

PROBLEMY PRZED JAKIMI STOI POLSKA ENERGETYKA

Ryszard BARTNIK

Streszczenie W artykule zaprezentowano problemy, przed jakimi stoi polska energetyka i konieczne kroki, jakie należy podjąć, by je rozwiązać. Przedstawiono ponadto możliwe technologie energetyczne, jakie mogą mieć zastosowanie w krajowej energetyce.

Słowa kluczowe: modernizacja energetyki, technologie energetyczne.

1. Wprowadzenie

Krajowa energetyka zawodowa z uwagi na zły stan techniczny zaawansowanych wiekiem węglowych elektrowni i elektrociepłowni stwarza duże zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Wymaga bardzo dużych, szacowanych na 200 miliardów złotych nakładów inwestycyjnych na odnowienie i modernizację. Około 60% krajowych mocy wytwórczych eksploatowanych jest co najmniej 30 lat i pracuje z niską efektywnością energetyczną. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w krajowych elektrowniach jest średnio mniejsza o ok. 10 punktów procentowych od sprawności osiągniętych w elektrowniach w krajach „starej” piętnastki Unii Europejskiej. Co więcej, brak rzeczywistych rezerw mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) dodatkowo stwarza zagrożenie dla pewności zasilania krajowych odbiorców w energię elektryczną.

Jak wynika z powyższego, przed polską energetyką stoją duże wyzwania. Aby je rozwiązać należy znaleźć odpowiedzi na następujące pytania. Jakie technologie energetyczne należy stosować? Jaki wpływ na końcową wartość założonego kryterium celu przy poszukiwaniu optymalnej strategii inwestycyjnej mają ceny nośników energii i relacje między nimi? Jak rozłożyć w czasie spłatę finansowych środków własnych lub kredytowanych, by w założonym horyzoncie czasowym osiągnąć założony cel? Czy ekonomicznie uzasadnione są inwestycyjnie tanie modernizacje istniejących bloków węglowych do dwupaliwowych układów gazowo-parowych, ale za to spalających drogi gaz ziemny, czy bardziej uzasadniona jest budowa drogich bloków na parametry nadkrytyczne opalanych relatywnie tanim węglem? A może najbardziej uzasadniona jest budowa elektrowni jądrowych? Powyższe pytania są pytaniami o ekonomiczną efektywność inwestycji w energetyce. Oczywiście jest, że powinna być ona jak największa, że koszty wytwarzania energii elektrycznej powinny być jak najmniejsze [1].

2. Problemy przed jakimi stoi krajowa energetyka i konieczne kroki jakie należy podjąć by im sprostać

Podstawowymi problemami krajowej energetyki są:

- niedobór mocy, jaki pojawi się na przestrzeni kilku najbliższych lat
- zaawansowany wiek i technologicznie przestarzałe bloki o niskiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej

- unijny pakiet klimatyczno-energetyczny określany skrótowo mianem 3×20%, który wymusza:
 - 1) konieczność ograniczenia emisji dwutlenku węgla CO₂ do 2020 roku o 20% w stosunku do emisji z 1990 r.
 - 2) poprawę efektywności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej w tym samym okresie o 20%
 - 3) zwiększenie udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całkowitej produkcji energii również o 20% (w Polsce udział ten powinien wynieść 15%)
- mały udział procesów skojarzonych w wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej.

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. Niespełnienie wymagań pakietu będzie skutkowało wyłączeniem z eksploatacji krajowych elektrowni lub ogromnymi, kilkunastomiliardowymi karami finansowymi. Pakiet klimatyczno-energetyczny jest zatem ogromnym zagrożeniem dla bazującej na węglu, i słusznie, bowiem jego zasoby w kraju są duże, polskiej energetyki.

