

Tadeusz J. CHMIELNIAK
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych,
Politechnika Śląska, Gliwice

Jerzy THAMM
Fabryka Kotłów RAFAKO S.A., Racibórz

NOWE TECHNOLOGIE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA DLA MODERNIZACJI, REKONSTRUKCJI I BUDOWY NOWYCH ŹRÓDEŁ

Streszczenie. W artykule dokonano przeglądu technologii wytwarzania energii elektrycznej utylizujących paliwa organiczne. Rozpatrywano charakterystyki ekonomiczne i ekologiczne. Szczególną uwagę zwrócono na układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla.

NEW TECHNIQUES OF POWER AND HEAT GENERATION FOR MODERNIZATION, REPOWERING AND BUILDING OF NEW ENERGY SOURCES

Summary. The paper presents a review of power generation techniques using organic fuels. Economical and ecological characteristics have been analyzed emphasizing the coal-gasification combined cycles.

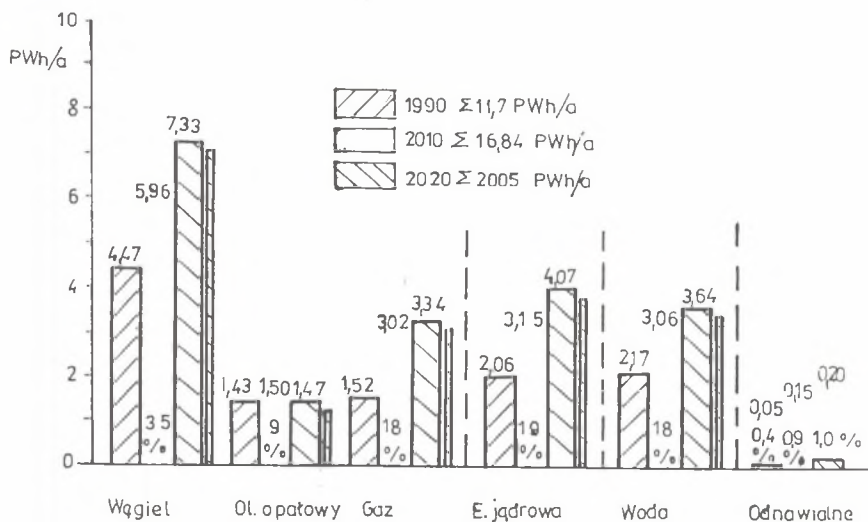
NEUE TECHNOLOGIEN ZUR ENERGIE UND WÄRMEERZEUGUNG FÜR UMBAU, MODERNISIERUNG UND NEUANLAGEN

Zusammenfassung. Die Arbeit enthält einen Überblick von Energieerzeugungstechnologien zur Benutzung der Fossilbrennstoffe. Die Ökonomischen und Ekologischen Charakteristiken wurden analysiert. Besondere Aufmerksamkeit wurde auf Gas-Dampfturbinenprozesse mit Kohlevergasung gelegt.

1. WPROWADZENIE

W ostatnim okresie czasu opracowano wiele nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zapewniają one efektywniejsze wykorzystanie energii chemicznej paliwa oraz gwarantują zmniejszenie obciążenia środowiska naturalnego. Technologiczną dojrzałość dla energetyki uzyskały: nadkrytyczne bloki z kotłami pyłowymi i wieloma technologiami oczyszczania spalin oraz układy gazowo-parowe o różnej strukturze, w których spalany jest gaz ziemny i węgiel (w tym także oba paliwa). Równolegle prowadzone są intensywne prace nad rozwojem nowych konstrukcji reaktorów jądrowych z tzw. biernymi systemami bezpieczeństwa, które pozwalają istotnie zmniejszyć ryzyko rozprzestrzeniania się skutków ewentualnej awarii. Z technologicznego punktu widzenia najlepszym paliwem organicznym jest gaz ziemny. Również instalacje energetyczne, w których jest on spalany, charakteryzują się najlepszymi wskaźnikami ekonomicznymi i ekologicznymi.

Z drugiej strony dla wielu krajów poważny potencjał paliwowy stanowi węgiel kamienny i brunatny. Jego poważne (dotąd udokumentowane) zasoby przy mniejszych zasobach gazu i braku społecznej akceptacji dla rozwoju energetyki jądrowej stanowią poważny impuls i motywację rozwoju nowych „czystych” energetycznych technologii węglowych [1]. Potwierdzają to dane pokazane na rys. 1 [2] ilustrującym prognozę do 2020 roku udziału pierwotnych nośników energii w produkcji energii elektrycznej.



Rys. 1. Prognoza zmiany struktury zużycia paliw pierwotnych w produkcji energii elektrycznej

Fig. 1. Forecast of the fuel – consumption in power generation

Wynika z nich nie tylko wzrost znaczenia węgla, ale także jego dominująca rola w grupie paliw organicznych w produkcji energii elektrycznej. W przypadku gdy nie znajdzie uznania dalszy rozwój energetyki jądrowej, jego znaczenie dodatkowo wzrośnie.

W artykule przedstawiono uwagi i dane umożliwiające ocenę poszczególnych rodzajów technologii, w tym także określenia ich potencjalnych możliwości na rynku produkcji energii elektrycznej.

2. RODZAJE TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH SPALAJĄCYCH PALIWA ORGANICZNE

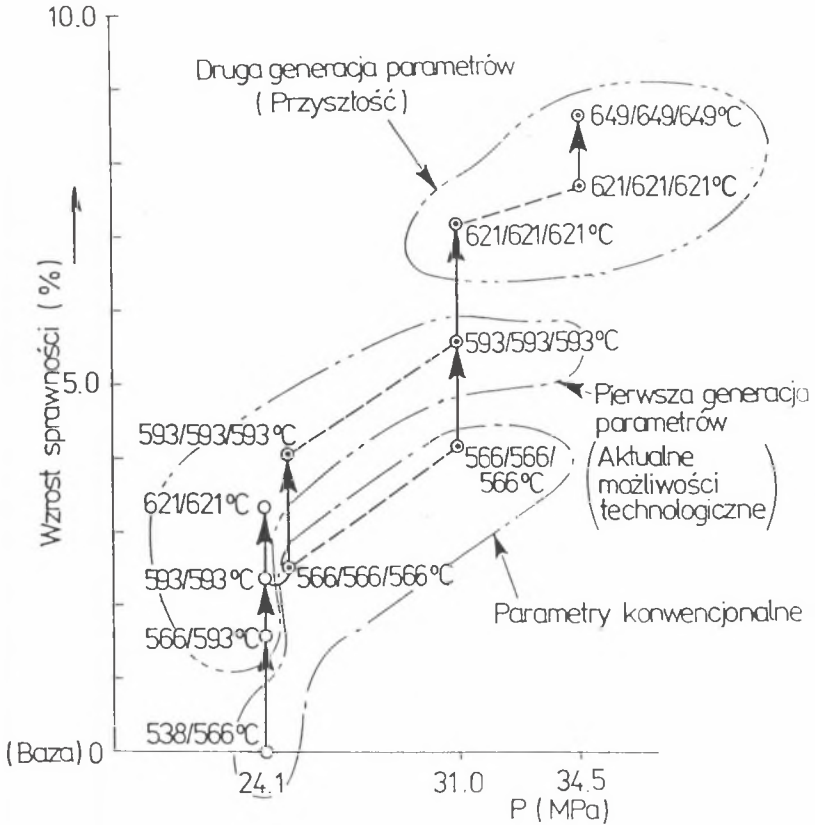
2.1. Klasyczny blok kondensacyjny

Sprawność netto konwersji energii chemicznej węgla w układzie parowym z kotłem i turbiną kondensacyjną może (już po uwzględnieniu strat energii w układach odazotowania i odsiarczania spalin) osiągnąć wartość 42,5 – 43% (blok 5 Elektrowni STAUDINGER, [2], parametry początkowe pary 262 bar, 545/562°C). Dane przedstawione na rys. 2 [3] pokazują granice wzrostu sprawności tego układu energetycznego. Postęp w inżynierii materiałowej i w dyscyplinach naukowych ważnych dla rozwoju maszyn i urządzeń energetycznych sprawia, że w najbliższym czasie możliwe stanie się uzyskanie sprawności termicznej przekraczającej 45 (47)% [2, 3]. Znacznie przesunęła się dziś granica stosowalności stali ferrytycznych; dla nowej 10–procentowej stali chromowej (P91) można przy tym samym stanie naprężeń podwyższyć temperaturę o 20°C w porównaniu ze stosowanymi materiałami. W tym wypadku za optymalne parametry obiegu zaleca się przyjmować 25 MPa i 580°C. Dla stali austenitycznych (np. X3CrNiMoN1713) można już obecnie przyjmując 31 MPa, 630°C.

