

## Pakiet klimatyczno–energetyczny a dwupaliwowe układy gazowo–parowe

### Climate and energy package vs dual fuel gas and steam systems

Polska, jako członek Unii Europejskiej, zobowiązana jest do 2020 roku do spełnienia pakietu klimatyczno-energetycznego określonego skrótowo mianem 3 × 20%.

W marcu 2007 roku przywódcy państw członkowskich Unii Europejskiej w celu przeciwdziałania zmianom klimatycznym narzeczyli program 3 razy 20 (program decyzją Parlamentu Europejskiego wszedł w życie 17 grudnia 2008 r.), który zakłada:

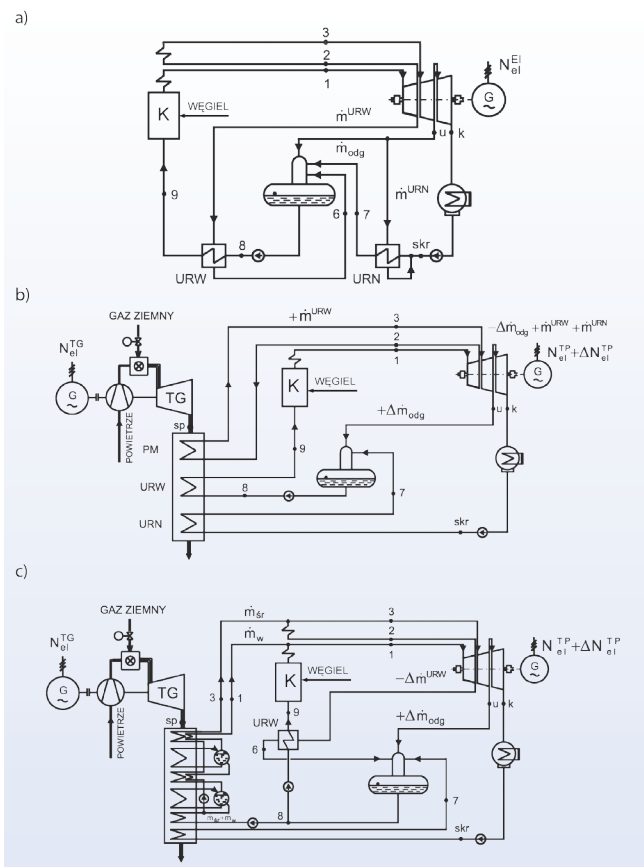
- konieczność ograniczenia emisji dwutlenku węgla CO<sub>2</sub> do 2020 roku o 20% w stosunku do emisji z 1990 r.,
- poprawę efektywności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej w tym samym okresie o 20%,
- zwiększenie udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całkowitej produkcji energii również o 20% (w Polsce udział ten powinien wynieść 15%).

Wzrost efektywności energetycznej, jak i zwiększenie udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w sumie sprowadza się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, a zatem to ono jest podstawowym celem wszystkich zapisanych w pakiecie 3 × 20% działań.

Zagadnieniom dostosowania krajowej energetyki do wymagań pakietu poświęcono wiele prac, m.in. [1, 8-22], żadna z nich jednak nie wskazuje *expressis verbis* drogi do osiągnięcia założonych w nim celów.

