

Stefan TACZANOWSKI*

Symbioza węgla z energią jądrową dla produkcji paliw płynnych

STRESZCZENIE. Istotą niniejszej wizji symbiozy węgla z energią jądrową jest produkcja H_2 z jej wykorzystaniem na drodze elektrolizy, dostarczająca O_2 jako drugiego produktu. Wariant ten otwiera możliwość skutecznego wychwytu CO_2 z elektrowni opalanych węglem, dzięki jego spalaniu w atmosferze O_2/CO_2 zamiast w powietrzu. Otrzymanych powyższym sposobem H_2 wraz z węglem służą do produkcji syntetycznych paliw płynnych. Tą drogą można osiągnąć kilka celów: sprostać popytowi na energię elektryczną w szczycie kierując ją w razie potrzeby do sieci; pozyskiwać paliwa płynne z surowców krajowych, bez opłat za przekraczania odnośnych limitów emisji, jednocześnie podnosząc bezpieczeństwo paliwowe i elektroenergetyczne kraju. W podsumowaniu: symbioza węgla z energią jądrową dla produkcji paliw płynnych umożliwiając wykorzystanie wielkiego potencjału naturalnego, technologicznego i ludzkiego sektora węglowego jest optymalną, długofalową koncepcją rozwoju energetyki polskiej.

SŁOWA KLUCZOWE: węgiel, paliwa płynne, energia jądrowa, bezpieczeństwo energetyczne

Wprowadzenie

Nieustający wzrost aspiracji całej ludzkości do rozwoju cywilizacyjnego, a przede wszystkim rozwijających się społeczeństw (głównie Chin i Indii) już od kilkudziesięciu lat

* Prof. dr hab. inż. – Wydział Fizyki i Informatyki Stosowanej, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

manifestuje się zwiększoną globalną konsumpcją materialną zwiastując poważne zagrożenia. Wywodzą się one z przewidywanego w ciągu najbliższych dekad stałego wzrostu popytu na energię we wszystkich jej postaciach – w pierwszym rzędzie na energię elektryczną i paliwa silnikowe. Sprostanie tym potrzebom wymagałoby ciągłego uruchamiania nowych złóż. Jednak właśnie zasoby paliw węglowodorowych, gwarantujące wysoką rentowność zainwestowanego kapitału są najlepiej udokumentowane. Tym samym nie można oczekiwać przełomowych odkryć tanich złóż ropy i gazu – oprócz nieporównanie droższych, położonych w najbardziej nieprzyjaznych człowiekowi obszarach polarnych lub podmorskich poza szelfem, których racjonalna eksploatacja jest uwarunkowana znaczącym wzrostem cen paliw. Poza tym większość tych obszarów (szczególnie polarne) jest szczególnie wrażliwa ekologicznie i powinna być chroniona przed wszelką działalnością przemysłową. Wielkie nadzieje budzą odnawialne nośniki energii. Nie wszyscy są świadomi, że oprócz energii wodnej czy biomasy w skali świata, ich rola pozostanie ograniczona pomimo imponującego wzrostu pozostałych nośników. Na przykład według prognoz OECD [1], w wyniku spadku zużycia biomasy, globalny wkład energii odnawialnych w 2030 r. wzrośnie zaledwie do 13,8% z obecnych 11,4%. W Polsce ich obecne znaczenie z powodów obiektywnych – uwarunkowań geograficznych i klimatycznych nie da się znacząco zwiększyć. W warunkach kraju dość gęsto zaludnionego, nizinnego, ubogiego w wodę i gorące źródła, o klimacie niezbyt wietrznym i słabo usłonecznionym, nadzieje związane z tymi źródłami energii o niskiej dyspozycyjności i wysokich kosztach kapitałowych są złudne, a ich rzeczywiste możliwości – bardzo ograniczone.

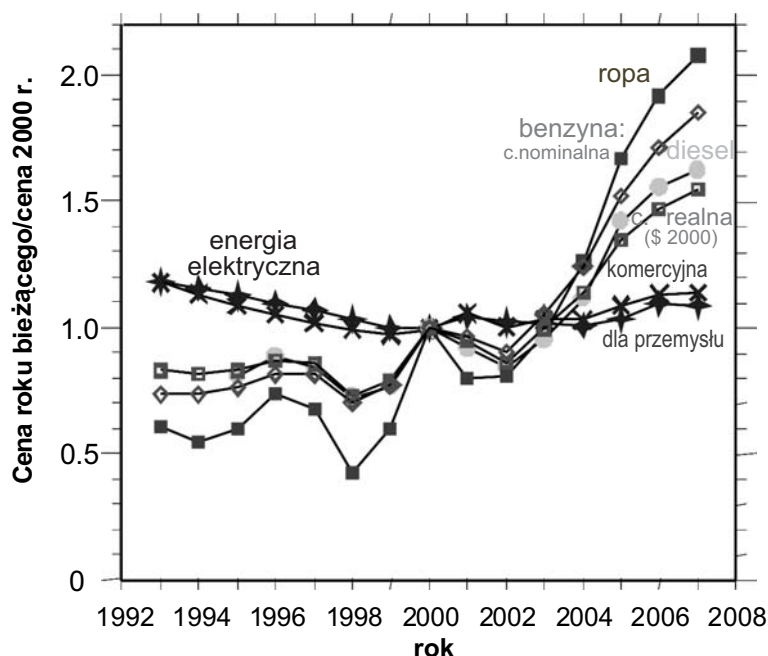
Większe znaczenie ma natomiast bardzo specyficzna postać energii w pełni zasługującej na miano odnawialnej, zwanej oryginalnie „negawaty”, która polega na jej racjonalnym oszczędzaniu. Ze wszech miar zasługuje ona na najszersze upowszechnianie. Jednak największy krok w tym kierunku został w Polsce zrobiony już w latach 1988–1992 [2], kiedy recesja przemysłu ciężkiego (żałosnej schedy gospodarki centralistycznej) przyniosła spadek zużycia energii, np. elektrycznej, o około 20%. Natomiast obecnie bez wielkich nakładów inwestycyjnych w najnowocześniejsze, energooszczędne lecz kosztowne technologie we wszystkich niemal dziedzinach nie można oczekiwać dalszego istotnego postępu na tej drodze.

Priorytetowym zagadnieniem, przed którym stoi Polska jest zabezpieczenie dostaw energii elektrycznej oraz podaży paliw węglowodorowych, których brak będzie zagrażać ograniczeniem suwerenności kraju. Polskie zasoby węgla obu rodzajów – kamiennego i brunatnego uzasadniają ich wykorzystanie do osłabienia uzależnienia od importu ropy drogą produkcji paliw syntetycznych. Metody ich wytwarzania, mając dostatecznie długą tradycję i zasób doświadczeń w skali przemysłowej, zasługują na poważną analizę i wzięcie pod uwagę jako główną opcję rozwiązania problemu paliwowego bezpieczeństwa Polski. Jednocześnie bardzo ostre wymogi środowiskowe narzucające na energetykę węglową dramatyczne ograniczenia nakazują współpracę z technologią wolną od emisji CO₂, SO₂ i NO_x. Takim partnerem dla węgla może i powinna być energia jądrowa. Dalekosiężna strategia energetyczna Polski winna być formułowana w oparciu o możliwie najlepszą wiedzę. Staraniem autora jest dostarczenie niniejszym argumentów i danych do podjęcia optymalnych odnośnych decyzji.

