**

Koncepcja wzrostu sprawności znajduje powszechne uznanie i akceptację, gdyż dąży do oszczędności paliwa, a jednocześnie opiera się na wykorzystaniu i doskonaleniu znanych i dojrzałych technologii energetycznych.

Na przykład obecnie sprawność wytwarzania energii elektrycznej w zależności od nośnika energii i źródła wytwarzania wynosi od 25% do 48%. Jak z tego wynika, zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o niskiej sprawności może doprowadzić do wielkich oszczędności w zużyciu paliwa, a co za tym idzie do znacznej redukcji emisji dwutlenku węgla.

Zwiększenie średniej sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej może być osiągnięte poprzez wprowadzenie do praktyki przemysłowej nowoczesnych rozwiązań takich jak:

- upowszechnienie bloków pracujących przy parametrach nadkrytycznych (27-29 MPa/570-580°C) pozwalających na uzyskanie sprawności 44-46%;
- zastosowanie bloków pracujących przy ultra-nadkrytycznych parametrach pary (35 MPa/720°C). Są to układy, nad którymi prowadzone są obecnie prace badawcze i projekty demonstracyjne, a celem tych prac jest doprowadzenie do rozwiązania, w którym energię elektryczną będzie się wytwarzało ze sprawnością osiągnącą 55%.

Jednym ze stałych trendów w konstrukcji elektrowni węglowych jest podnoszenie parametrów pary świeżej. Obecnie wszystkie nowobudowane bloki energetyczne w Polsce (Bełchatów II i Pątnów II) budowane są na ponadkrytyczne ciśnienie pary świeżej. Obserwuje się także stałe dążenie do zwiększania temperatury pary świeżej przy zastosowaniu materiałów ak-

ceptowalnych ekonomicznie. W niemieckich elektrowniach należących do RWE Power wdraża się technologię BoA 2&3. RWE przewiduje uruchomienie w 2010 r. bloku BoA o mocy 1 100 MW w Elektrowni Neurath i w następnych latach drugiego takiego bloku.

W Niemczech prowadzony jest obecnie projekt, w ramach którego testuje się obieg o temperaturze pary 700°C (w obecnie stosowanych obiegach temperatura pary jest zazwyczaj niższa niż 600°C). Powinien on osiągnąć sprawność przekraczającą 50%.



Elektrownia Lippendorf. Bloki 2 x 920 MW

□ **Wzrost sprawności bloków energetycznych poprzez suszenie węgla brunatnego**

Do ważnych udoskonaleń, które zamierza się wprowadzić w elektrowniach należy wymienić także zwiększone rozdrobnienie i suszenie węgla brunatnego. Celem, który zamierza się osiągnąć w wyniku zastosowania tego procesu, jest zwiększona sprawność netto produkcji energii elektrycznej od 4% do 6%.

Pobierany z bunkra węgiel brunatny za pomocą przenośnika jest kruszony przez dwa młyny bijakowe, gdzie po rozdrobnieniu przechodzi do komory suszenia. Odparowanie wody następuje w 110 °C pod niewielkim nadciśnieniem za pomocą zanurzonej w wirującej warstwie węgla rurowego wymiennika ciepła. Czas przebywania węgla w komorze wynosi od 60 do 90 minut. Wychozące opary porywają suszony pył węglowy, który jest zatrzymywany przez filtr. Pył ten jest podawany do kotła. Sprężarka włacza opary z powrotem do komory suszenia. Ustawione dysze

w suszarce nadają ruch wirowy suszonej warstwie węgla brunatnego

Instalacja pilotowa WTA (Wirbel-schicht Trocknung Anlage) do głębszego suszenia węgla jest sprawdzana w Elektrowni Frechen oraz o większej wydajności w Elektrowni Nideraussem (rys. 10). Dotychczas węgiel surowy jest podsuszany do 18-20% wilgotności i rozdrabniany do 0-2 mm. Udoskonalona instalacja WTA-2 pozwoli na osuszenie węgla do 8-12% w zależności od zawartości wilgoci we wprowadzanym węglu przy granulacji 0-1 mm. Zakończenie badań instalacji osuszania WTA-2 przewidziano na 2009 r.



Instalacja pilotażowej suszarni fluidalnej w elektrowni Nideraussem

□ **Wytwarzanie energii elektrycznej w technologii spalania węgla brunatnego w tlenie**

Kolejnym z ważnych kierunków rozwoju energetyki węglowej jest spalanie w czystym tlenie. W spalaniu ze spalania węgla w powietrzu azot stanowi około 80%, podczas gdy spalanie w tlenie daje spalinę złożoną niemal wyłącznie z dwutlenku węgla i pary wodnej. Taki stan rzeczy znacznie ułatwia składowanie CO₂. Niemniej jednak, spalanie w czystym tlenie jest procesem bardzo gwałtownym a dodatkowo tlen jest przyczyną szybkiej korozji wszystkich urządzeń. Z tego względu tlen, otrzymany z powietrza, miesza się ze spalinami pochodzącymi ze spalania, dzięki czemu otrzymuje się mieszaninę niezawierającą azotu, ale o stosunkowo niskiej zawartości tlenu. Umożliwia to znaczne zmniejszenie gabarytów siłowni i uniknięcie

konieczności wydzielania dwutlenku węgla ze strumienia spalin.