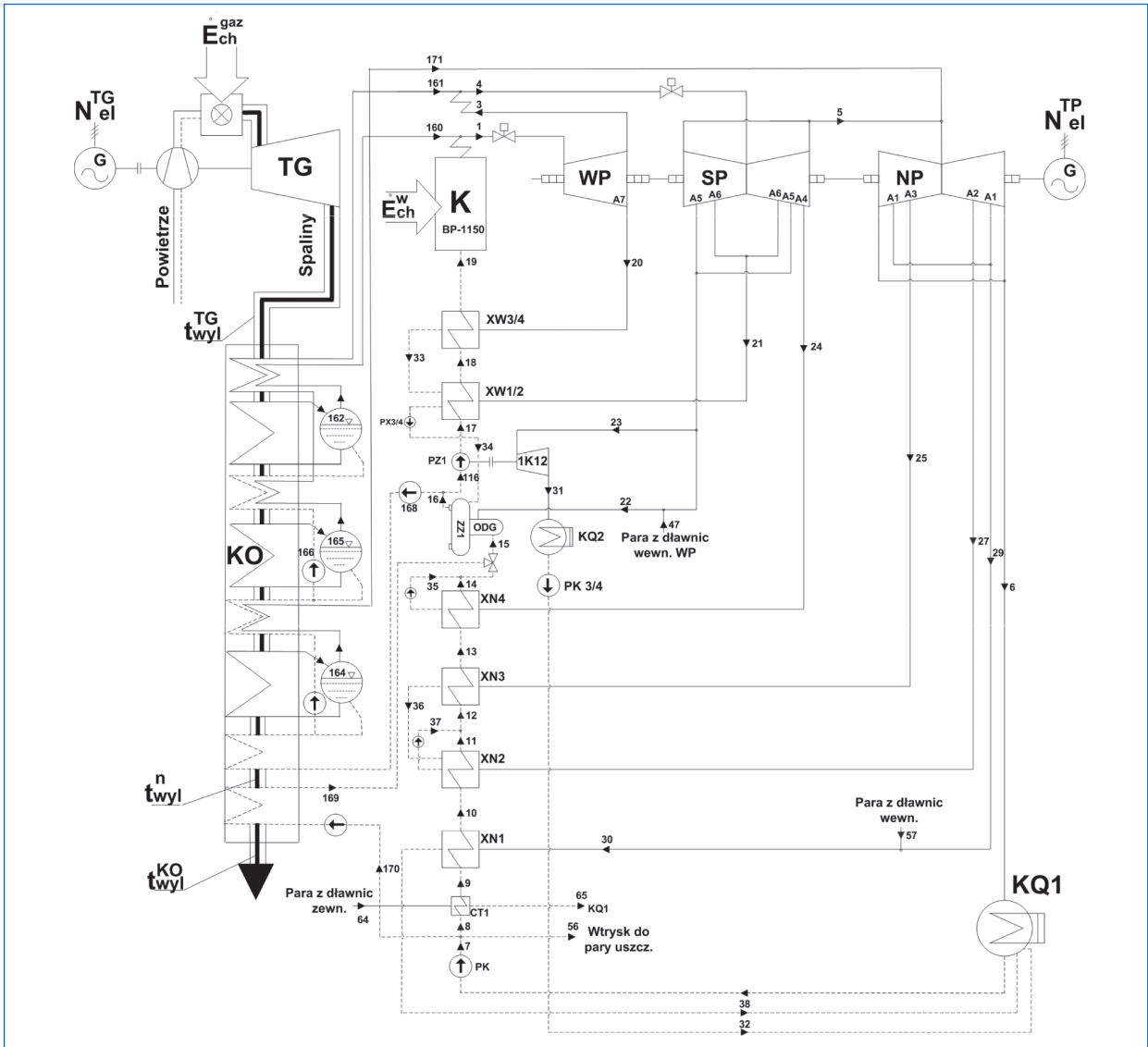
Autorzy niniejszego artykułu pragną zwrócić nim uwagę na fakt, że obecnie i w perspektywie najbliższych kilkunastu lat jedyną realną możliwością spełnienia tych wymagań, będącą przy tym jednocześnie korzystną zarówno ze względów energetycznych jak i ekonomicznych, jest modernizacja istniejących krajowych węglowych elektrowni do układów gazowo-parowych dwupaliwowych, gazowo-węglowych [2-7] – rysunki 1. i 2. Modernizacja taka pozostawi przy tym węgiel, co istotne, jako podstawowe w nich paliwo.

Zasoby węgla w Polsce są bowiem duże i będzie zatem on, i słusznie, jeszcze długo głównym paliwem w krajowej energetyce zawodowej.



Rys. 1. Ogólny schemat ideowy:

a) elektrowni węglowej, b) zmodernizowanej elektrowni węglowej do układu dwupaliwowego z turbiną gazową i kotłem odzyskowym – wariant I, c) zmodernizowanej elektrowni węglowej do układu dwupaliwowego z turbiną gazową i kotłem odzyskowym z powierzchniami do produkcji pary wysoko- i średnociśnieniowej oraz z powierzchnią regeneracji niskociśnieniowej – wariant II; PM, URW, URN – przegrzew międzystopniowy, układ regeneracji wysoko- i niskociśnieniowej; 1÷9, u, k – punkty układu



Rys. 2. Schemat ideowy istniejącego węglowego bloku 370 MW nadbudowanego turbos zespołem gazowym TG oraz kotłem odzyskowym KO trójciśnieniowym

## Konieczność wprowadzenia do krajowej energetyki układów gazowo-parowych dwupaliwowych

Konieczność wprowadzenia do krajowej energetyki układów gazowo-parowych dwupaliwowych wynika z poniżej przedstawionych przesłanek.

Wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> z elektrowni, wyrażający ilość kilogramów emisji dwutlenku węgla na megawatogodzinę wyprodukowanej w niej energii elektrycznej E<sub>el</sub>, z ilości E<sub>ch</sub> energii chemicznej spalnego paliwa, powinien co najwyżej wynosić

$$EF_{CO_2} = \frac{E_{ch} \rho_{CO_2}}{E_{el}} = \frac{\rho_{CO_2}}{\eta_{el}} = 750 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{MWh} \right] \quad (1)$$

gdzie  $\rho_{CO_2}$  oznacza wyrażoną w kilogramach emisję CO<sub>2</sub> z jednostki energii chemicznej spalnego w elektrowni paliwa, a  $\eta_{el}$  sprawność netto wytwarzania w niej energii elektrycznej.

W przypadku elektrowni na węgiel kamienny, dla którego emisja CO<sub>2</sub> wynosi  $\rho_{CO_2}^{weg} \cong 95 \frac{kg_{CO_2}}{GJ} = 342 \frac{kg_{CO_2}}{MWh}$  (dla węgla brunatnego  $\rho_{CO_2}^{brun} \cong 101 \frac{kg_{CO_2}}{GJ} = 364 \frac{kg_{CO_2}}{MWh}$ ) oraz przy sprawności elektrowni  $\eta_{el} = 37\%$ , wskaźnik EF<sub>CO<sub>2</sub></sub> przyjmuje wartość:

$$EF_{CO_2} = 924 \left[ \frac{kg_{CO_2}}{MWh} \right] \quad (2)$$

Aby osiągnąć wskazaną przez Unię Europejską wartość równą co najwyżej EF<sub>CO<sub>2</sub></sub> = 750 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh (już się mówi o wartościach wskaźnika emisji na poziomie EF<sub>CO<sub>2</sub></sub> = 500 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh i mniejszych, nawet o wartości EF<sub>CO<sub>2</sub></sub> = 100 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh), sprawność netto elektrowni musiałaby wynosić  $\eta_{el} = 45,6\%$ . Sprawność  $\eta_{el} = 45,6\%$  jest do osiągnięcia w elektrowniach na parametry nadkrytyczne na poziomie 30 MPa, 600/620°C. Przy parametrach supernadkrytycznych (temperatura i ciśnienie pary dochodzą wówczas do 700/720°C i 35 MPa), gdzie sprawność  $\eta_{el}$  dochodzi do 50%, wskaźnik emisji EF<sub>CO<sub>2</sub></sub> = 684 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh.

Wybudowane ostatnio w Polsce nadkrytyczne bloki w Pątnowie (25 MPa, 540/565°C), Bełchatowie (25 MPa, 555/580°C) i Łagiszy (27,5 MPa, 560/580°C) pozwalają na osiąganie sprawności zaledwie na poziomie kolejno  $\eta_{el} = 41, 42$  i  $43\%$  i odpowiednio  $EF_{CO_2} = 888$   $kg_{CO_2}/MWh$ ,  $EF_{CO_2} = 867$   $kg_{CO_2}/MWh$ ,  $EF_{CO_2} = 795$   $kg_{CO_2}/MWh$ . Są już zatem technologicznie przestarzałe. W celu zmniejszenia z nich emisji  $CO_2$  musiałyby być w nich dobudowane instalacje do jego wychwytywania i następnie składowania (instalacje CCS – *Carbon Capture and Storage*). Należy spodziewać się jednak, że takie instalacje będą technicznie opanowane i komercyjnie dostępne nie wcześniej niż w 2020 r.

Odpowiedź na pytanie o techniczne możliwości składowania dwutlenku węgla w górotworze ma dać subwencionowany przez Unię Europejską pilotażowy w skali Europy projekt takiej instalacji realizowany w elektrowni *Bełchatów*.