1. Uwarunkowania energetyczne

1.1. Wybrane relacje fizyczno-ekonomiczne

Rozeznanie problemów współczesnej energetyki może poszerzyć analiza ewolucji cen różnych nośników energii w ciągu ostatnich kilkunastu lat. Pogląd ten wynika ze świadomości, że od proporcji między nimi zależy zasadność kierunku konwersji energii od danego nośnika w pożądany. Dostępne dane [3] dotyczą USA (rys. 1), jednak generalny charakter obserwowanych przemian można uznać za uniwersalny. (Ceny nośników z roku 2000 przyjęto tu za jednostkowe).



Rys. 1. Ewolucja relacji cen różnych nośników energii w USA

Fig. 1. Evolution of price relations of main energy carriers in the US

Jak wynika z rysunku 1, w odróżnieniu od paliw płynnych ceny energii elektrycznej zachowały zaskakującą stabilność. Wyrażone w dolarach z roku 2000, jej ceny z 2007 roku w porównaniu z rokiem 1993 nawet minimalnie spadły. Widać też jak drastycznie różna jest relacja cen energii elektrycznej do ropy z lat 1993–1999 od tej samej relacji w roku 2007. Można więc nawet postawić pytanie: czy nie byłoby lepiej zamiast produkować z ropy energię elektryczną zrobić odwrotnie – z elektryczności pozyskiwać paliwa płynne?

Porównanie cen energii w zależności od jej nośnika, wyrażonych w liczbach bezwzględnych, dostarczające bardziej precyzyjnego obrazu sytuacji ilustruje tabela 1 [4].

TABELA 1. Ile wart jest 1 GJ?

TABLE 1. How much worth is 1 GJ?

Nośnik energii	Ropa	Benzyna	Gaz	Węgiel	H ₂	CH ₃ OH	U _{nat}	Energia elektryczna		
Ceny i dodatkowe informacje	125 US\$/b 42 GJ/t b → 136 kg d = 6/7 kg/l	~3 zł/kg 44 GJ/t	12 \$/MBtu (MBtu = 1.055 GJ)	200 US\$/t ~60 zł/t kamienny brunatny 7000 kcal/kg 10 GJ/t	~3 US/kg produkcja LWR	525 Euro/t 20 GJ/t	150 US\$/kg cykl otwarty burnup: 40 GWd/t cykl zamknięty	~50–150 \$/MW-h ~100–300 zł/MW-h		
Ceny GJ [US\$/GJ]	25	35 75 zł/GJ	12,5	~7 15 zł	~3	~25	~42	~1 0,01	~14–40 \$ ~28–80 zł	
Koszt CO ₂ [30 US\$/t/GJ]	3	3	2,5	~5	~9	jądr. węgl. ~0	~9	2,9	~0 n.a.	jądr. węgl. ~0 ~10

Analizując zawartość tabeli 1 można przyjąć, że choć ceny nośników podlegają silnym wahaniom w czasie i są istotnie zróżnicowane regionalnie, to przedstawione tam proporcje cen między nośnikami są zachowane. Szeroki przedział cen energii elektrycznej wynika z różnicy między jej ceną w szczycie a ceną w dolinie zapotrzebowania. Ponadto trzeba pamiętać, że te ceny są cenami rynkowymi zakupu, zatem zawierającymi niemałą opłatę za przesył, o którą jest pomniejszony przychód producenta w razie jej sprzedaży do sieci. (Według dostępnych danych [5] opłaty za przesył dla odbiorców przemysłowych na Litwie w 2004 wynosiły 24,34 Euro/MW·h, tj. około 50% płaconej przez nich ceny). Uwaga ta wzmacnia poniższe, najważniejsze tu spostrzeżenie dotyczące porównania cen paliw płynnych i energii elektrycznej.

Nie tracąc świadomości różnic regionalnych, politycznych itp. stwierdzić można, że energia zawarta w ciekłych paliwach (w benzynie, a także w oleju napędowym i metanolu) jest średnio znacznie droższa od elektrycznej. A producenta tej energii prowadzi to do wniosku, że bardziej opłacalne może być jej wykorzystanie (u siebie – bez ponoszenia kosztów przesyłu) do produkcji paliw płynnych niż jej sprzedaż do sieci. Stąd, choć produkcja wodoru z elektrolizy na rynek może budzić wątpliwości – pozyskiwanie z niego paliw ciekłych staje się opłacalne. Oczywiście, produkcja paliw wymaga dalszych inwestycji, zakupów węgla itp., ale ponieważ energię elektryczną można produkować bez emisji CO₂, problem tradycyjnych metod upłynniania węgla – emisja CO₂, nie jest przeszkodą nie do pokonania.

1.2 Bezpieczeństwo elektroenergetyczne

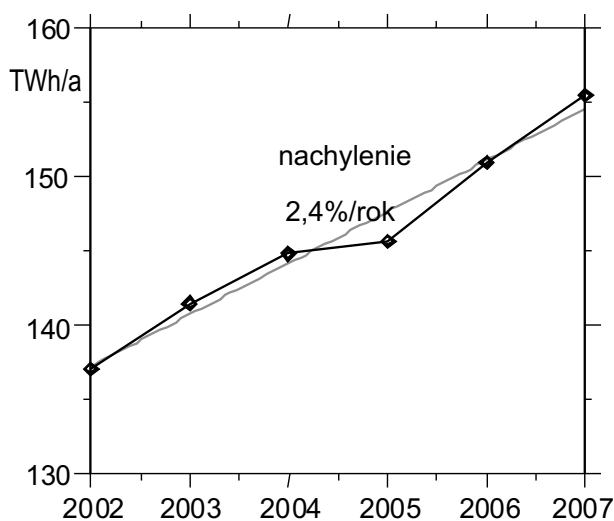
W dyskusji nad problemami elektroenergetyki zasadne jest porównanie z innymi krajami UE, jako orientacyjnym obrazem naszej przyszłości i tłem, na jakim pojawia się energia jądrowa. Wynika z niego m.in., że w zużyciu energii elektrycznej na mieszkańca [6], wyprzedzamy tylko 3 z nich, zajmując 24 miejsce. Potrzeba zmiany tej sytuacji jest, więc niesporna – na bieżącym poziomie zużycia energii elektrycznej nasz awans cywilizacyjny

jest niemożliwy. Bardziej szczegółowy obraz sytuacji energetycznej Polski ilustrują tabela 2 i rysunek 2.

TABELA 2. Wzrost zużycia energii elektrycznej w wybranych krajach po kilkunastu latach członkostwa w UE [7]

TABLE 2. Increase in electricity consumption in selected countries after joining the EU

Państwo	Wzrost zużycia [%]	
	ogółem	średnioroczny
Irlandia /83-98/	88,1	4,3
Hiszpania /83-98/	54,1	2,9
Grecja /83-98/	74,8	3,8
Portugalia /85-98/	84,8	4,2



Rys. 2. Wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce

Fig. 2. Growth of electricity use in Poland

Najważniejszy wniosek wypływający z tych danych, to prognoza olbrzymiego zapotrzebowania na nowe moce i to już w ciągu najbliższych kilkunastu lat. Przyjąwszy za słuszny pogląd, że nie ma energii równie kosztownej jak brakująca energia, nie można dopuścić do zahamowania rozwoju gospodarczego kraju z powodu deficytu energii elektrycznej. W Grecji, Portugalii i Hiszpanii, najmniej rozwiniętych krajach „starej” Unii po ich przyjęciu do UE zużycie energii wzrastało w tempie 3–4% rocznie. Z ostrożniejszego założenia autora dla Polski – 2%, do roku 2025 wynika zapotrzebowanie na „nowe” ~25 GW_e. Sama konieczność wyłączenia najstarszych elektrowni, zmusza do budowy nowych o mocy około 10 GW_e. Stopień

naszego opóźnienia w rozwoju cywilizacyjnym ilustruje fakt, że w 2025 r., po kilkunastu latach stałego (optymistycznie!) 2% wzrostu, tj. osiągnąwszy roczne zużycie na mieszkańca około 6 MW·h pozostaniemy nadal poniżej średniej UE-15 \approx 7 MW·h z roku 2001! [8].