Informacje te wskazują, że klasyczny blok kondensacyjny (upustowo–kondensacyjny) opalany węglem może nadal być rozpatrywany jako konkurencyjna technologia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

2.2. Układy gazowo–parowe opalane gazem ziemnym

Układ gazowo–parowy (UPG) będący kombinacją instalacji turbiny gazowej opalanej gazem lub lekkim olejem opałowym (spalanie wewnętrzne) oraz kotła odzyskowego jest najprostszym technologicznie oraz najefektywniejszym termodynamicznie, ekonomicznie i ekologicznie układem energetycznym. Jego cechami charakterystycznymi są: duży udział mocy turbiny gazowej w ogólnej mocy układu – stąd istotna zależność sprawności od temperatury spalin przed turbiną gazową; w części parowej: brak rozbudowanej regeneracji, zazwyczaj brak wtórnego przegrzewu, złożona struktura kotła odzyskowego (jednościśnieniowe, dwu– i trójprężne instalacje). Sprawność netto eksploatowanych siłowni gazowo–parowych sięga obecnie 52–53% (zobacz np.



Rys. 2. Potencjalne możliwości wzrostu sprawności bloku kondensacyjnego

Fig. 2. Expected growth possibilities of the efficiency of condensing units

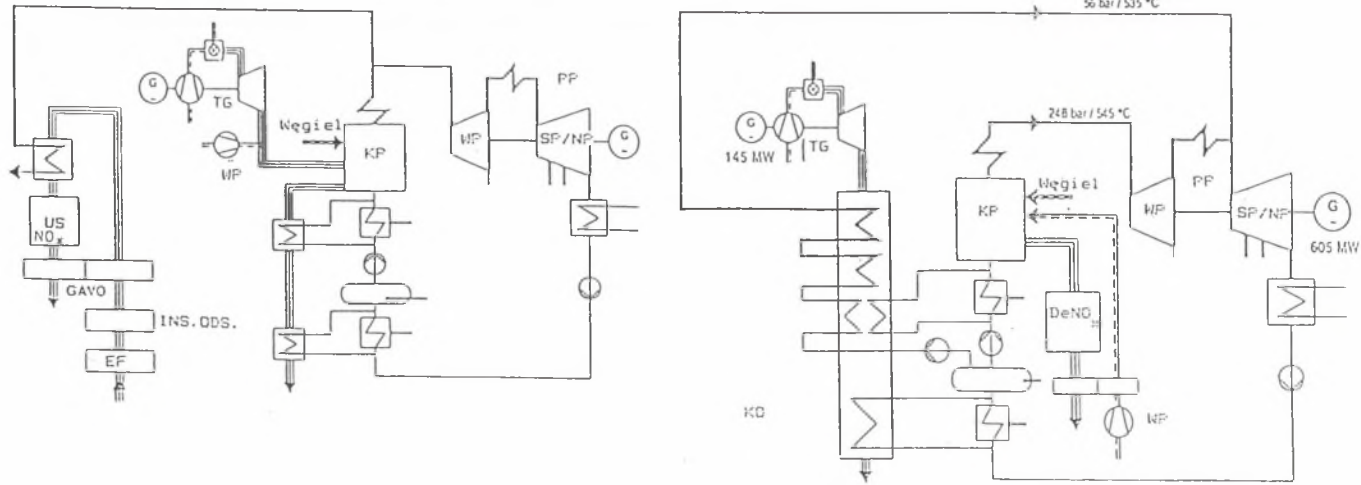
Elektrownia Ambarli – Turcja, moc sumaryczna trzech bloków: 1350MW, turbina gazowa V 94,2 – KWU, moc części gazowej w bloku $N_{TG} \cong 2 \times 150 \cong 300$ MW, $N_{TG}/N_{TP} \cong 1,8 - 2,0$. Programy doskonalące UPG dotyczą zarówno części gazowej (opracowanie nowych konstrukcji turbin gazowych umożliwiających wzrost temperatury spalin przed turbiną gazową, nowe systemy chłodzenia, nowe komory spalania, nowe układy łopatkowe, nowe materiały itd.; wprowadzenie regeneracji i wielomodułowego sprężania itd.), jak i części parowej (nowe konstrukcje kotłów odzyskowych: wieloprężność, zmniejszanie minimalnych różnic temperatur w procesie wymiany ciepła itd., przesunięcie

procesu odgazowania wody zasilającej do skraplacza, doskonalenie układu chłodzenia skraplacza itd.). Oferowane przez czołowe firmy gazowe (ABB – turbiny typu GT26 i GT13E2, GE – turbiny typu MS9001FA, Siemens (kWU) turbiny z serii V. 94, Westinghouse – turbiny serii 502FCC) umożliwiają uzyskanie przy zastosowaniu nowoczesnych trójprężnych kotłów odzyskowych i zoptymalizowanego układu turbiny parowej sprawności netto przekraczającej 55–55%. Niektóre amerykańskie programy badawczo-rozwojowe zakładają uzyskanie po 2005 roku sprawności (odniesionej do dolnej wartości opałowej paliwa gazowego) 60% [4] (proponowany układ zakłada regenerację w części gazowej, chłodzenie międzykadłubowe w procesie sprężania i parowe chłodzenie turbiny gazowej).

2.3. Układy kombinowane gazowo–parowe utylizujące gaz ziemny i węgiel

Rozpatrzmy dwa układy kombinowane dwupaliwowe (gaz ziemny, węgiel) – rys. 3. Pierwszy z nich (rys. 3a) jest układem szeregowym czołowej turbiny gazowej i pyłowego kotła węglowego. W tym przypadku spaliny wylotowe z turbiny gazowej (posiadające 13–15% tlenu) zasilają palniki kotła pyłowego (instalacja może współpracować także z kotłem fluidalnym). Praktycznym przykładem instalacji tego typu jest blok K w Elektrowni Werne (Gersteinwerk, Niemcy) [5]. Przy spalaniu węgla kamiennego ze średnią zawartością części lotnych w celu zapewnienia prawidłowego procesu spalania układ musi być wyposażony w wentylator powietrza. Konieczna ilość powietrza przy zastosowaniu wysokoparametrowych turbin gazowych (temperatura wlotowa do turbiny gazowej $t > 1100^{\circ}\text{C}$, temperatura spalin wylotowych z turbiny gazowej $t = 540\text{--}590^{\circ}\text{C}$) stanowi 1/4 całej mieszaniny: spaliny + powietrze. Fakt ten, zwiększając potrzeby własne, obniża sprawność układu w porównaniu z UPG. Osiągalna sprawność (zależna od N_{TG}/N_{TP} oraz temperatury na wlocie do turbiny gazowej, parametrów pary świeżej i struktury części parowej itd.) jest rzędu 45–47%. Niewątpliwą wadą układu jest konieczność stosowania (przy istniejących i przewidywanych normach emisji) układów odsiarczania i odazotowania (nie wystarczają metody czynne). Ze względu na rodzaj najczęściej stosowanych katalicznych metod odazotowania (technologie SCR) celem uniknięcia kłopotów eksploatacyjnych instalacje usuwania NO_x powinny być lokowane za instalacją odsiarczania, co wymaga dodatkowego podgrzewu spalin (rys. 2b) i tym samym obniża sprawność netto układu. Za zaletę układu można uważać stosunkowo duże możliwości połączenia z istniejącymi układami konwencjonalnymi. Zauważmy, że układ może być szczególnie interesujący dla węgla brunatnych (duża zawartość części lotnych, niekonnekcyjne stosowanie metod biernych usuwania NO_x).