Instalacje CCS wymagają znacznych ilości energii na potrzeby własne, czego skutkiem będzie zmniejszenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni o ok. 10 punktów procentowych. Czy cofnięcie się zatem w czasie o ćwierć wieku w postępie zwiększania sprawności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni ma sens?

Co więcej, czy duże konieczne nakłady inwestycyjne na instalacje CCS, istotnie zwiększające cenę energii elektrycznej, pozwolą na akceptację tej ceny przez odbiorców?

Kolejne pytanie. Czy będzie społeczne przyzwolenie na magazynowania  $CO_2$  w pobliżu terenów zamieszkałych przez ludzi? W opinii społecznej skutki, choć nie można ich z góry zakładać, zakwaszenia gleby, wód podziemnych, przenikania  $CO_2$  na powierzchnię (czego również nie można wykluczyć, a co czyniłoby składowanie dwutlenku węgla pod ziemią całkowicie bezsensownym) mogą być groźne. Transport  $CO_2$  na duże odległości i zatłaczanie go w przestrzenie po wydobytej ropie naftowej (realnie może to być obszar morza Północnego) będzie bowiem szalenie kosztowne i będzie jedynie interesem dla firm wydobywających ropę. Źródła pomysłu o wychwytywaniu i składowaniu  $CO_2$  można zatem doszukiwać się w zarządach tych firm, które musiałyby wyłożyć „duże” pieniądze na przywrócenie środowisku zgodnie z unijnymi wymogami w „niezakłóconym” stanie tych przestrzeni, a tak jeszcze dzięki  $CO_2$  dodatkowo na tym zarobią. Dla konsumentów energii wychwytywanie i składowanie  $CO_2$  będzie jedynie technologią istotnie podnoszącą cenę energii elektrycznej. Szacuje się, że podwyżka taka będzie musiała wynieść nawet 100%.

Jakie jest zatem w warunkach krajowych, bazującej na węglu, i słusznie, energetyce, racjonalne i możliwe do realizacji rozwiązanie, aby dojść w Polsce w 2020 roku do spełnienia warunków zawartych w pakiecie klimatyczno-energetycznym? Czasu pozostało bardzo mało, zaledwie 10 lat. Takim jedynym możliwym i, co bardzo ważne, racjonalnym rozwiązaniem jest modernizacja istniejących bloków węglowych do układów gazowo-parowych dwupaliwowych, a nie budowa nowych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne. Dlaczego? Jest co najmniej kilka bardzo istotnych powodów. Jednym z nich jest również czas.

Modernizacja bloków przez ich nadbudowę turbozespołem gazowym to proces, który trwać będzie zaledwie kilka, kilkanaście miesięcy, ale co najważniejsze, taka modernizacja podniesie sprawność wytwarzania energii elektrycznej w istniejących elektrowniach węglowych do poziomu ok. 47–49% oraz zmniejszy

wskaźnik emisyjności do wartości średnio ważonej wynikającej z jednoczesnego spalania w elektrowniach gazu ziemnego i węgla do wartości  $EF_{CO_2} = 500\text{--}600$   $kg_{CO_2}/MWh$ , a więc wartości „lepszej” niż w elektrowniach na parametry nawet supernadkrytyczne (wskaźnik emisji  $CO_2$  z klasycznej jednopaliwowej, szeregowej elektrowni gazowo-parowej o sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej ok.  $\eta_{el} = 55\%$  i przy spalaniu gazu ziemnego, dla którego  $\rho_{CO_2}^{baz} \cong 55$   $kg_{CO_2}/GJ$ , wynosi  $EF_{CO_2} = 360$   $kg_{CO_2}/MWh$ ).