Nie sposób przewidzieć, jakie będą stan prawny oraz jego ekonomiczne i polityczne następstwa w okresie skutkowania decyzji obecnie podejmowanych w energetyce. W szczególności nie do przewidzenia jest przyszłość rynku uprawnień do emisji CO₂ oraz kryteriów ich przydzielania. Niespotykane fluktuacje odnośnych cen, obserwowane w 2006 r., są normalnym zjawiskiem rynkowym, choć daleko tu do rządów praw rynkowych. Ponadto należy mieć świadomość, że niepoohamowany wzrost zużycia energii państw rozwijających się (przede wszystkim największych) niezważający na zagrożenia w skali globu pozbawia samoograniczenia emisji w UE wszelkiej skuteczności.

Bez wyrzeczeń ponoszonych przez wszystkich „producentów” CO₂ zmiany klimatu są nie do powstrzymania, a konkurencyjność gospodarek obciążonych olbrzymimi kosztami dla sprostania powyższym wymogom drastycznie zmaleje. Szczytna idea ratowania świata przed efektem szklarniowym nabiera dla Zachodu cech samobójczych, ze skutkiem rysującym się w horyzoncie krótszym niż przewidywane następstwa wzrostu koncentracji CO₂ w atmosferze.

Nie wiadomo więc, jak ostatecznie potoczy się kwestia limitów emisji CO₂. Niewykluczone, że może zaowocować ich istotnym złagodzeniem w UE – bądź osłabieniem egzekwowania ich przestrzegania. A z całą pewnością w przyznawaniu limitów emisji KE powinna kierować się uwzględnianiem naturalnych uwarunkowań krajów, tj. dostępnością energii odnawialnych, a nie jedynie bieżącym poziomem ich emisji.

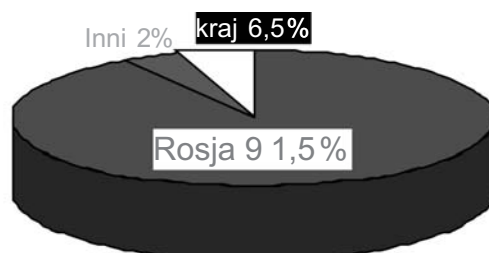
Lepiej jednak nie być zmuszonym do zakupu drogich uprawnień do emisji CO₂ lecz starać się je zachować. Pozostaje tylko wybór drogi rozwoju energetyki polskiej w świadomości zobowiązań Polski w Traktacie Akcesyjnym (w 2002 emisja SO₂ = 801 tys. Mg) do obniżenia emisji SO₂ w 2010 poniżej 400 tys. Mg, zaś w 2012 poniżej 300 tys. Mg, a po 2015 także emisji NO_x oraz wieku obecnych instalacji elektroenergetyki polskiej, czyli konieczności wycofywania starszych jednostek z eksploatacji [9]. W obliczu powyższych uwag rozwój elektroenergetyki węglowej napotyka na poważne przeszkody.

Nie można rekomendować też zastępowania węgla gazem z uwagi na: ceny gazu, niepewność jego dostaw, także niepomijalną emisję CO₂ oraz ścisłą synchronizację obciążeń sieci gazowej i elektrycznej (rocznych i dobowych maksimów) – przy braku wystarczających magazynów gazu. Podobnie trudno oczekiwać w Polsce tysięcy MW-lat energii elektrycznej ze skądinąd niezastąpionych lokalnie odnawialnych nośników energii. Również nasz potencjał oszczędzania energii elektrycznej, choć nie zerowy, jest ograniczony, wobec bardzo niskiego poziomu jej zużycia.

Wydaje się zatem, że w najkrótszej perspektywie przynajmniej częściowym środkiem zaradczym dla zabezpieczenia podaży energii elektrycznej jest (roz)budowa linii elektroenergetycznych łączących Polskę z sąsiadami, tj.: z Czechami, Słowacją, Ukrainą, Litwą (obok Niemiec i Szwecji). Niestety, nie można mieć absolutnej gwarancji rezerwy mocy sąsiadów skoro szczyt zapotrzebowania u nich jest skorelowany z naszym z powodów obiektywnych.

1.3. Bezpieczeństwo paliwowe

Rozmieszczenie zasobów paliw węglowodorowych w świecie jest znane ze skoncentrowania w regionach niestabilnych – w państwach nieprzewidywalnych politycznie, niegwarantujących pewności dostaw, które w przeszłości nie wahały się użyć swej monopolistycznej pozycji dla realizacji celów politycznych. Pełnego uzasadnienia wagi problemu dostarczają dane dotyczące pochodzenia ropy zużywanej w Polsce, ilustrujące stopień zależności od dostawcy zagranicznego (rys. 3).



(przy rocznym zużyciu ropy i pochodnych ~21 mln t)

Rys. 3. Dostawcy ropy naftowej do Polski
Źródło: orka.sejm.gov.pl oraz gazeta bankowa 5.11.2007 r.

Fig. 3. Poland oil suppliers

Jak wynika z sąsiedniego diagramu, import ropy cechuje absolutny monopol. Wobec powyższego i wysokich cen ropy zrozumiałe stają się próby znalezienia jej substytutu.

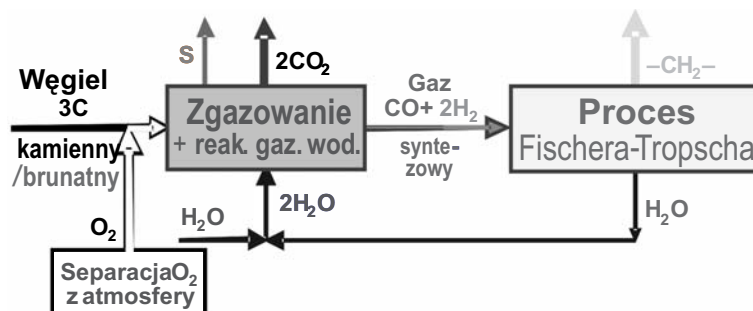
Polskie zasoby węgla obu rodzajów, kamiennego i brunatnego, uzasadniają ich wykorzystanie do osłabienia uzależnienia od importu ropy drogą produkcji syntetycznych paliw.

1.3.1. Zarys metod upłynniania węgla

Od początków wieku XX znane są skuteczne metody produkcji paliw płynnych zarówno bezpośrednio, np. Bergiusa (patent 1913 r.), jak i pośrednio – poprzez uprzednią gazyfikację np. Fischera-Tropscha (patent 1925 r.). Metody te były szeroko stosowane w Niemczech odciętych w czasie drugiej wojny światowej od pozazuropejskich źródeł ropy, a także w Wielkiej Brytanii.