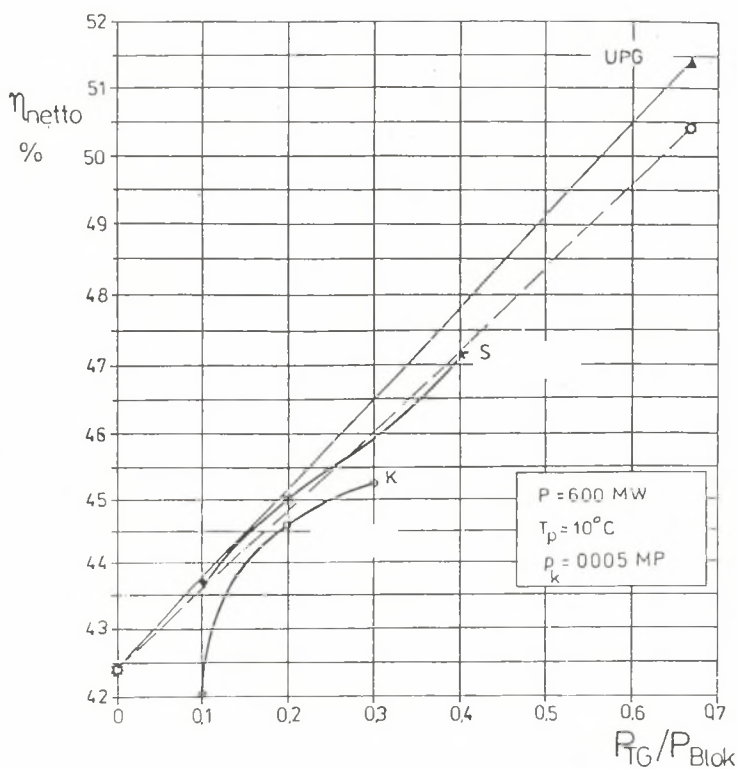
Drugi układ (rys. 3b) jest rozważany od niedawna (początek lat dziewięćdziesiątych [2, 6]). Jest on sprzężeniem układu gazowego z kotłem odzyskowym z klasycznym układem parowym z węglowym kotłem paleniskowym.



Rys. 3. a. Układ z czołową turbiną gazową; b. Sprzężony układ dwupaliwowy (gaz, węgiel): TG – turbina gazowa, KP – kocioł parowy, WP – wentylator powietrza, WP, SP, NP – wysokoprężna, średnioprężna i niskoprężna część turbiny parowej, PP – przegrzewacz pary, KO – kocioł odzyskowy, INS. ODS – instalacja odsiarczania, GAVO – obrotowy wymiennik ciepła, EF – elektrofiltr

Fig. 3. a. System with primary gas turbine; b. Connected two-fuel system TG – gas turbine, KP – steam boiler, WP – air fan, WP, SP, NP – steam turbine parts, PP – superheater, KO – heat recovery boiler INS. ODS – desulphurization, GAVO – regenerative heat exchanger, EF – electrostatic precipitator

Kombinowany układ sprężony może osiągać wyższe sprawności niż prosty układ z turbiną czołową. Fakt ten wynika ze zmniejszenia stręty wylotowej w drugim układzie. Rysunek 4 zaczerpnięty z [2] orientuje o możliwych sprawnościach obu układów dla bloku o mocy 600 MW w porównaniu z UPG. Mniej intensywna zmiana sprawności układu z turbiną czołową ze wzrostem stosunku P_{TG}/P_{blok} jest następstwem konieczności zastosowania instalacji odazotowania spalin za instalacją odsiarczania.



Rys. 4. Porównanie sprawności UPG, układ z turbiną czołową (K) i sprężonego dwupaliwowego (S)

Fig. 4. Comparison of combined cycles, system with primary turbine (K) and connected two-fuel system (S)

2.4. Technologie węglowe w układach z turbinami gazowymi

Cztery podstawowe technologie (posiadające różne odmiany) są przedmiotem studiów i zastosowań:

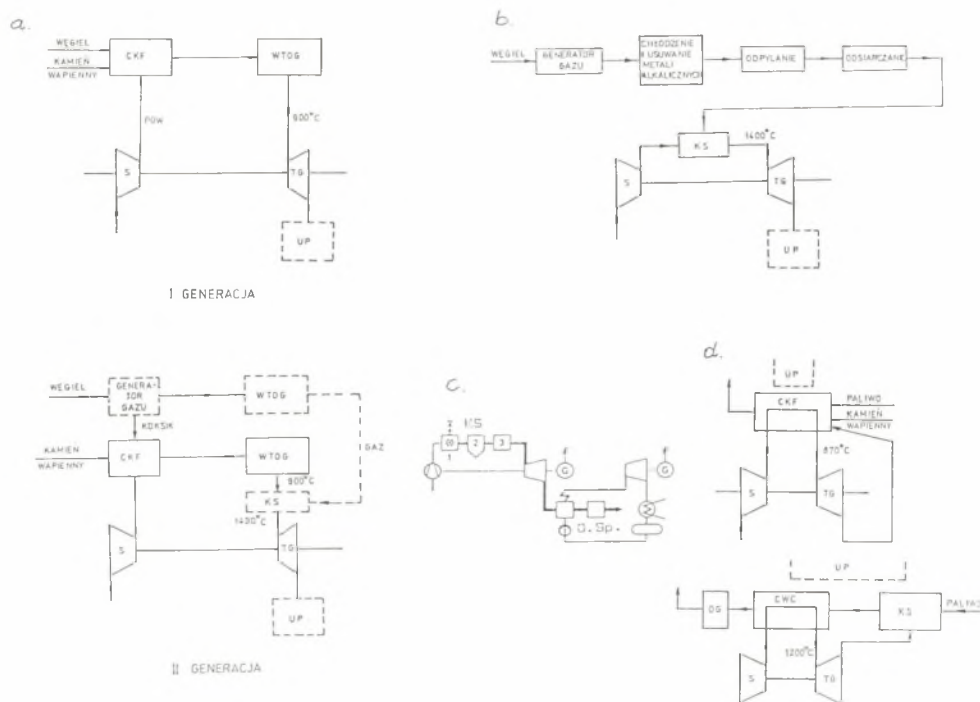
- Ciśnieniowe spalanie węgla w kotłach fluidalnych (ze złożem stałym i cyrkulacyjnym), rys. 5a,
- Całkowite i częściowe zgazowanie węgla zintegrowane z układem gazowo-parowym, rys. 5b,
- Bezoszczędnie (ciśnieniowe) spalanie węgla w instalacji turbiny gazowej, rys. 5c,
- Zamknięte układy turbin gazowych ze spalaniem zewnętrznym, rys. 5d.
- W stadium budowy i eksploatacji są głównie instalacje wchodzące w dwie pierwsze wymienione grupy (rys. 6 i 7 [2]).

Porównanie ogólnych charakterystyk układu z ciśnieniowym kotłem fluidalnym (pierwszej generacji) oraz instalacji gazowo-parowej zintegrowanej ze zgazowaniem węgla zilustrowano na rys. 8 [7].

Sugeruje ona wyraźną przewagę technologiczno-eksploatacyjną układu ze zgazowaniem węgla. Należy jednak pamiętać, że nie dysponujemy dotąd wszystkimi danymi (zwłaszcza ekonomicznymi), aby dokonać pełnej analizy obu układów. Mimo to pewne fakty wydają się bezsporne. I tak: układ z ciśnieniowym kotłem fluidalnym (ze złożem stałym) w swym klasycznym rozwiązaniu (bez nadbudowy gazowej lub integracji ze zgazowaniem węgla) jest mało konkurencyjny z punktu widzenia sprawności i wartości mocy jednostkowej. Zastosowanie cyrkulacyjnego (większa elastyczność przy zmiennym obciążeniu, większe obciążenie cieplne do $60 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{m}$) kotła fluidalnego zwiększa konkurencyjność tego rozwiązania.