Z dużym nadatkiem zatem spełni warunki pakietu klimatycznego. Co więcej, i co szalenie istotne, taka modernizacja jest ok. 4 razy inwestycyjnie tańsza na jednostkę zainstalowanej mocy niż budowa bloków na parametry nadkrytyczne, a środków finansowych generalnie przecież w kraju brakuje (energetyka jądrowa jest ok. 8 razy droższa; w Polsce pierwsze moce jądrowe mają się pojawić ponadto dopiero w 2030 roku). Mało tego, taka modernizacja zwiększy niemalże dwukrotnie moc krajowych elektrowni, a w Polsce zaczyna brakować już mocy wytwórczych energii elektrycznej, co stwarza zagrożenie dla pewności zasilania w nią krajowych odbiorców. Niepotrzebna byłaby wówczas w kraju budowa całkowicie nowych mocy wytwórczych. Odpadłyby zatem bardzo istotne problemy społeczne, ekologiczne, ekonomiczne, i technologiczne związane z ich lokalizacją.

Taka modernizacja zdwersyfikuje ponadto, co jest konieczne, paliwo stosowane w krajowych elektrowniach z monokulturą węglową. Zwiększy zatem bezpieczeństwo energetyczne kraju. Struktura zużycia paliw pierwotnych Polski w porównaniu z Unią jest niestety bardzo zła, w której udział węgla wynosi zaledwie 31% (w Polsce ok. 95%), gazu 20%, energii jądrowej 30%, energii wodnej 10%, wiatru, biomasy i innych źródeł odnawialnych 9%. Zatem aż 49% energii elektrycznej w Unii jest produkowana bez emisji  $CO_2$ . Taka dywersyfikacja zapewnia bezpieczeństwo energetyczne Unii, które byłoby jeszcze większe, gdyby nie znaczne uzależnienie „starej” unijnej piętnastki od importu paliw pierwotnych. Obecne bowiem uzależnienie Unii od importu paliw pierwotnych wynosi 53% i może jeszcze wzrosnąć przy zachowaniu obecnych tendencji do 70% w roku 2030.

Kilka słów wymaga jeszcze energetyka jądrowa. Jest ona, co bardzo istotne, chociaż energetyką bardzo inwestycyjnie drogą, to energetyką „czystą”, nie emitującą gazów cieplarnianych w ogóle. Konieczna jest i będzie zatem budowa w kraju elektrowni jądrowych (Europa je już od dawna buduje; energetyka francuska już obecnie jest w 80% energetyką jądrową), tym bardziej że źródła paliw kopalnych na przestrzeni kilkudziesięciu lat się wyczerpią. Energetyka jądrowa jest zatem zarówno energetyką teraźniejszości, jak i perspektywiczną, ale energetyką przyszłości jest energetyka termojądrowa. Techniczne opanowanie fuzji termojądrowej zapewni ludzkości niewyczerpane zasoby „czystej” energii. Bezpieczny proces konwersji energii bazujący na fuzji termojądrowej chociaż bardzo wolno, to jednak przybliży się.

## Podsumowanie

Podsumowując wszystkie przedstawione powyżej przesłanki (ważny jest też aspekt ewentualnej możliwości pozyskania w niedalekiej przyszłości gazu łupkowego w kraju) należy stwierdzić, że nadbudowa istniejących źródeł węglowych turbiną

gazową jest najbardziej racjonalnym, zarówno od strony technologicznej, jak i technicznej rozwiązaniem, które pozwoli krajowej energetyce zawodowej z bardzo dużym naddatkiem sprostać uniijnym wymogom. Mało tego, i co szalenie ważne, pozwoli jednocześnie zmodernizować krajową energetykę za pomocą najniższych możliwych (i będących, co istotne, w zasięgu krajowych producentów energii) nakładów finansowych, czyniąc tę energetykę nowoczesną.

Konieczne jest podjęcie kompleksowej, termodynamicznej i ekonomicznej analizy optymalizacyjnej istniejących obiektów elektrowni węglowych do postaci układów dwupaliwowych z wykorzystaniem gazu ziemnego. Podjęcie takiej problematyki jest nie tylko ważnym i koniecznym do rozwiązania problemem studialnym, ale również zagadnieniem mającym duże użytkowe znaczenie.