Podpisując pakiet w grudniu 2008 r. polski rząd wyszedł znacznie przed szereg, i, co najgorsze, z katastrofalnymi konsekwencjami dla kraju. Skrajną nieodpowiedzialnością było bowiem wyrażenie zgody i podpisanie pakietu ze zmienionym rokiem bazowym z 1990 na rok 2005. Zredukowaliśmy bowiem w tym czasie w stosunku do 1990 roku emisję dwutlenku węgla aż o 32% (zgodnie z protokołem z Kioto mieliśmy to zrobić w stopniu 6%) i zatem z bardzo dużą nadwyżką spełnialiśmy założone kryterium 20%, gdy natomiast bogate kraje „starej” piętnastki UE zrobiły to zaledwie w stopniu 2% (zamiast 8%). Nie było ponadto dowodów na to, że antropogeniczna emisja gazów cieplarnianych, w tym głównie emisja dwutlenku węgla jest odpowiedzialna za tzw. efekt cieplarniany. Ostatnio opublikowane wyniki badań pokazują, że temperatury na świecie przestały rosnać od 1994 roku, chociaż w ostatnich 20 latach światowa konsumpcja węgla kamiennego wzrosła o 100% i w 2010 r. wyniosła 6,2 mld ton. W tym samym czasie produkcja węgla w Polsce spadła o ok. 50% do 77 mln ton. Unijna polityka klimatyczna to nie tylko ogromne zagrożenie dla polskiej energetyki, ale również dla naszego przemysłu. Należy wręcz powiedzieć, że i dla niego jest katastrofalna. Kolejnym ogromnym błędem była bowiem zgoda polskiego rządu na wyłączenie z pakietu klimatyczno-energetycznego takich sektorów jak rolnictwo, transport i budownictwo. Firmy działające w tych sektorach nie dość, że nie muszą redukować emisji CO₂, to jeszcze mogą je zwiększyć o 14 procent. Natomiast firmy działające w przemyśle zostały objęte handlem emisjami od 2005 roku. Otóż większość emisji CO₂ pochodzi właśnie z tych wyłączonych sektorów, a nie z energetyki węglowej, a właśnie w tej „zwolnionej” emisji przodują państwa „starej” piętnastki UE, wielokrotnie przekraczając emisję polskich elektrowni. I te bogate państwa za tę emisję o wiele bardziej trujących spalin, gdyż z dużą domieszką tlenku węgla CO i sadzy, nie są i nie będą obciążone żadnymi sankcjami. Ogromne kilkunastomiliardowe roczne koszty muszą natomiast ponosić polscy przedsiębiorcy. Koszty te „przenoszą” się na ceny towarów i usług, których może „nie wytrzymać” polskie społeczeństwo. Gdyby uciekając od tych kosztów przedsiębiorcy przenieśli produkcję poza granice Polski, na przykład do Chin, to takie działania w jeszcze większym stopniu przełożyłyby się na ubóstwo społeczeństwa i w konsekwencji na bankructwo państwa. Trzeba zatem dążyć do co najmniej zawieszenia wykonalności zobowiązań emisyjnych, jak i innych głównych wymagań związanych z polityką klimatyczną Unii Europejskiej. Dążenia takie nie są jednak w stanie zmienić konieczności modernizacji przestarzałej technologicznie,

charakteryzującej się niską średnią, rzędu 30–32%, sprawnością wytwarzania energii elektrycznej i w dużej mierze zdekapitalizowanej krajowej energetyki.

Podstawową koniecznością jest zatem przeprowadzenie niezbędnych analiz, wyniki których pozwolą na podjęcie racjonalnych procesów inwestycyjnych w krajowej energetyce. Konieczne jest podjęcie problematyki wielotorowo:

- 1) analizy termodynamicznej i ekonomicznej odnowienia istniejących elektrowni i elektrociepłowni na węgiel kamienny
- 2) analizy termodynamicznej i ekonomicznej konwersji istniejących elektrowni i elektrociepłowni do postaci układów dwupaliwowych z wykorzystaniem gazu ziemnego
- 3) termodynamicznej i ekonomicznej analizy opłacalności budowy nowych źródeł energii elektrycznej i ciepła

oraz

- 4) termodynamicznej i ekonomicznej analizy możliwości zwiększenia skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.

Konieczne jest zatem:

- opracowanie metodyki poszukiwania optymalnych strategii inwestycyjnych w energetyce oraz procedur obliczeniowych wspomagających proces planowania w niej przedsięwzięć modernizacyjnych
- opracowanie modeli matematycznych układów technologicznych elektrowni i elektrociepłowni dla możliwych wariantów modernizacji istniejących układów węglowych oraz budowy nowych źródeł energii elektrycznej i ciepła
- wykonanie obliczeń optymalizacyjnych różnych wariantów modernizacji istniejących elektrowni i elektrociepłowni węglowych oraz budowy nowych źródeł energii elektrycznej i ciepła
- przeprowadzenie analizy relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii rzutujących na efektywność techniczną i ekonomiczną możliwych sposobów modernizacji krajowej energetyki.