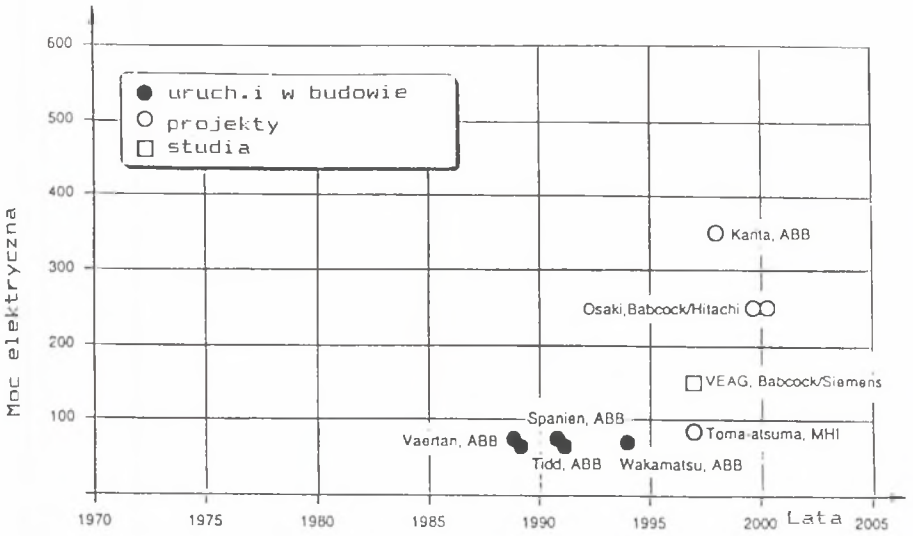
Tablica 1

Parametry \ Paliwo	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Wartość opałowa kJ/kg	21 740	7 375
Zawartość wilgoci q_s	22,7 (zawiesina)	60
Turbina gazowa		
– Temperatura na wlocie, °C	848	855
– Moc, MW	102,9	140,2
Turbina parowa		
– Temperatura, °C	580/580	580/580
– Ciśnienie, MPa	25/6	25/6
– Moc, MW	409,5	239,7
– Ciśnienie w skraplaczu, MPa	0,00655	0,00655
Blok (układ gazowo-parowy)		
– Moc, MW	512,4	379,9
– Potrzeby własne, MW	23,3	18,5
– Sprawność netto, %	45,5	47,1



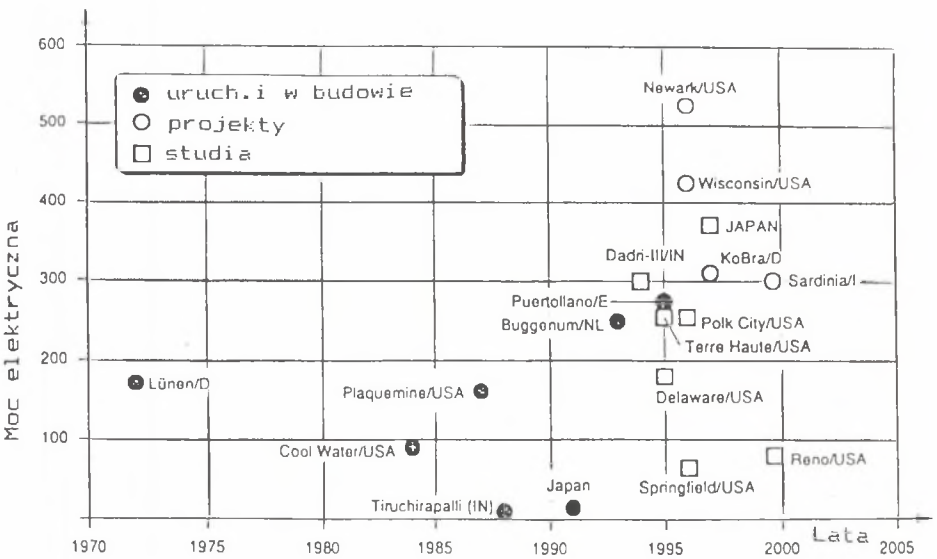
Rys. 5. a. Ciśnieniowe spalanie węgla w kotle fluidalnym, b. Instalacja połączona ze zgazowaniem węgla, c. Bezpośrednie spalanie węgla w turbinie gazowej, d. Zamknięte układy ze spalaniem zewnętrznym. CKF – ciśnieniowy kocioł fluidalny, WTOG – wysokotemperaturowe oczyszczenie gazu, S – sprężarka, TG – turbina gazowa, UP – układ parowy, KS – komora spalania, CWS – ceramiczny wymiennik ciepła, OG – oczyszczanie gazu

Fig. 5 a. PFBC, b. coal-gasification system, c. coal combustion in the gas turbine, d. external combustion cycle, CKF – PFBC – boiler, WTOG – high temperature gas cleaning, S – compressor, TG – gas turbine, UP – steam system, KS – combustion chamber, CWS – ceramic heat exchanger, OG – gas cleaning



Rys. 6. Instalacja z ciśnieniowymi kotłami fluidalnymi (uruchomione, w budowie, planowane i będące przedmiotem studiów)

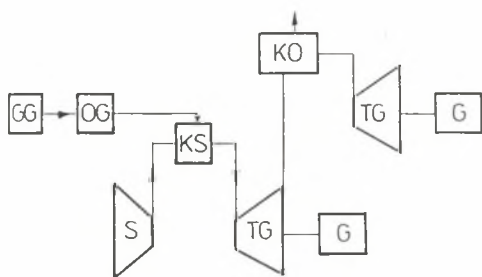
Fig. 6 PFBC systems (in operation, in construction, planned and investigated)



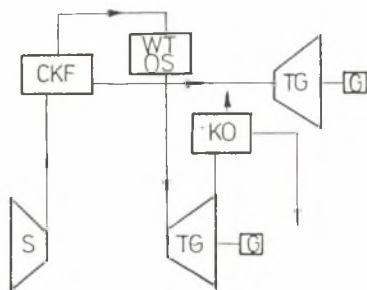
Rys. 7. Instalacje ze zgazowaniem węgla (uruchomione, w budowie, planowane i będące przedmiotem studiów)

Fig. 7 Coal – gasification systems (in operation, in construction, planned and investigated)

UPG zintegrowany
ze ZW (IGCC)



CKF (PFBC)



TURBINA GAZOWA
(udział mocy)

■ 65 %

■ Konstrukcja uniwersalna

■ 30 lat pracy

■ 20 % (50 % z dopalaniem)

■ wyk. specjalne

■ 20 tys. h pracy

OCZYSZCZANIE

■ Bez metali alkalicznych

■ Pełne odpylanie

■ Oczyszczany strumień
paliwa - 1/8

■ Podwojona ilość odpadów
stałych

■ Pary metali alkalicznych

■ Dodatkowe filtry workowe

■ Pełny strumień spalin

PALIWO

■ GAZ, P. CIEKŁE
WĘGIEL

■ Węgiel

DYSPOZYCYJNOŚĆ

■ 98 %

■ 90 %

Rys. 8. Porównanie bloku z ciśnieniowym kotłem fluidalnym i instalacji parowo-gazowej zintegrowanej ze zgazowaniem węgla

Fig. 8 Comparison of PFBC-unit and coal-gasification combined cycle plant

Szczególnie interesujące są własności tego układu w przypadku spalania paliwa o dużej zawartości wilgoci (np. węgla brunatnego). Odparowana woda zwiększa bowiem strumień masy czynnika i moc turbiny gazowej (i w konsekwencji stosunek P_{TG}/P_{TP}), co prowadzi do wzrostu sprawności całego układu.

Tablica 1 zawiera dane porównania instalacji, w których spala się węgiel kamienny i brunatny (dla obu instalacji strumień masy przez turbinę gazową wynosi 510 kg/s [2]).

3. UKŁADY GAZOWO-PAROWE ZINTEGROWANE ZA ZGAZOWANIEM WĘGLA (UPGzZW)

Technologia zgazowania węgla, sposób utylizacji ciepła w generatorze gazu oraz sposób oczyszczania spalin decydują o strukturach obecnie budowanych, planowanych instalacji ze zgazowaniem węgla. Ogólne schematy tych układów z oceną kosztów poszczególnych węzłów przedstawia rys. 9. Informuje on także o przewidywanych okresach technologicznej dojrzałości poszczególnych rozwiązań. Główny wysiłek badawczy i konstrukcyjny koncentrowany jest wokół problemów oczyszczania gazu oraz optymalizacji struktury układu cieplnego. W tablicy 2 podano ogólne dane o rozwijanych systemach zgazowania węgla, rys. 10 ilustruje schemat instalacji Puertollano (Hiszpania, $\eta_{\text{netto}} \approx 44\%$, $P_k = 0,00715$ MPa). Jest ona charakterystyczna dla tendencji zauważalnych obecnie w budowie układów tego rodzaju siłowni.