Vattenfall rozpoczął w 2006 r. budowę pilotowej instalacji o mocy 30 MW wytwarzającej energię elektryczną ze spalania w tlenie węgla brunatnego z wychwytywaniem CO₂ w niemieckiej Elektrowni Schwarze Pumpe. W planach tego koncernu jest budowa elektrowni przemysłowej o mocy 1 000 MW z uruchomieniem przed 2020 r. z lokowaniem CO₂ w głębokich strukturach geologicznych po ziemią.

dów, jest kwestia oczyszczania i jakości gazu produkowanego w procesie zgazowania. Niemniej jednak ocenia się, że technologia ta dojrzała do komercyjnego stosowania.

Duże doświadczenie w opracowywaniu tej technologii ma RWE Power. Sprawdziła ona tę technologię na instalacji demonstracyjnej o mocy 450 MW (turbina gazowa 290 MW i parowa 160 MW). Aktualnie opracowywany jest projekt elektrowni z technologią IGCC zasilanej węglem bru-

się, że jedynym możliwym rozwiązaniem tego problemu jest:

- modernizacja starych i budowa nowoczesnych bloków energetycznych o sprawności dużo większej od obecnych bloków (średnio 30 do 33%),
- wdrażanie w przyszłości technologii przechwytywania i sekwestracji CO₂ (CCS).

Obecnie w Europie, a głównie w Niemczech, budowane są instala-



Fot. KWB Bełchatów

□ Wytwarzanie energii elektrycznej w technologii IGCC

Bardzo obiecującą technologią jest wytwarzanie energii elektrycznej w układach gazowo-parowych, zintegrowanych ze zgazowaniem węgla (IGCC). W technologii tej węgiel poddawany jest procesowi zgazowania, a uzyskany w ten sposób gaz palny, po oczyszczeniu, spalany jest w układzie gazowo-parowym. W chwili obecnej na świecie pracuje kilka tego typu układów, pełniących rolę instalacji pilotowych. Do podstawowych zalet tej instalacji należy potencjalnie wysoka sprawność (ocenia się, że może ona osiągnąć nawet 60%) oraz możliwość poligeneracji (w tym, przede wszystkim, produkcji wodoru). Podstawowym problemem, stojącym na drodze do komercyjnej popularności takich ukła-

natnym o mocy 450 MW, w której wykorzystane zostaną doświadczenia z instalacji doświadczalnej. Zakłada się, że elektrownia bez eliminacji CO₂ osiągnie sprawność 52%, z usuwaniem CO₂ i jego składowaniem 40%. Uruchomiona ma zostać w 2014 r. Nakłady na budowę elektrowni IGCC są jednak bardzo wysokie.

■ Podsumowanie

Dotychczasowe osiągnięcia polskiej energetyki opartej na węglu brunatnym w zakresie ograniczenia emisji siarki, tlenków azotu, a także pyłów należy ocenić pozytywnie. Natomiast nie udało się zasadniczo zredukować emisji dwutlenku węgla, co w myśl polityki ekologicznej UE oraz przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym stanowi obecnie najważniejsze wyzwanie. Wydaje

się, że jedynym możliwym rozwiązaniem tego problemu jest:

- modernizacja starych i budowa nowoczesnych bloków energetycznych o sprawności dużo większej od obecnych bloków (średnio 30 do 33%),
- wdrażanie w przyszłości technologii przechwytywania i sekwestracji CO₂ (CCS).

 Obecnie w Europie, a głównie w Niemczech, budowane są instala-

cje pilotażowe niskoemisyjnych bądź bezemisyjnych elektrowni opalanych węglem brunatnym. W przyszłości wydaje się, że właśnie one zostaną zaimplementowane także i w polskich elektrowniach. Zbudowany obecnie nowy blok 464 MW w Pątnowie II i budowany blok 856 MW w Bełchatowie charakteryzują się nadkrytycznymi parametrami pary, co umożliwi osiągnięcie około 41-42% sprawności netto, przy sprawności brutto około 45%. Wydaje się, że w przyszłości, aby móc zrekompensować straty energii w procesie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, konieczne będzie budowanie w Polsce bloków o sprawności netto ok. 50%. Do tego jednak potrzebna będzie przejrzysta strategia rozwoju energetyki opartej na węglu brunatnym zawarta m. in. w Polityce Energetycznej Polski.

□