W drugiej połowie XX wieku paliwa płynne z węgla pozyskiwano na szeroką skalę w Republice Południowej Afryki poddanej naftowemu embargo w następstwie obowiązującego tam apartheidu. Należy dodać, że procesy gazyfikacji i upłynniania należą do najefektywniejszych metod „clean coal technology” zapewniając m.in. znacznie wyższą skuteczność usuwania siarki (do 97%) z produktu, a także jego lepszą jakość (np. liczbę cetanową paliwa silnikowego).

Na pośredniej metodzie upłynniania węgla (rys. 4 poniżej) głównie oparte są instalacje koncernu SASOL z RPA. Według odnośnych danych [10] z 40,2 mln Mg węgla zużytego w instalacjach działających w RPA otrzymano około 7,7 mln Mg produktu w tym 66% paliw



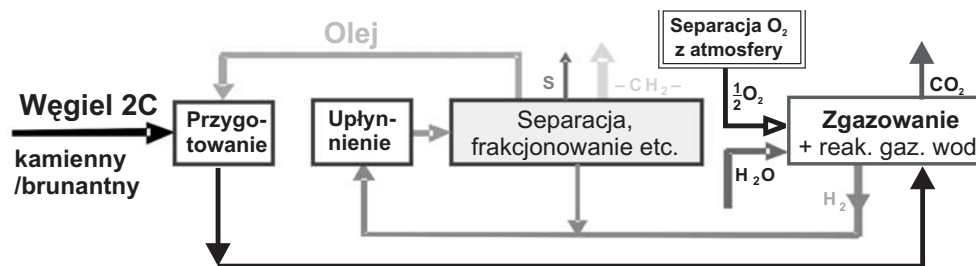
Rys. 4. Uproszczony schemat metody pośredniej upłynniania węgla

Fig. 4. Simplified scheme of indirect coal liquefaction method

syntetycznych (ciekłych i gazowych). Z kolei z projektu SASOL w Indiach przewiduje się z 20 mln Mg węgla około 3 mln Mg paliw ciekłych [11].

Na schemacie (rys. 4) widać nieoptymalne wykorzystanie wodoru w procesie Fischera-Tropscha (tj. wodoru uzyskanego dzięki spalaniu węgla). Co najmniej połowa H_2 zamiast przechodzić do paliw jest spalana tworząc wodę.

Jako wydajniejsza energetycznie uznawana jest bezpośrednia metoda upłynniania węgla (rys. 5).



Rys. 5. Uproszczony schemat metody bezpośredniej upłynniania węgla

Fig. 5. Simplified scheme of direct coal liquefaction method

Jak widać na rysunku 5, wodór uzyskany ze spalania części węgla jest lepiej wykorzystany.

Najbardziej zaawansowana obecnie instalacja wykorzystująca metodę bezpośrednią upłynniania węgla – Shenhua DCL (Direct Coal-to-Liquid), znajduje się w Chinach. Dostępne informacje o niej [12] zostały zebrane w tabeli 3.

Na uwagę zasługują tu następujące dane: podjęcie decyzji o budowie jeszcze w czasach taniej ropy, nakłady inwestycyjne prowadzące do niskiego progu opłacalności i duża wydajność produkcji paliw. Jednak w warunkach europejskich konieczność spalania węgla dla uzyskania energii niezbędnej do produkcji wodoru może być przeszkodą nie do pokonania. A wykorzystanie węgla bywa jeszcze mniej zadowalające w rzeczywistych procesach. W nich, w przeciwieństwie do idealnych (rys. 4 i 5), do produktu przechodzi jeszcze

TABELA 3. Charakterystyka Shenhua DCL Plant

TABLE 3. Performance of the Shenhua DCL Plant

Nakłady inwestycyjne	1,5 mln \$
Skład paliw	olej nap. ~53%, benzyny ~35%, LPG ~12%
Emisja CO ₂	3,6 mln t/r.
w tym:	3,1 mln t/r. dla produkcji H ₂
Historia	
✧ przyznanie subwencji rządowej	1998 (cena ropy 12 \$/bl)
✧ ukończenie studium wykonalności	2002 (cena ropy 23 \$/bl)
✧ budowa:	
start	2003 (cena ropy 30 \$/bl)
zakończenie	2008 (cena ropy >100 \$/bl)
✧ próg opłacalności	cena ropy 35–40 \$/bl
Wydajność produkcji paliw 24 000 bl/d = 3816 m ³ /d = ok. 3340 t/d = ok. 1,2 mln t/r.	

mniejsza część wsadu węglowego, a 60–90% przyjmuje postać CO₂ – rodząc następne problemy. Z kolei proponowane dla ułatwienia jego wychwytu spalanie w tlenie jest racjonalne pod warunkiem, że energia do produkcji O₂ nie pociąga za sobą emisji CO₂. Jednak sama idea zatłaczania dla składowania wychwyconego CO₂ w formacjach geologicznych budzi pewne wątpliwości. Przede wszystkim – skoro mamy chronić klimat globu – musi być to składowanie na zawsze.

Tymczasem ilość składowana nie jest jednorazowym zatłoczeniem na kształt magazynowania np. gazu ziemnego, lecz silnie narastająca w ciągu całej dającej się przewidzieć przyszłości, a zatem co najmniej przez cały czas użytkowania danej technologii, czyli wiele dziesiątków lat. Ponadto wszelkie uwolnienia tego gazu, duszącego przy koncentracjach > 5–10%, jako cięższego od powietrza, są absolutnie niedopuszczalne (por. fenomen Nyos, Kamerun, 1986 r. [13] około 1800 ofiar śmiertelnych). Ciśnienia konieczne do utrzymania ogromnych ilości CO₂ (temperatura krytyczna 31°C) mogą zagrażać stabilności złoża. Tak więc, choć użycie węgla nie jest tu barierą, staje się nią produkcja CO₂.

2. Symbioza węgla z energią jądrową

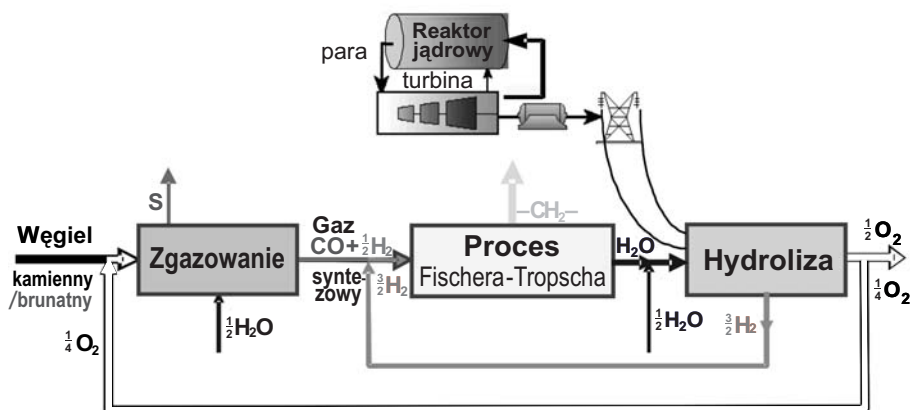
2.1. Projekty symbiotyczne węgla z energią jądrową