W szczególności konieczne jest:

- opracowanie metodyki poszukiwania optymalnych strategii inwestycyjnych w określonych warunkach otoczenia technicznego i ekonomicznego
- konieczność wprowadzania nowoczesnych technologii wytwórczych
- oszczędność energii chemicznej paliw pierwotnych oraz zmniejszenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery w skali gospodarki kraju
- zwiększenie udziału procesów skojarzonych w wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej
- możliwość zmniejszenia strat transformacji i przesyłu energii elektrycznej w wyniku lokalizacji źródeł ciepła i energii elektrycznej w pobliżu odbiorców
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju przez dywersyfikację rodzaju paliw stosowanych w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach – tworzenie układów dwupaliwowych (węgiel kamienny, gaz ziemny)
- dążenie do wzrostu zużycia gazu ziemnego oraz zmniejszenie zużycia paliw stałych w KSE
- opracowanie metodyki i procedur obliczeniowych wspomagających proces projektowy, zapewniających optymalne rozwiązania konstrukcyjne
- modernizacja istniejących układów ciepłych węglowych elektrowni i elektrociepłowni komunalnych i przemysłowych

- przeanalizowanie efektów energetycznych, ekologicznych i ekonomicznych związanych z proponowaną modernizacją istniejących układów ciepłych elektrowni i elektrociepłowni przemysłowych i komunalnych oraz czynników wpływających na wielkość tych efektów
- demonstracja możliwości stosowania nowych technologii oraz warunków, przy jakich są one korzystne z energetycznego, ekologicznego i ekonomicznego punktu widzenia.

Końcowym celem modernizacji krajowej energetyki jest:

- zabezpieczenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła odbiorcom
- poprawa stanu technicznego istniejących elektrowni i elektrociepłowni pozwalająca na ich dalszą długoletnią eksploatację
- poprawa efektywności energetycznej i ekonomicznej pracy elektrowni i elektrociepłowni, a w przypadku elektrociepłowni dodatkowo zwiększenie ilości produkowanej w nich energii elektrycznej przy niezmienionej ilości produkowanego ciepła
- ograniczenie emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego i dostosowanie ich do wymogów norm.

3. Możliwe kierunki modernizacji krajowej energetyki

3.1. Odnowienie istniejących elektrowni i elektrociepłowni

Jednym z możliwych kierunków modernizacji krajowej energetyki jest odnowienie istniejących układów technologicznych elektrowni i elektrociepłowni, a więc zabiegi doskonalące istniejące już w nich poszczególne instalacje i urządzenia jak: modernizacja kotłów zwiększająca ich sprawność energetyczną, modernizacja układów przepływowych turbin podnosząca ich sprawność wewnętrzną, modernizacja układów chłodzenia, czy zabiegi zmniejszające elektryczne potrzeby własne bloków. Zabiegi takie nie są jednak w stanie znacząco poprawić sprawności wytwarzania w nich energii elektrycznej, nie zmieniają bowiem termicznych parametrów realizowanego w nich obiegu cieplnego Clausiusa-Rankine'a. Można oczekiwać wówczas poprawy sprawności energetycznej elektrowni i elektrociepłowni o co najwyżej 1–3 punkty procentowe. Odnowienie nie spełni zatem warunków pakietu klimatyczno-energetycznego.

3.2. Modernizacja istniejących bloków węglowych do układów gazowo-parowych dwupaliwowych

Obecnie głównym paliwem stosowanym w elektrowniach zawodowych, ciepłowniach i elektrociepłowniach komunalnych oraz przemysłowych jest węgiel kamienny. Prowadzi to do swoistego rodzaju monokultury węglowej niosącej ze sobą szereg niekorzystnych aspektów ekologicznych, energetycznych, ekonomicznych czy wreszcie socjalnych. Jednocześnie w kraju obserwuje się działania zmierzające do wzrostu udziału gazu ziemnego w bilansie zużycia paliw pierwotnych. Tak się dzieje w energetyce światowej, gdzie w prognozach dominującą rolę w energetyce będzie miał, obok węgla i ropy naftowej, również gaz ziemny. Struktura zużycia w Polsce energii pierwotnej w istotny sposób różni się od zużycia na świecie i powinno to ulec zmianie oraz znaleźć odzwierciedlenie w krajowej strategii energetycznej. Można stwierdzić, że jednym ze

znaczących sposobów zwiększenia zużycia gazu ziemnego w kraju jest wprowadzanie go do istniejących węglowych elektrowni i elektrociepłowni.