Obok technologii zgazowania całkowitego opracowano także procesy i instalacje odgazowania częściowego, które stanowią podstawę między innymi tzw. hybrydowych układów energetycznych. Interesującą propozycję takiego układu przedstawia rys. 11 (VEW – Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen Ag, [8]).

Szerszą dyskusję możliwych układów ze zgazowaniem węgla zawierają opracowania [1, 7, 9, 10, 11].

4. UWAGI O CHARAKTERYSTYKACH EKONOMICZNYCH I EKOLOGICZNYCH NOWYCH TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH

Jak już stwierdzono, jedną z motywacji rozwoju nowych technologii energetycznych jest ograniczenie ich wpływu na środowisko naturalne.

Dane pokazane na rys. 12 umożliwiają względne porównanie emisji SO_x , NO_x , pyłów i odpadów stałych dla podstawowych technologii dyskutowanych w tym artykule. Związane z tym koszty obciążenia środowiska dla bloku 500 MW można prześledzić na podstawie rys. 13 [7].

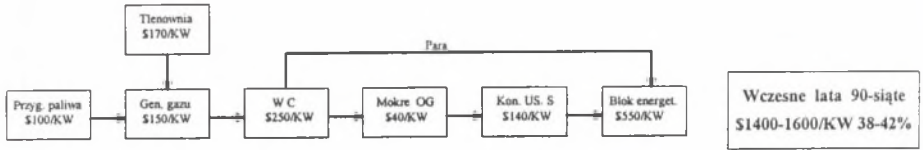
Porównanie emisji CO_2 pokazano na rys. 14 i 15. Pierwszy z nich przedstawia wielkości wskaźnika $\text{kg CO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$ dla poszczególnych technologii [2], drugi ilustruje zależność tego samego wskaźnika od sprawności netto danej technologii [11, 13].

Tablica 2

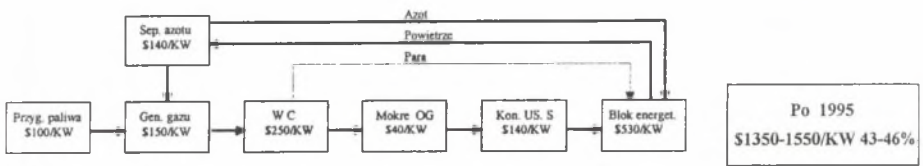
Technologia	Sposób zasilania	Utle- niacz	Typ generatora	Wymiana ciepła	Oczyszczanie gazu
TEXACO	Zawiesina wodna	O ₂	Strumieniowy (Entreined, Flugstrom)	Promieniowanie Konwekcja lub suche gaszenie	Mokre/ Niskotemp.
DOW	Zawiesina wodna	O ₂	Strumieniowy	2-stopniowe	Mokre/ Niskotemp.
SHELL		O ₂	Strumieniowy	Gaszenie z recyrkulacją + Konwekcja	Mokre/ Niskotemp.
BGL	Suchy strumień paliwa	O ₂	Złoże stałe	Konwekcja	Mokre/ Niskotemp.
PRENFLOW	N ₂ – jako suchy nośnik paliwa	O ₂	Strumieniowy	Promieniowanie Konwekcja	Mokre/ Niskotemp.
DEUT.BABCOCK	Suchy strumień paliwa	O ₂	Strumieniowy	Promieniowanie Konwekcja	Mokre/ Niskotemp.
COMBUSTION ENGINEERING	Suchy strumień paliwa	Pow.	Strumieniowy	2-stopniowe/ Konwekcja	Suche/ Wysokotemp.
RHEINBRAUN/HTW	Suchy strumień paliwa	Pow.	Fluidalne złożo pęcherzykowe	Konwekcja	Suche/ Wysokotemp.
LURGI	Suchy strumień paliwa	Pow.	Fluidalne złożo pęcherzykowe		Złożo kamienia wap.
TAMPELLA	Suchy strumień paliwa	Pow.	Fluidalne złożo pęcherzykowe	Konwekcja	Suche/ Wysokotemp.
MHI	Suchy strumień paliwa	Pow.	Strumieniowy	2-stopniowe/ Konwekcja	Suche/ Wysokotemp.
KRW	Suchy strumień paliwa	Pow.	Fluidalne złożo pęcherzykowe	Konwekcja	Suche/ Wysokotemp.
AHLSTROM	Suchy strumień paliwa	Pow.	Fluidalne złożo pęcherzykowe	Konwekcja	Suche/ Wysokotemp.

Porównanie kosztów inwestycyjnych określonych według aktualnych analiz (1993) zestawiono na rys. 16 [2]. Wskazują one na wyraźną przewagę UPG z gazem ziemnym oraz porównywalne koszty inwestycyjne dla pozostałych technologii.

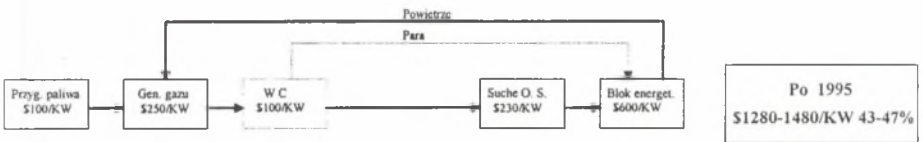
T=1260°C



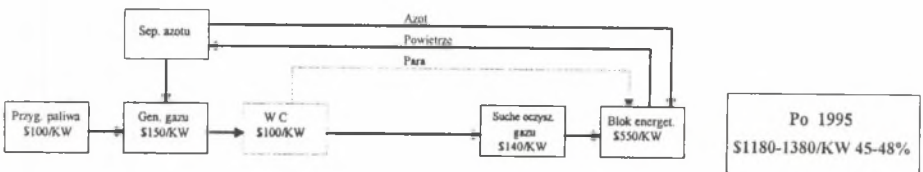
Wczesne lata 90-ścię
\$1400-1600/KW 38-42%