W odnośnych koncepcjach cechą wspólną jest wymagająca wielkich ilości energii produkcja H₂ z rozkładu wody drogą elektrolizy przy użyciu energii jądrowej. Według światowych danych, 2 mln ton wodoru (tj. ilość wystarczającą do wytworzenia np. kilkudziesięciu milionów ton paliw płynnych z ropy naftowej) otrzymuje się na drodze elektrolizy. Z kolei konieczność dostarczenia gospodarce polskiej dostatecznej ilości energii elektrycznej już w horyzoncie dekady narzuca wykorzystanie obecnie dominującej w świecie

i dojrzałej technologii reaktorów jądrowych chłodzonych wodą. Już obecne ceny paliw płynnych (w perspektywie kilkunastu lat raczej wyższe niż niższe) uzasadniają produkcję wodoru tą drogą. Jeżeli nie „full time”, to co najwyżej z wyłączeniem szczytu obciążenia, dla zaspokojenia bardziej palących potrzeb elektroenergetyki, a także w przewidywaniu atrakcyjnych (dla producenta!) cen energii szczytowej. Manifestuje się tu wielka zaleta niniejszej koncepcji: podniesienie energetycznego bezpieczeństwa Polski dzięki dostarczaniu paliw syntetycznych skojarzonemu z objęciem obciążeń szczytowych w przerwach produkcji wodoru.

2.1.1. Metoda pośrednia upłynniania węgla w symbiozie z energią jądrową

Podejście to jest rozwijane intensywnie w USA, głównie w General Atomics [14, 15]. Istotę koncepcji ilustruje rysunek 6.



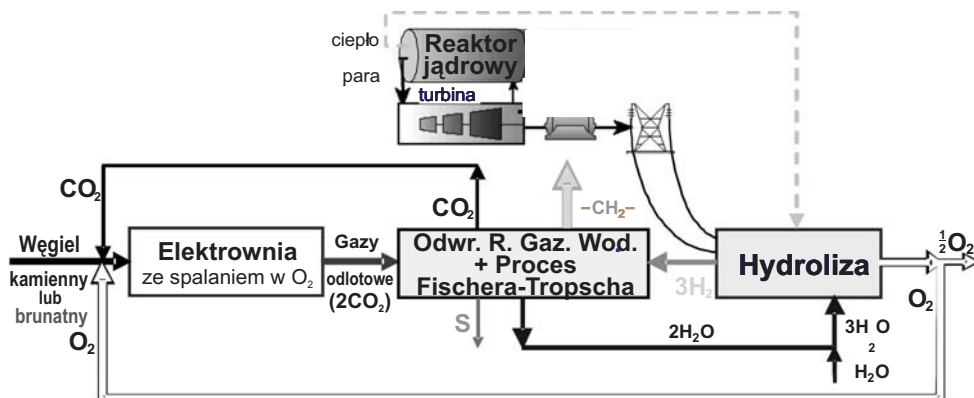
Rys. 6. Uproszczony schemat metody pośredniej upłynniania węgla z jądrowym wspomaganie

Fig. 6. Simplified scheme of nuclear supported indirect coal liquefaction method

Oczywistą zaletą tej koncepcji jest uniknięcie emisji CO_2 , nieuchronnej dla klasycznej wersji tej metody. Dodatkowym jej plusem jest nadwyżka produkcji tlenu. To źródło określonych zysków nie może jednak skompensować dużych nakładów energii do produkcji wodoru, którego nadmierne zużycie jest immanentną cechą procesu Fischera-Tropscha. Połowa wytworzonego z wody H_2 jest tu bowiem z powrotem utleniana do H_2O (rys. 6), zamiast przechodzić do paliw.

Drugi wariant symbiozy węgla z energią jądrową, proponowany równolegle przez tych samych autorów jest bardziej ambitny – surowcem zawierającym węgiel jest CO_2 . W omawianej niżej wersji nie jest on brany z powietrza (jak np. w projekcie GA inspirowanym problemami Department of Defense/Navy [14]), lecz z gazów odlotowych dużych instalacji o limitowanej emisji CO_2 (rys. 7).

Istotę powyższego projektu można skrótowo określić jako dwukrotne spalanie węgla, ponieważ ten sam węgiel spalony w elektrowni węglowej jest następnie wykorzystywany jako paliwo płynne. Oznacza to za razem – przy niezmiennym łącznym pozyskaniu/zużyciu



Rys. 7. Uproszczony schemat produkcji paliw płynnych z CO₂ z jądrowym wspomaganie

Fig. 7. Simplified scheme of nuclear supported CO₂ based synfuel factory

energii w postaci energii elektrycznej i energii w paliwach – dwukrotne zmniejszenie emisji CO₂. Efekt ekologiczny jest więc imponujący. Elektrownie węglowe należą do najpotężniejszych źródeł CO₂. Gdy dla producenta paliw płynnych surowcem są gazy odlotowe, wówczas jako odbiorca CO₂, może on uwolnić elektrownię od płacenia kar za emisję lub kupowania uprawnień, czy trudnego zatłaczania CO₂ do bezpiecznych jego składowisk za konkurencyjną opłatą. Wspomniany wyżej tlen nabiera szczególnego znaczenia właśnie w tych okolicznościach, ułatwiając wychwytywanie CO₂ dzięki możliwości spalania węgla w tlenie. Jednocześnie widzimy tu znacznie większy wsad wodoru (rys. 7) w porównaniu z opcją bazującą na węglu. Należy tu podkreślić, że tym razem nie wynika to z wyboru metody Fischera-Tropscha, lecz z powodów oczywistych (CO₂ jest surowcem zawierającym wprawdzie węgiel, ale bez jego energii spalania). Poza tym wybór procesu F-T wydaje się nie mieć alternatywy, gdy substratem procesu jest gaz. Jednak niezależnie od przyczyny, skutkiem jest w tej koncepcji potrzeba większej mocy reaktorów jądrowych skojarzonych z elektrownią węglową. Lepszych wyników można oczekiwać przy użyciu reaktora wysokotemperaturowego, od którego można oczekiwać wyższej sprawności produkcji H₂ w metodą termochemiczną (np. proces siarkowo-jodowy) niż drogą elektrolizy. Analizie strony ekonomicznej omawianych tu projektów będzie poświęcone nieco więcej miejsca.

2.1.2. Aspekty ekonomiczne energii jądrowej w symbiozie z węglem

W pierwszej kolejności – dla porównania z zasobami paliw węglowodorowych, skoncentrowanymi w krajach niespolegliwych, przypomnimy rozmieszczenie (z uwzględnieniem jakości rud) światowych złóż uranu: Australia, Kanada, Kazachstan, RPA, Namibia, Brazylia, Niger, Rosja i in. Z powyższej listy wynika, że zasoby uranu są rozmieszczone w świecie nieporównanie „bezpieczniej” niż ropa i gaz. W następnej kolejności rozważymy koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Z uwagi na wysoki koszt budowy i wyposażenia elektrowni jądrowej oraz stosunkowo niski paliwa jądrowego i utrzymania w ruchu takiej elektrowni, cena produkowanej energii