Racjonalnym technologicznie i technicznie sposobem modernizacji już istniejących węglowych bloków, czyniącym je nowoczesnymi, jest ich konwersja do dwupaliwowych układów gazowo-parowych zasilanych węglem kamiennym i gazem ziemnym. Konwersja taka jest możliwa przez ich integrację z nowoczesnymi technologiami gazowymi bazującymi na zasilanych gazem ziemnym turbinach gazowych [3, 4]. Zasadniczej wówczas zmianie ulegnie realizowany w nich obieg cieplny. Oprócz dotychczasowego obiegu Clausiusa-Rankine'a turbiny parowej realizowany w nich będzie dodatkowo obieg Joule'a turbiny gazowej, co skutkować będzie bardzo znaczącą poprawą ich sprawności energetycznej. Nastąpi jednocześnie, nawet dwukrotne, zwiększenie mocy elektrycznej tak modernizowanych bloków, co wykluczy konieczność budowy całkowicie nowych mocy wytwórczych. Odpadną zatem, co bardzo istotne, duże problemy społeczne, ekonomiczne, ekologiczne, technologiczne i techniczne związane z ich lokalizacją, i budową. Bardzo istotnie zmniejszony zostanie także wskaźnik emisji dwutlenku węgla EF_{CO_2} do środowiska naturalnego na jednostkę wyprodukowanej w nich energii elektrycznej (wzór (10)) w wyniku zmniejszonego zużycia węgla i spalania ekologicznego gazu ziemnego. Jego wartość wyniesie zaledwie ok. $EF_{CO_2} = 500 \text{ kg}_{CO_2}/\text{MWh}$. 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. 12 razy droższa).

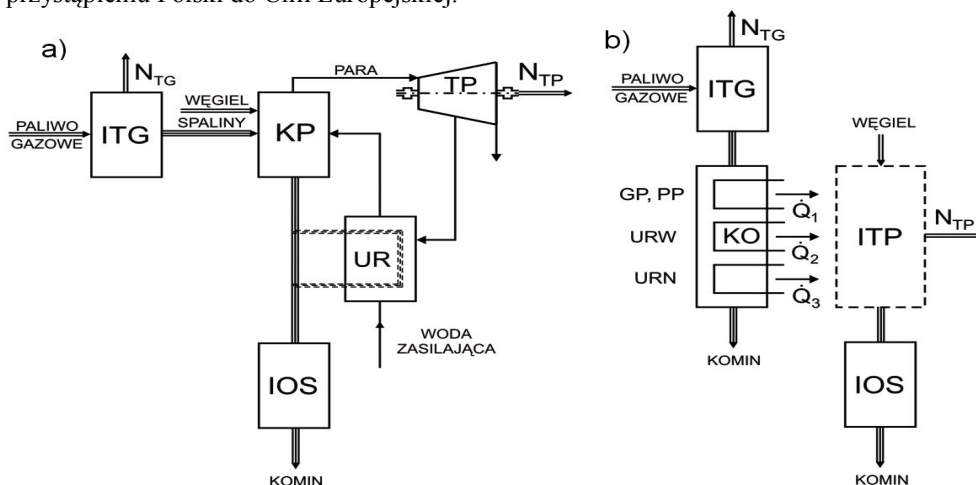
Spośród możliwych standardowych układów gazowo-parowych dwupaliwowych, węglowo-gazowych, jakie mogą powstać w wyniku modernizacji, ogólnie można wyróżnić dwie podstawowe ich konfiguracje, rys. 1 [2–4]:

- układy sprzężone szeregowo z czołową turbiną gazową (spaliny wylotowe z turbiny gazowej są kierowane jako utleniacz do komory spalania istniejącego kotła węglowego, tzw. układ Hot Windbox; w układzie brak kotła odzyskowego)
- układy sprzężone równoległe (poprzez układ para-woda; sprzężenie polega na przykład na produkcji w kotle odzyskowym zasilanym spalinami wylotowymi z turbiny gazowej pary zasilającej istniejący kolektor, i(lub) przegrzewaniu na przykład pary międzystopniowej w kotle odzyskowym, i(lub) podgrzewie wody zasilającej w wymiennikach ciepła spaliny-woda zabudowanych w kotle odzyskowym, wyłączając tym samym z obiegu częściowo lub całkowicie istniejące regeneracyjne wymienniki ciepła, i(lub) podgrzewie wody sieciowej w kotle odzyskowym); kocioł odzyskowy zasilany spalinami wylotowymi z turbiny gazowej zastępuje wówczas w elektrowni lub elektrociepłowni – przynajmniej częściowo – wymagające najczęściej remontów i modernizacji istniejące kotły węglowe.