Po 1995
\$1350-1550/KW 43-46%

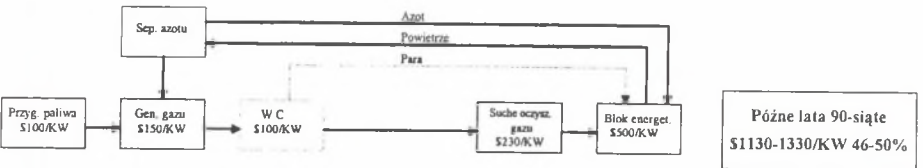


Po 1995
\$1280-1480/KW 43-47%



Po 1995
\$1180-1380/KW 45-48%

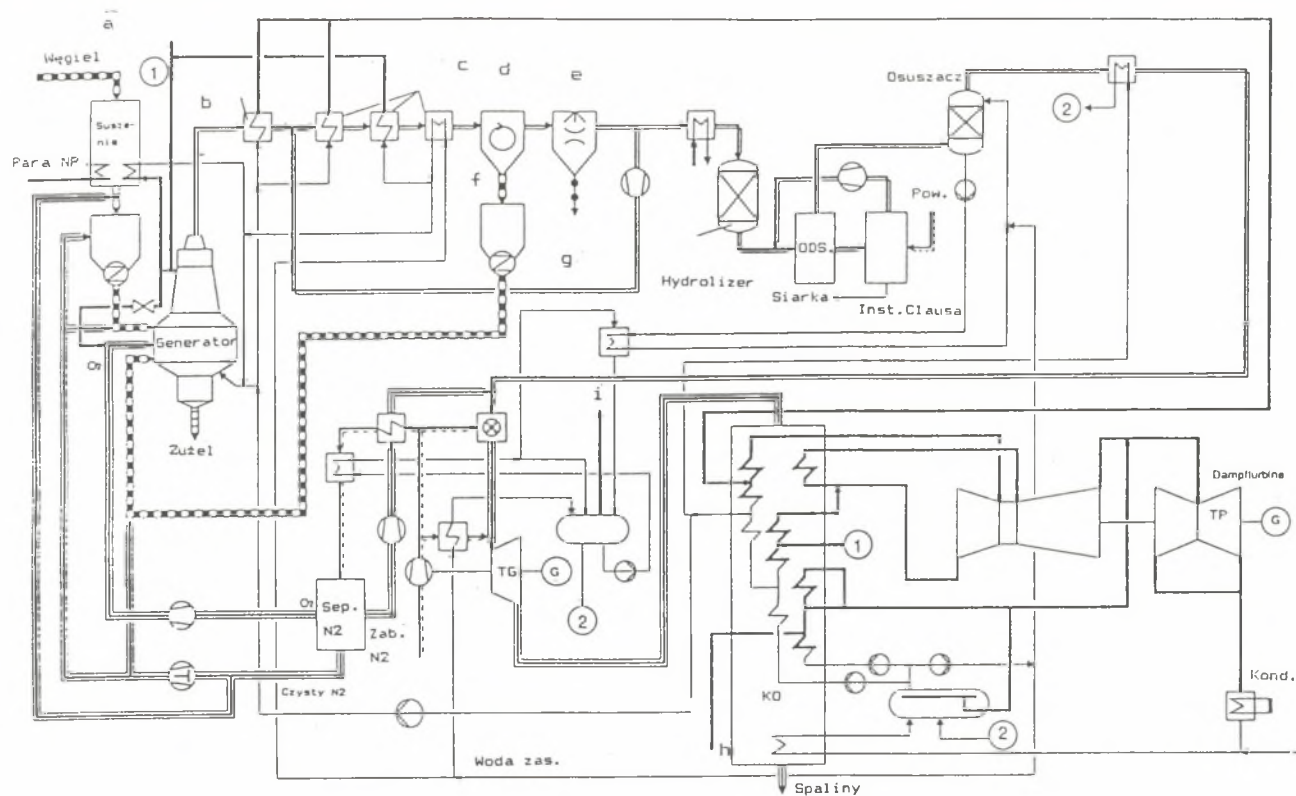
T=1370°C



Późne lata 90-ścię
\$1130-1330/KW 46-50%

Rys. 9. Ogólne schematy układów gazowo-parowych połączonych z instalacją zgazowania węgla

Fig. 9. Coal – gasification combined cycle plants

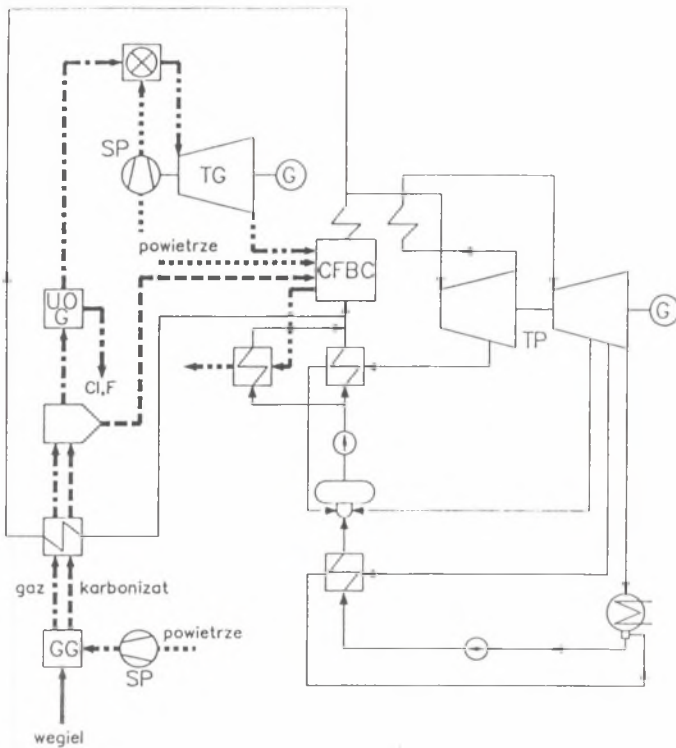


Rys. 10. Schemat układu gazowo-parowego ze zgazowaniem węgla. Elektrownia Puertollano, a. Para średnioprężna, b. Część opromieniowania, c. Część konwekcyjna, d. Separator pyłu, e. Płuczka Venturiego, f. Popiół, g. Ścieki, h. Para niskoprężna, i. Para niskoprężna. ODS – odsiarczenie

Fig. 10. Coal-gasification combined cycle plant Puertollano

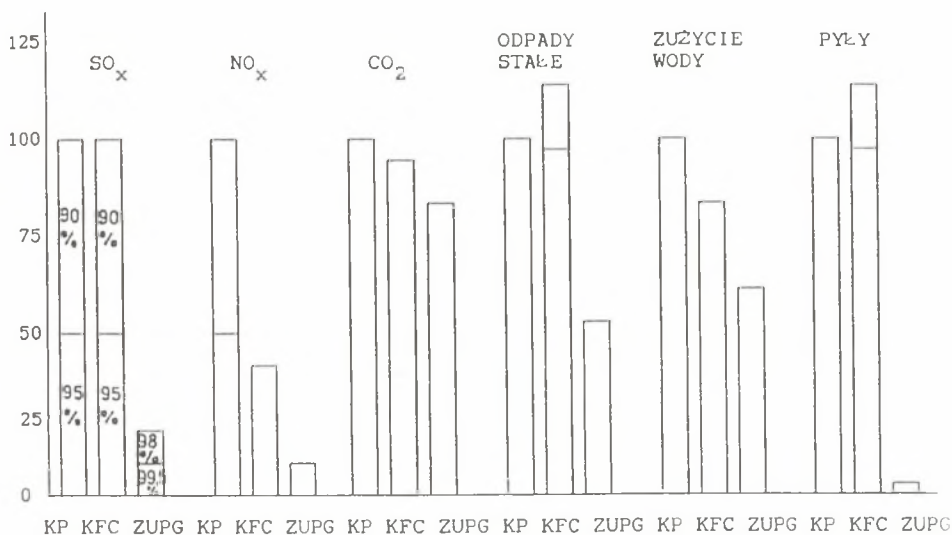
5. UWAGI O POTENCJALNYCH MOŻLIWOŚCIACH SEPARACJI CO₂ ZE SPALIN

Z badań wpływu różnych technologii emitujących gazy odpowiedzialne na efekt cieplarny wynika, że „wkład” energetyki jest rzędu 12%. Poprawa sprawności konwersji energii chemicznej paliw organicznych jest obecnie pod-



Rys 11. Układ gazowo-parowy zintegrowany z ciśnieniowym częściowym zgazowaniem węgla (koncepcja VEW). CFBC – ciśnieniowy kocioł fluidalny, VOG – oczyszczalnia gazu, GG – generator gazu, SP – sprężarka powietrza

Fig. 11. Combined cycle high-pressure coal gasification plant (VEW-idea)



Rys. 12. Emisja zanieczyszczeń: KP – blok kondensacyjny, KFC – kocioł fluidalny ciśnieniowy, ZUPG – instalacja gazowo–parowa ze zgazowaniem węgla

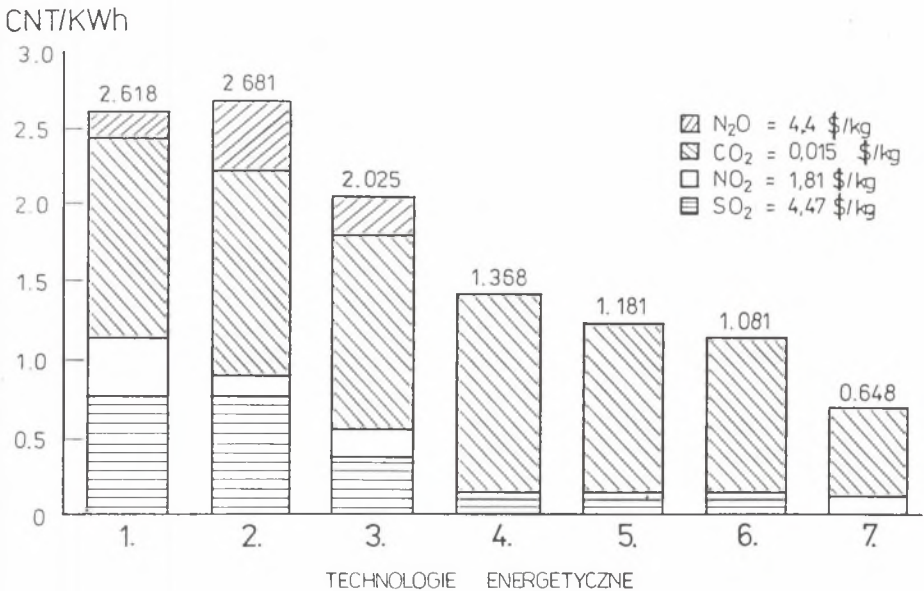
Fig. 12. Emission of the pollutants – KP – conventional condensation unit, KFC – PFBC, ZUP – combined cycle coal gasification plant