elektrycznej zależy głównie od kosztów kapitałowych, w tym od oprocentowania kredytu bankowego. W znaczeniu kosztów stałych rzadko dostrzega się więcej niż wadę, nie widząc zalety ich stałości podnoszącej per se wiarygodność planowania i odnośnych prognoz na przyszłość. Koszty kapitałowe zależą od wielu czynników, wahając się, przykładowo od 1000 USD/kW_e w Republice Czeskiej do 2500 USD/kW_e w Japonii [16]. Pokazuje to przeważające znaczenie lokalnych kosztów pracy. Raport ten [16] z lipca 2008 wyczerpująco omawia koszty energetyki jądrowej na bazie danych dostarczonych z szeregu krajów wykorzystujących tę postać energii. W szczególności więcej uwagi poświęca nakładom inwestycyjnym, jako głównemu elementowi kosztów wytwarzania energii elektrycznej tą drogą. Oprócz czynników znanych od dawna (wysokość oprocentowania i forma spłaty kredytu, czas budowy, ryzyko inwestycyjne) wymienione są m.in.: liczba budowanych bloków w danej lokalizacji, startowy wsad paliwowy, koszt terenu i okolicznej infrastruktury – np. linii przesyłowych, opłaty związane z odnośnymi procedurami prawnymi w tym – licencjonowania (czas!) i in. W związku z czasem budowy poszczególnych jednostek raport podaje dla reaktorów uruchomionych w Japonii w 1996–1997 około 4 lata, a przewidywany dla następnych zawiera się w granicach 48–54 miesiące. Ponieważ dane źródłowe często nie precyzują założeń, na których się opierają (np. które z powyższych kosztów są uwzględniane) jako ocenę ostateczną nakładów inwestycyjnych można uznać około 3000 USD/kW, bazującą głównie na reaktorach ABWR i ESBWR (GE-Hitachi) oraz AP1000 (Westinghouse).

W stosunku do tych liczb oszczędności nie są wykluczone, a może je przynieść: sprawny proces licencjonowania, rozłożenie kosztu efektu FOAK (*First-Of-A-Kind*) na kolejne planowane jednostki, budowa których jest coraz tańsza dzięki zdobywaniu doświadczenia. Można tu jeszcze dodać współużytkowanie infrastruktury oraz znajomość uwarunkowań lokalnych. Warto dodać, że średnia wysokość nakładów inwestycyjnych wszystkich elektrowni jądrowych we Francji wyrażona w euro z roku 2004 wynosi 1300 euro/kW [17].

Sporo uwagi przyciąga kwestia kosztów paliwa, obejmujących jego produkcję i sam surowiec, czyli uran. Jest prawdą, że fluktuacje ceny U są znaczne, (np. dla dostaw natychmiastowych, tzw. „spot prices”) od 36 USD za funt U₃O₈ w 2000 roku do 140 USD w lipcu 2007, by spaść do 90 USD w styczniu 2008 i dalej do 60 USD w sierpniu 2008 [18]. Niestabilność ta nie stanowi jednak problemu, ponieważ udział ceny uranu w koszcie energii elektrycznej z elektrowni jądrowych jest niewielki stanowiąc około 5% w 2006 r. Trzeba też postawić pytanie, jak szybko energia jądrowa może osiągnąć znaczący udział w energetyce kraju. Niezbędne tempo rozwoju energetyki jądrowej wymagać będzie wielkiego wysiłku organizacyjnego i zaangażowania kapitału prywatnego. Należy tu przypomnieć, że w Wielkiej Brytanii w latach 1963–1972 uruchomiono 21 reaktorów energetycznych, czyli ponad dwa rocznie, a we Francji w latach 1978–1989 przyłączono do sieci 45 jednostek o mocy 50 GW_e! Zatem czy w Polsce, bogatszej w latach 2019–2030 od tych krajów o 40–60 lat rozwoju i światowych doświadczeń energetyki jądrowej, uruchamianie dwóch reaktorów jądrowych rocznie, jest na pewno wykluczone? Bez woli politycznej – niestety tak, pomimo wielkiej liczby miejsc pracy tworzonych przez inwestycje tej skali.

A w najkrótszej perspektywie środkiem zaradczym dla doraźnego zabezpieczenia ciągłości dostaw paliw węglowodorowych jest budowa odpowiednich magazynów gazu, a także

paliw ciekłych. Aby to osiągnąć faza projektowa i analizy możliwych strategii włączenia energetyki jądrowej w system energetyczny kraju powinny się rozpocząć bezzwłocznie.

W oparciu o dostępne dane odnoszące się do wyżej opisywanych projektów, zaczerpnięte z [14, 15], m.in. ich efektywność ekonomiczną ujęto w tabeli 4.

TABELA 4. Ocena kosztów produkcji paliw płynnych z jądrowym wspomaganie. (koszt kapitału 10%, uprawnienia do emisji CO₂ 30USD/Mg)

TABELA 4. Performance of nuclear supported indirect coal and/or CO₂ liquefaction synfuel factory

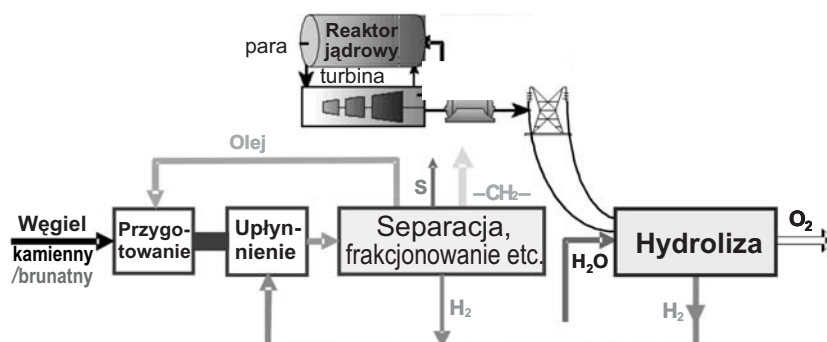
Surowiec	Węgiel	CO ₂	
Produkcja roczna	600 000 m ³	820 000 m ³	
Moc reaktora jądrowego	LWR 2080 MWt	LWR 5650 MWt	HTR 2690 MWt
Koszt produktu	0,61 USD/dm ³	0,87 USD/dm ³	0,72 USD/dm ³
jw. – przychód ze sprzedaży niewykorzystanych uprawnień do emisji CO ₂	0,61 USD/dm ³	0,64 USD/dm ³	0,49 USD/dm ³
Koszt netto paliw w Polsce	~2,2–2,6zł = ~1–1,2USD (06.2008)		

Z tabeli 4 wynika, że podawane koszty pozyskania paliw silnikowych (z węgla) są niższe od aktualnych cen paliw netto w Polsce wynoszących około 1 USD/dm³ (benzyna) i 1,2 USD/dm³ (olej napędowy) [19]. W wariantach produkcji z CO₂ uzasadnione jest uwzględnienie odnośnej premii za zmniejszenie emisji CO₂. Ponadto dodatkowym źródłem dochodu może być sprzedaż nadwyżek tlenu jako produktu ubocznego wytwarzania wodoru. W takich warunkach koszty pozyskania paliw kształtują się na poziomie sześćdziesięciu kilku centów przy użyciu reaktora lekkowodnego (tj. elektrolitycznej produkcji wodoru) i spadają jeszcze niżej do około 0,5 USD/dm³ w razie produkcji H₂ metodą termochemiczną – przy zastosowaniu reaktorów wysokotemperaturowych (np. proces siarkowo-jodowy). Szacunki te naturalnie odnoszą się do uwarunkowań amerykańskich, niekoniecznie dokładnie odpowiadające polskim. Niestety, komercyjnych reaktorów wysokotemperaturowych jeszcze nie ma, a także spalanie w tlenie nie nagromadziło doświadczeń porównywalnych z upłynnianiem węgla.