#### LITERATURA

- [1] Agencja Rynku Energii S.A.: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku (zał. 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”). Warszawa, Ministerstwo Gospodarki, listopad 2009
- [2] Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna. WNT, Warszawa 2009
- [3] Bartnik R., Duczkowska-Kądział A.: Metodyka analizy efektywności ekonomicznej modernizacji bloku 370 MW do pracy skojarzonej z jednoczesną jego nadbudową turbiną gazową i kotłem odzyskowym. Mat. Konferencji Naukowo-Technicznej PIRE 2010, Bielsko-Biała, listopad 2010
- [4] Bartnik R., Duczkowska-Kądział A.: Analiza termodynamiczna i ekonomiczna modernizacji bloku 370 MW do pracy skojarzonej z jednoczesną jego nadbudową turbiną gazową. Mat. Konferencji Naukowo-Technicznej PIRE 2010, Bielsko-Biała, listopad 2010
- [5] Bartnik R., Skrzyszewski M.: *Algorytm obliczeń efektywności termodynamicznej i ekonomicznej modernizacji bloku energetycznego o mocy 370 MW przez nadbudowę turbiną gazową*. Energetyka 2008, nr 6
- [6] Bartnik R., Skrzyszewski M.: *Model matematyczny bloku energetycznego o mocy 370 MW do badania efektywności termodynamicznej i ekonomicznej jego modernizacji przez nadbudowę turbiną gazową*. Wydawnictwo Instytutu Techniki Ciepłej, Współczesne problemy energetyki gazowej i gazownictwa, Gliwice 2009
- [7] Bartnik R., Skrzyszewski M.: Technical and economical effectiveness of 370 MW conventional coal fired condensing power plant repowered by gas turbine in parallel system. Journal of Transdisciplinary Systems Science, Systems 2010, Volume 14
- [8] Chmielniak T., Kosman G., Łukowicz H.: Integracja instalacji wychwytu CO<sub>2</sub> z kondensacyjnymi blokami energetycznymi. Rynek Energii 2008, nr 6
- [9] Chmielniak T., Łukowicz H., Kochaniewicz A., Mroncz M.: Directions of improving efficiency and reducing CO<sub>2</sub> emission in coal-fired supercritical power units. Archiwum Energetyki 2010, nr 3
- [10] Kotowicz J., Janusz K.: Sposoby redukcji emisji CO<sub>2</sub> z procesów energetycznych. Rynek Energii 2007, nr 1
- [11] Łukowicz H., Chmielniak T., Mroncz M.: Możliwości ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> w istniejących blokach gazowo-parowych elektrociepłowni. Wydawnictwo Instytutu Techniki Ciepłej, Współczesne problemy energetyki gazowej i gazownictwa, Gliwice 2009
- [12] Łukowicz H., Mroncz M.: Integracja instalacji wychwytu CO<sub>2</sub> z blokami gazowo-parowymi. IX Konferencja „Rynek gazu” 2009
- [13] Majchrzak H.: Główne założenia i cele polityki energetycznej Polski do 2030 roku. Mat. Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN, Warszawa, maj 2009
- [14] Pawlik M.: Uwarunkowania rozwoju elektrowni opalanych gazem. Mat. Konferencji „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”, Kiekrz, listopad 2005
- [15] Pawlik M.: Rozbudowa mocy wytwórczych w Polsce a pakiet klimatyczno-energetyczny UE. Energetyka Ciepła i Zawodowa 2009, nr 7/8
- [16] Pawlik M.: Elektrownie opalane węglem w świetle polityki ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>. Mat. IX Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie ciepłe”, Bełchatów/Słok, czerwiec 2009
- [17] Pawlik M.: Nowe moce wytwórcze w Polsce w świetle unijnych regulacji. Energetyka 2010, nr 9
- [18] Pawlik M.: Pakiet klimatyczny a struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki. Archiwum Energetyki 2010, nr 3
- [19] Rakowski J.: Czy elektrownie węglowe będą w stanie ograniczać emisję CO<sub>2</sub>? Energetyka 2006, nr 3
- [20] Stanek W., Budnik M.: Application of exergy analysis for evaluation of CO<sub>2</sub> emission from operation of steam power unit. Archives of Thermodynamics 2010, no. 4
- [21] Szargut J.: Wpływ nieodwracalności działania ogniwa procesu cieplnego na emisję CO<sub>2</sub>. Energetyka 2007, nr 11
- [22] Sztekler K., Panowski M., Klajny R.: Analiza adsorpcyjnego układu oczyszczania spalin kotłowych na potrzeby sekwestracji dwutlenku węgla. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Journal of Transdisciplinary Systems Science, Systems 2010, Volume 14