stawowym działaniem zmniejszającym emisję CO₂. Uruchomienie nowych instalacji dodatkowo zmniejszy w tym zakresie obciążenie środowiska przez energetykę (rys. 14, 15). Niezależnie jednak od tych zabiegów dyskutowane są obecnie także inne przedsięwzięcia służące redukcji ilości CO₂ emitowanych do atmosfery. Polegają one głównie na separacji CO₂ ze spalin, jego zestaleniu i składowaniu poza atmosferą (np. w oceanach). Rysunek 17 [12] ilustruje dwa możliwe rozwiązania separacji CO₂ w instalacjach parowo–gazowych zintegrowanych z odpowiednio prowadzonymi technologiami zgazowania węgla. Pierwszy z nich (rys. 17 a) dotyczy procesu produkcji CO i jego spalania w obecności tlenu w celu uzyskania spalin z dużą zawartością dwutlenku węgla, który następnie może być skraplany lub zestalony [12].

Na rys. 17 b pokazano instalację z produkcją bogatego w H₂ gazu syntetycznego i separacją CO₂ i produkcją suchego lodu. W pierwszym przypadku sprawność netto instalacji dla gazowego CO₂ wynosi ok. 43%, dla ciekłego CO₂ – 38,5%, stałego CO₂ – 32%. W drugim rozwiązaniu sprawność netto jest rzędu 34% (węgiel kamienny) i 38% (węgiel brunatny). W analizie przyjęto, że skraplanie CO₂ wymaga 0,1 kWh_e/kg CO₂, a jego zestalenie 0,26 kWh_e/kg CO₂ [12].

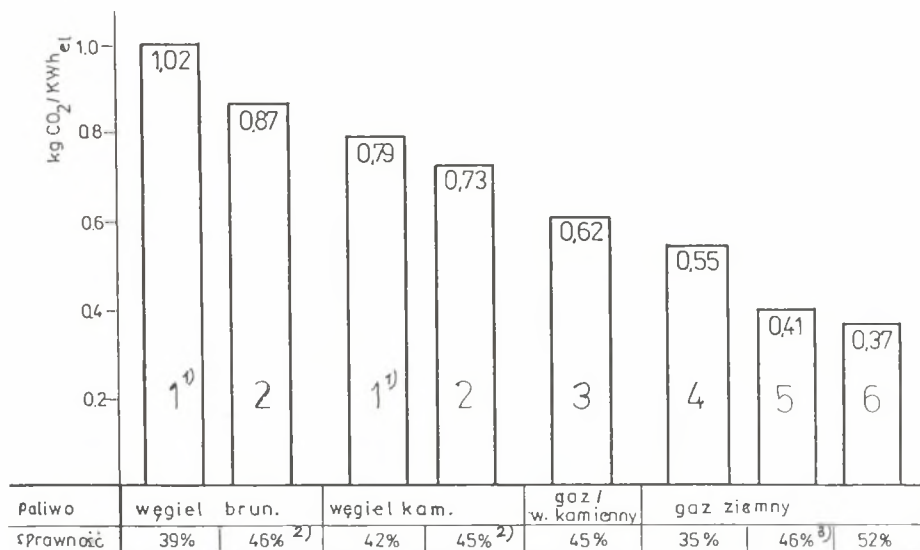
6. UWAGI KOŃCOWE

- Następuje ciągły rozwój konwencjonalnych bloków kondensacyjnych.
- W krajach o wysokim rozwoju gospodarczym opracowano wiele propozycji technologicznych umożliwiających racjonalniejsze (z ekonomicznego i ekologicznego punktu widzenia) energetyczne wykorzystanie węgla.
- Wiele z nich stanowi sprawdzoną podstawę modernizacji istniejących elektrowni, odbudowy mocy i budowy nowych źródeł wykorzystania energii elektrycznej i ciepła.
- W Polsce, z powodu braku konsekwentnej strategii rozwoju nowych (własnych) technologii energetycznych, proces modernizacji energetyki jest opóźniony.
- Należy oczekiwać dużego współzawodnictwa między poszczególnymi firmami na rynku nowych technologii. Ostateczna selekcja zależy będzie od poziomu rozwiązań technicznych, skuteczności eliminacji zagrożeń ekolo-



Rys. 13. Porównanie kosztów obciążenia środowiska: 1. Instalacja z kotłem pyłowym i oczyszczaniem spalin, 2. Instalacja z atmosferycznym kotłem fluidalnym, 3. Instalacja z ciśnieniowym kotłem fluidalnym, 4-6. Różne generacje układów zintegrowanych ze zgazowaniem węgla, 7. Układ gazowo-parowy opalany gazem ziemnym

Fig. 13. Environmental costs: 1. pulverized fuel fired boiler and flue gas cleaning, 2. atmospheric fluidized bed boiler, 3. PFBC, 4-6 various combined cycle coal gasification plants, 7 - natural gas fired combined cycle plant

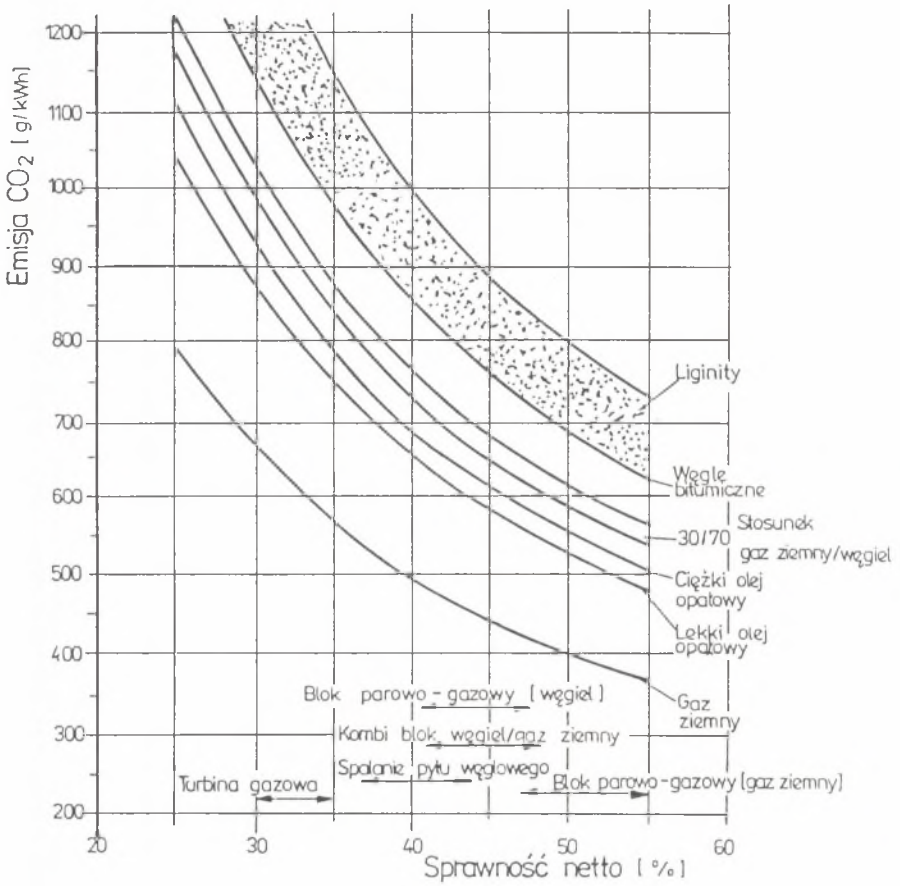


Rys. 14. Porównanie emisji CO₂ dla różnych paliw i technologii energetycznych: 1. Blok kondensacyjny, 2. Układ gazowo–parowy ze zgazowaniem węgla, 3. Sprzężony układ dwupaliwowy, 4. Turbina gazowa, 5. Sprzężony układ jednopaliwowy, 6. Układ gazowo–parowy. 1) – z instalacją oczyszczania spalin, 2) – sprawność termiczna, 3) – P_{TP}/P_{TP} = 4/1