2.1.3. Metoda bezpośrednia upłynniania węgla w symbiozie z energią jądrową

Bardziej obiecująca, jako bliższa realizacji, jest zatem koncepcja skojarzenia elektrowni jądrowej z reaktorem lekkowodnym z instalacją bezpośredniego upłynniania węgla (rys. 8).

Zaletą bezpośredniej metody upłynniania – oszczędne gospodarowanie H₂ ma szczególne znaczenie, ponieważ przesądza o wydajności produkcji paliw na jednostkę mocy elektrowni jądrowej. W oparciu o dane dotyczące instalacji w Shenhua [12] oraz raportu [20] odnoszących do zagadnień ekonomicznych elektrowni jądrowych, wykonano wstępne oszacowanie efektywności ekonomicznej przedstawianej tu koncepcji. Ocenę wydatków ponoszo-



Rys. 8. Uproszczony schemat metody bezpośredniej upłynniania węgla z jądrowym wspomaganiami

Fig. 8. Simplified scheme of nuclear supported direct coal liquefaction method

nych w związku z nakładami inwestycyjnymi dokonano stosując możliwie najprostsze algorytmy opisane m.in. w [20]. Otrzymane wyniki zamieszczono w tabeli 5.

TABELA 5. Charakterystyka ekonomiczna produkcji paliw płynnych z węgla metodą bezpośrednią przy wykorzystaniu energii jądrowej

TABLE 5. Performance of nuclear supported direct coal liquefaction synfuel factory

Nakłady inwestycyjne [mln zł]		Wydatki roczne [mln zł]					Produkcja roczna (na sprzedaż)	Koszt jednostki produktu	Przychód roczny
		inwestycje	O&M (utrzymanie)	paliwo	Σ	Σ			
Elektrownia jądrowa	8 000	1 030	200	(U) 150	1 380	2 700	0 TW·h	- zł/MW·h	~3 000 mln zł
Wytwórnia paliw	5 000	650	400	(C) 270	1 320		1,1 mln t	~2 zł/l	

Tabela 5 wymaga pewnych objaśnień. Wydatki inwestycyjne, 8 i 5 mld zł, zostały oszacowane z pewnym „zapasem” w porównaniu z liczbami podanymi w [16] i [12], podobnie jak odnośne roczne wydatki obliczone przy założeniu 8% i 20 lat spłacania kredytu. Oszacowania kosztu jednostki produktu oraz przychodu rocznego mogą być jedynie przybliżone – dostępne dane [12] nie zawierają ani składu ani gęstości produktu, co wpływa też na koszty (O&M), tj. eksploatacyjne i utrzymania w ruchu. Ceny węgla też są trudne do sprecyzowania. Z kolei w ocenie przychodu nie uwzględniono korzyści ze sprzedaży tlenu (ok. 1 mln Mg), co poszerza margines bezpieczeństwa tych ocen. Ponieważ aktualne ceny sprzedaży energii elektrycznej obecnie nie wydają się być konkurencyjne w porównaniu z cenami paliw, nie założono jej produkcji na sprzedaż, podobnie jak produkcji metanu – nadal nieekonomicznej (jednak około 10% produktu stanowi gaz – LPG).

2.2. Bezpieczeństwo technologii jądrowych

Wobec odnośnych kontrowersji, lansowanie energii jądrowej wymagające przekonującego uzasadnienia, nie może pomijać kwestii bezpieczeństwa (tym razem termin ten w przeciwieństwie semantyki jego poprzednich zastosowań teraz oznacza bezpieczeństwo fizyczne).

Negatywne postawy społeczne względem energii jądrowej są elementem obiektywnym, który musi być brany pod uwagę przy kształtowaniu polityki energetycznej państwa. Stanowi on jeden z najważniejszych czynników inwestycyjnego ryzyka, podnoszący koszty kredytów bankowych i skutecznie powstrzymujący zaangażowanie kapitału prywatnego.

Przez około 20 lat: 1986–2006 o energii jądrowej nie było słychać praktycznie żadnych głosów pozytywnych. Obecnie postawy te ulegają przemianom na rzecz energii jądrowej, szczególnie wśród młodzieży i manifestują się silniej ze wzrostem wykształcenia. Ewolucja ta zaczyna obejmować stopniowo także i elity decydentów, skoro na stronach Ministerstwa Gospodarki [21], czytamy:

„W kontekście ograniczonego potencjału oraz ekonomicznych ograniczeń w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii bez wykorzystania energetyki jądrowej nie ma możliwości spełnienia prawnych wymagań ekologicznych oraz obniżenia poziomu zanieczyszczenia środowiska. [...] Elektrownie jądrowe są najtańszymi źródłami energii elektrycznej o wielkiej skali tj. zdolnymi rozwiązać problem zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną w skali całych systemów elektroenergetycznych.”

Wbrew potocznym opiniom należy podkreślić wysoki poziom bezpieczeństwa energetyki jądrowej. Dojrzałość technologii istniejących reaktorów lekkowodnych ciśnieniowych i wyjątkowy dorobek (ok. 10 000 reaktorów-lat pracy bez żadnej poważnej awarii np. stopienia rdzenia) jest przekonującym dowodem ich niezawodności. Rozwiązania przyjęte w reaktorach oferowanych obecnie wykluczają absolutnie powtórzenie scenariusza z Three Mile Island czy Czarnobyli (reaktor grafitowy, chłodzony wodą, nie licencjonowany poza dawnym ZSRR). Nowościami są:

- ✧ uproszczenie konstrukcji, m.in. przez zmniejszenie liczby zaworów, pomp, sterowników itp. zapewniające obniżenie prawdopodobieństwa ich awarii, tj. całego reaktora, poniżej 10^{-5} /rok oraz prawidłową pracę reaktora przez 60 lat przy dyspozycyjności powyżej 90%;
- ✧ wykorzystanie procesów/praw fizycznych (grawitacja, ciśnienie sprężonego gazu, konwekcja, itp.) zamiast mechanizmów lub interwencji operatora dla zapobiegnięcia skutkom awarii;
- ✧ standaryzacja elementów reaktora i montaż na placu budowy skracający jej czas;
- ✧ zamknięcie reaktora i najistotniejszych układów elektrowni (obiegu chłodzenia, układów awaryjnych i in.) w obudowie bezpieczeństwa, ograniczającej skutki najpoważniejszej awarii i uniemożliwiającej uszkodzenie reaktora np. przez rakietę, upadek samolotu itp.

Debata nad bezpieczeństwem jądrowym obejmuje też zagadnienia wypalonego paliwa jądrowego, z uwagi na jego wysoką radiotoksyczność. Jednocześnie należy zauważyć, że wszystkie elektrownie jądrowe świata „produkują” go około 10 tys. ton rocznie (tj. elek-

trownia 1 GW_e zaledwie ~30 ton!), co w porównaniu z 11 mld ton CO₂ emitowanych z elektrowni na paliwo organiczne jest wielkością milion razy mniejszą.