Fig. 14. CO₂ emissions for various fuels and technologies: 1. Condensation unit, 2. combined cycle coal gasification plant, 3. two – fuel connected system, 4. gas turbine, 5. single fuel connected system, 6. combined cycle, 1) with flue gas cleaning, 2) – thermal effectivity, 3) P_{TP}/P_{TP} = 4/1

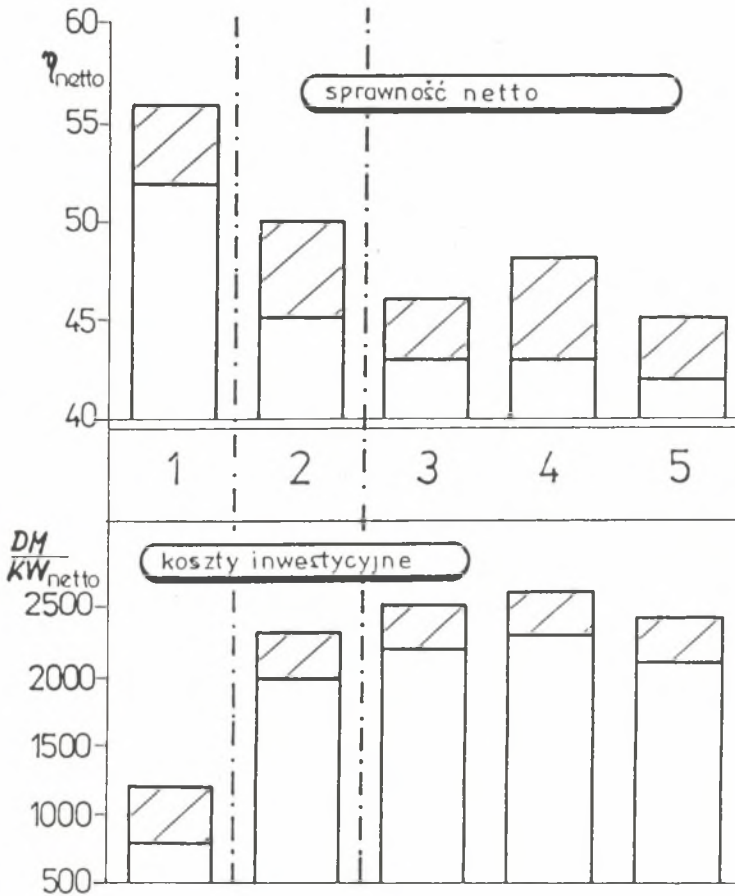
gicznych i zasobów kapitałowych umożliwiających budowę instalacji demonstracyjnych.

- W rozwiązaniu polskich zadań energetycznych ważną rolę powinny spełniać środowiska naukowo–techniczne wskazujące na kierunki rozwoju i wdrożenia nowych technologii.



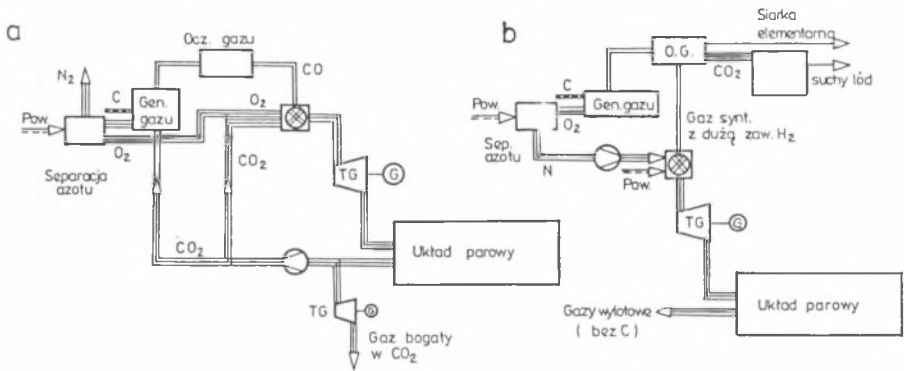
Rys. 15. Zależność wskaźnika emisji CO₂ od sprawności technologii wytwarzania energii elektrycznej

Fig. 15. CO₂ emission coefficient as a function of the power generation effectivity



Rys. 16. Koszty inwestycyjne i sprawność różnych technologii energetycznych: 1 – Układ gazowo–parowy opalany gazem ziemnym, 2 – Sprzężony układ dwupaliwowy (gaz/węgiel kamienny), 3 – Blok kondensacyjny, 4 – Układ gazowo–parowy ze zgazowaniem węgla, 5 – Układ z ciśnieniowym kotłem fluidalnym

Fig. 16. Capital investment and the effectivity of various power generation technologies: 1. natural gas fired combined cycle plant, 2. two – fuel connected system (gas, black coal), 3. condensation unit, 4. combined cycle coal gasification plant, 5. PFBC.



Rys. 17. a. Układy gazowo–parowe ze zgazowaniem węgla ukierunkowane na ułatwienie separacji CO_2 ze spalin

Fig. 17. a. combined cycle coal gasification plants modified for better separation of CO_2 from the flue gas

LITERATURA

- [1] Clean Coal Technology. Demonstration Program US Depart. of Energy. February 1991.
- [2] Rukes B.: Kraftwerkskonzepte für fossile Brennstoffe. VDI Berichte 1029. VDI Verlag, 1993.
- [3] Mosiya S., Maraguchi M., Yamazaki Y.: High efficiency technology of steam turbines. Hitachi Review, Vol. 42, No 1, 1993, 31–36.
- [4] Baunister R.L. i inni: Development requirements for an advanced gas turbine system, ASME Paper 94–GT–388.
- [5] Gästenkors Th., Köster K.: Erfahrungen und Ergebnisse eines vierjährigen Betriebes des 765–MW–Kombi–Blockes mit Steinkohlefeuerung im Kraftwerk Werne. VGB Kraftwerkstechnik 69, H. 5, 1989, 483–490.
- [6] Lovis M., Rukes B., Wittchow E.: Kraftwerkskonzepte mit Gasturbinen. Energie, 43, Heft 9, 1991, 26–32.
- [7] Todd D.M.: Clean Coal Technologies for Gas Turbines. GE Power Generation, GER–36508, 1992.
- [8] Weinzierl K.: Weiterentwicklung des kombinierten Gas/Dampfturbinen–Kraftwerkes (GDK) mit Integrierter Kohlenvergasung. VGB Kraftwerkstechnik 69, H. 7, 1989, 635–640.

- [9] Miller A., Lewandowski J.: Układy gazowo-parowe na paliwo stałe. WNT, Warszawa 1993.
- [10] Kraftwerkstechnik 2000. Vorträge VGB-Konferenz 21/22 Februar 1990 (VGB-TB 120).
- [11] Moszyński K.: Raport techniczny nt. Kotłów odzysknicowych do współpracy z turbinami gazowymi. T1, T2 (KKZ/OR-001), Racibórz 1993.
- [12] Pruschek R., Deljeklaus G.: Potential CO₂ Emission Reduction Processes [W] Kraftwerkstechnik 2000. Vorträge VGB-Konferenz (VGB-TB-120), 182-188.
- [13] Gawęd K. i inni: Ekonomiczne aspekty czystych technologii spalania węgla w energetyce. [W] Wpływ nowych „czystych” technologii wykorzystania węgla na jego rynek. Sympozjum PAWK S.A., 22.X.1991, Katowice.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Władysław GAJEWSKI

Wpłynęło do Redakcji 18. 08. 1994 r.

Abstract

The paper presents a review of power generation techniques using organic fuels. Economical and ecological characteristics (also problem of CO₂ – separation from the flue gas) have been analyzed emphasizing the coal-gasification combined cycles. The analysis results in following conclusions:

- continuous development of conventional condensation units is observed,
- a significant number of advanced technologies for better utilization of coal is demonstrated. Many of those technologies can be used for modernization, repowering as well as for new power plants,
- Poland having not a consequent strategy of own technological development, is regressed in the modernization,
- strong competition between the companies on new technology market is expected. Final selection will depend on commercial maturity and capital capacity, which make possible to construct demo- installations.