Warto też zauważyć postęp w opracowaniu nowych form paliwa jądrowego. Przykładowo, paliwo TRISO z tlenkiem uranu zamkniętym w kapsułkach z SiC lub ZrC (stosowane głównie do reaktorów wysokotemperaturowych) odznacza się największą odpornością na temperaturę – wykluczającą uwolnienie toksycznych substancji promieniotwórczych nawet w razie utraty chłodzenia.

Są dwie drogi postępowania z wypalonym paliwem: przerób (po przechowywaniu tymczasowym) w celu wyekstrahowania uranu i plutonu dla ponownego użycia ich w paliwie typu MOX, albo przeznaczenie jako odpadu do ostatecznego składowania. Kraje „jądrowe”: Francja, Federacja Rosyjska, Wielka Brytania, Japonia, Chiny i Indie przerabiają wypalone paliwo jądrowe lub kierują je do przechowywania w przewidywaniu przyszłej przeróbki. Stąd, choć całkowicie bezpiecznym rozwiązaniem jest ostateczne składowanie takich odpadów w stabilnych formacjach geologicznych, obecnie około $\frac{1}{3}$ wypalonego paliwa jądrowego w świecie podlega powyższej procedurze. W końcu nie wolno zapominać o korzystnej i bezpiecznej możliwości jego transmutacji w przyszłych układach podkrytycznych dla uzyskania dodatkowego „dopalenia” paliwa jądrowego oraz redukcji wolumenu radiotoksycznych odpadów do składowania.

Podsumowanie i wnioski

Zarysowana tu koncepcja wykorzystuje wyłącznie elementy znane i oddzielnie eksploatowane od kilkudziesięciu lat:

- 1) Komercyjne energetyczne reaktory jądrowe do produkcji energii elektrycznej działają od blisko 50 lat.
- 2) Elektrolityczne pozyskiwanie wodoru, choć rozpowszechnione nieporównanie mniej niż energetyka jądrowa jest technologią rozwiniętą na skalę przemysłową.
- 3) Otrzymywanie paliw silnikowych z węgla na wielką skalę stosowane było w Niemczech w czasie drugiej wojny światowej (np. metoda bezpośrednia Bergiusa lub proces Fischera-Tropscha), nadal rozwijane jest w RPA i przede wszystkim w Chinach, gdzie bardzo duże inwestycje są w toku.
- 4) Natomiast jedynym istotnie nowym elementem wymagającym badań dla optymalizacji systemu pozostaje jego integracja w jedną całość perfekcyjnie współpracujących, wybranych technologii.

Spolegliwych dostawców i jednocześnie dysponentów odpowiednich złóż ropy naftowej w całym świecie brak. W Unii Europejskiej ubogiej w surowce energetyczne, jedynie węgla (obu rodzajów) jest względnie dużo. Poza Polską jego znaczące zasoby znajdują się w Niemczech, Czechach, Wielkiej Brytanii, Grecji. Spoza krajów UE można wymienić np. Ukrainę, Turcję i oczywiście w Azji Chiny oraz Indie. Rynek potencjalnego wykorzystania przedstawianej tu propozycji jest, więc ogromny. Nie oznacza to, że technologia tych procesów

jest już zoptymalizowana i nie wymaga dalszych badań. Przede wszystkim musi być poprzedzona budową instalacji o charakterze pilotowym dla przetestowania integracji wszystkich elementów systemu.

Możliwe ograniczenie produkcji wodoru do czasu poza szczytem obciążenia, burzy zakorzeniony obraz energetyki jądrowej ograniczonej wyłącznie do zaspokajania "base load". Objęcie obciążeń szczytowych dzięki użyciu jej do produkcji wodoru oznacza podniesienie energetycznego bezpieczeństwa Polski w wyniku:

- 1) dostarczania paliw syntetycznych na bazie surowca krajowego – węgla;
- 2) podwyższenia zapasu dyspozycyjnej mocy (dotąd gł. opartej o hydroenergię lub utrzymywanie bloków w ruchu w warunkach dalekich od optymalnych, poniżej mocy znamionowej).

Podsumowując: symbioza węgla z energią jądrową dla produkcji paliw płynnych zapewniając jednocześnie wykorzystanie wielkiego potencjału naturalnego, technologicznego i ludzkiego sektora węglowego jest optymalną, długofalową koncepcją rozwoju energetyki polskiej.

Literatura

- [1] Key World Energy Statistics 2007, International Energy Agency.
- [2] TACZANOWSKI S., 2005 – Perspektywy energetyki jądrowej., Prace Międzywydziałowej Komisji Nauk Technicznych PAU, 229–243.
- [3] Annual Energy Review 2007, Energy Information Administration, DOE, 2008.
- [4] TACZANOWSKI S., Opr. własne.
- [5] Annual Report of the Lithuanian Electricity and Natural Gas Market to the European Commission, National Control Commission for Prices and Energy, Vilnius, 2005.
- [6] http://www.europa.eu.int/comm/energy_transport/etif/index.html
- [7] TACZANOWSKI S., POHORECKI W., 2000 – Refleksje nad założeniami polityki energetycznej. Raport IAE-65/A, ss. 181–186.
- [8] http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/10_internal_market_country_reviews_en.pdf
- [9] http://new.pkee.pl/files/Pliki/pkee_prezentacja.pdf.
- [10] http://sasol.quickreport.co.za/sasol_ar_2004/
- [11] <http://www.newkerala.com/news4.php>
- [12] Qingyun Sun, CTL Development in China, Congressional Noontime Briefing, Washington, D.C. April, 2008.
- [13] <http://perso.wanadoo.fr/mhalb/nyos>
- [14] BOGART S.L. et al., 2006 – Production of Liquid Synthetic Fuels from Carbon, Water, and Nuclear Power... Proc. ICAPP 2006, Reno, NV, June 2006.
- [15] UHRIG R.E., SCHULTZ K.R., BOGART S.L., 2007 – Implementing the "Hydrogen Economy" with Synfuels. The Bent of Tau Beta Pi, Summer 2007.
- [16] The Economics of Nuclear Power, World Nuclear Association (July 2008).
- [17] The New Economics of Nuclear Power, World Nuclear Association (Dec. 2005).
- [18] <http://www.world-nuclear.org>.
- [19] <http://szczesniak.pl/node/527>.

- [20] <http://www.adb.org>, Costs and Input Requirements of Power Utilities, TA 6267-REG, Vol. III Study C:
[21] <http://www.mg.gov.pl/gospodarka/energetyka/Polityka+Energetyczna+Polski+do+2030+roku.htm>

Stefan TACZANOWSKI

Coal-nuclear symbiosis for production of liquid fuels

Abstract

The essence of the presented herewith idea of coal-nuclear symbiosis lies in several mutually coupled elements: In the first, H₂ is obtained by electrolytic water splitting, together with O₂ as a precious by-product. The energy necessary for this process is supplied from the nuclear reactor. The O₂ can be used e.g. for oxy-combustion in the coal fired power plant, thus facilitating sequestration of CO₂ while H₂ is supplied to the liquid fuel factory. The present concept allows for achievement of a number of aims: if necessary, the electricity produced in the nuclear power plant can be supplied to the national grid to cover peak demand; liquid fuels are produced without emissions i.e. without carbon tax from home energy carriers – coals; all this heightening energy security of the country. Great resources, natural, technical and human of the coal sector of Poland can be best utilized. Summarizing: the coal-nuclear synergy is the optimum far-sighted concept of development of the Polish energy sector.

KEY WORDS: coal, liquid fuels, nuclear energy, energy security