Modernizacja węglowych elektrowni lub elektrociepłowni może w końcu polegać na budowie w nich nowego, kompletnego bloku gazowo-parowego i włączeniu go w układ istniejący.

Konwersja elektrowni i elektrociepłowni do dwupaliwowych układów gazowo-parowych pozwoli dodatkowo w sposób racjonalny technologicznie korzystać z węgla (bardzo atrakcyjną koncepcją ze względów energetycznych i ekonomicznych jest bezpośrednie spalanie węgla w turbinie gazowej; według koncernu General Electric będzie to możliwe już w przeciągu kilku najbliższych lat). Ponadto, co należy mocno podkreślić, pozostawi przy tym węgiel, którego zasoby w kraju są duże, jako podstawowe w nich paliwo. W końcu układy dwupaliwowe węglowo-gazowe zwiększą konkurencyjność

krajowej elektroenergetyki na europejskim rynku energii, co jest konieczne po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej.



Rys. 1. a) układ dwupaliwowy szeregowy, b) układ dwupaliwowy równoległy. ITG – instalacja turbiny gazowej, KO – kocioł odzyskowy, KP – kocioł parowy, TP – turbina parowa, UR – układ regeneracji, IOS – instalacja oczyszczania spalin, ITP – instalacja turbiny parowej, GP – generacja pary, PP – przegrzew pary, URN, URW – regeneracja niskopiętna i wysokopiętna, NTG, NTP – moce instalacji turbiny gazowej i parowej

3.3. Budowa nowych źródeł energii elektrycznej

Modernizując energetykę należy znaleźć odpowiedzi na następujące pytania. Czy ekonomicznie uzasadnione są inwestycyjnie tanie modernizacje istniejących bloków węglowych do dwupaliwowych układów gazowo-parowych, czy bardziej uzasadniona jest budowa na przykład drogiej turbiny gazowej na parametry nadkrytyczne? A może najbardziej uzasadniona jest budowa bloków jądrowych? Odpowiedź na te pytania daje porównanie jednostkowych kosztów wytwarzania w nich energii elektrycznej.

Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni wyraża się równaniem

$$k_{el} = \frac{K_R}{E_{el,R}} = \frac{K_e + K_{kap}}{E_{el,R}} \quad (1)$$

gdzie $E_{el,R}$ oznacza roczną produkcję netto w niej energii elektrycznej, K_R całkowity roczny koszt działania elektrowni będący sumą kosztów eksploatacji (operacyjnych) K_e i kapitałowych K_{kap} .

Roczne koszty eksploatacji K_e elektrowni obejmują: koszt paliwa oraz koszt energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne K_{pal} , koszt wody uzupełniającej K_{wu} , koszt płac z narzutami K_{plac} , koszt konserwacji i remontów K_{rem} , koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych K_m , koszt za gospodarzkie korzystanie ze środowiska K_{sr} (m.in. opłaty za emisję spalin do atmosfery, odprowadzanie ścieków, składowanie odpadów itp.), koszt podatków, opłat i ubezpieczeń K_p oraz koszt zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla K_{CO_2} .

$$K_e = K_{pal} + K_{wu} + K_{plac} + K_{rem} + K_m + K_{\dot{s}r} + K_P + K_{CO_2}. \quad (2)$$

W obliczeniach przyjęto, że koszt zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla jest równy zero, $K_{CO_2} = 0$. Koszt ten może być bardzo znaczny i nawet podwoić jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w opalanej węglem elektrowni.

Roczny koszt kapitałowy K_{kap} jest sumą kosztów amortyzacji i finansowych, tj. kosztów mających zwrócić poniesione nakłady inwestycyjne J wraz z odsetkami od nich

$$K_{kap} = z\rho J \quad (3)$$

gdzie:

z – współczynnik zamrożenia kapitału inwestycyjnego [1],

ρ – zdyskontowana roczna stopa amortyzacji [1].

Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne można wyznaczyć wykorzystując wzory (2), (3) oraz zależności [4]:

– koszt paliwa

$$K_{pal} = E_{ch,R} e_{pal} \quad (4)$$

– sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni

$$\eta_{el} = \frac{E_{el,R}}{E_{ch,R}} = \frac{\int_0^{\tau_R} N_{el} d\tau}{\int_0^{\tau_R} \dot{E}_{ch} d\tau} \cong \frac{N_{el,n} \tau_R}{\dot{E}_{ch,n} \tau_R} \quad (5)$$

– koszt konserwacji i remontów urządzeń

$$K_{rem} = \delta_{rem} J \quad (6)$$

– nakłady inwestycyjne

$$J = N_{el,n} i \quad (7)$$

gdzie:

$E_{ch,R}$ – roczne zużycie energii chemicznej paliwa,

$\dot{E}_{ch,n}$ – nominalny strumień energii chemicznej paliwa,

e_{pal} – jednostkowa (na jednostkę energii) cena paliwa,

i – jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady inwestycyjne,

$N_{el,n}$ – nominalna moc bloku,

δ_{rem} – roczna stopa kosztów konserwacji i remontów urządzeń zależna od nakładów inwestycyjnych,

τ_R – roczny czas pracy elektrowni; czas pracy dla nowych bloków zakładany jest na poziomie $\tau_R = 7500$ h/a,

Jednostkowy koszt (1) można zapisać jako sumę jednostkowych kosztów zmiennych i stałych wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni

$$k_{el} = (1 + x_{Rzm}) \frac{e_{pal}}{\eta_{el}} + (1 + x_{Rst}) \frac{(z\rho + \delta_{rem})i}{\tau_R} \quad (8)$$

gdzie:

- x_{Rst} – roczna stopa pozostałych kosztów stałych (koszt płac z narzutami, koszty podatków, opłat i ubezpieczeń); w obliczeniach przyjęto $x_{Rst} = 5\%$,
- x_{Rzm} – roczna stopa pozapaliwowych kosztów zmiennych (koszt energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne, koszt wody uzupełniającej, koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych, koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska); w obliczeniach przyjęto $x_{Rzm} = 10\%$,
- $z\rho + \delta_{rem}$ – roczna stopa obsługi kapitału inwestycyjnego oraz pozostałych kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń); w obliczeniach przyjęto $z\rho + \delta_{rem} = 16\%$.

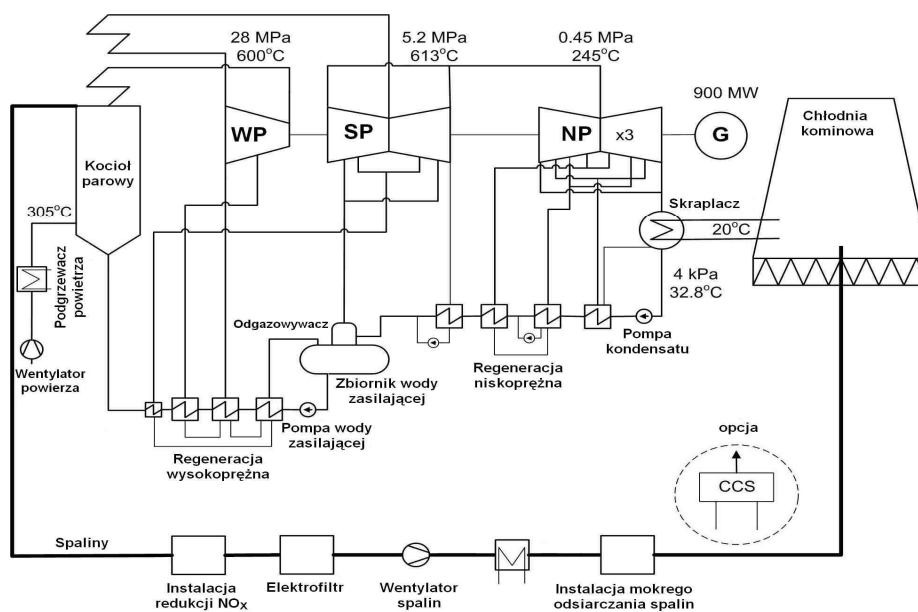
Podstawiając do wzoru (8) dane liczbowe uzyskuje się, że jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne – rys. 2 – o mocy 800–900 MW i jednostkowych nakładach inwestycyjnych równych $i = 6,5$ mln PLN/MW (kontraktowe nakłady inwestycyjne na blok o mocy 800–900 MW wynoszą 5,75 mld zł) oraz cenie węgla $e_{pal} = 11,4$ PLN/GJ wynosi

$$k_{el} = 1,1 \frac{11,4 \text{ PLN/GJ}}{0,456} \times \frac{3,6 \text{ GJ}}{\text{MWh}} + 1,05 \frac{0,16 \times 6\,500\,000 \text{ PLN/MW}}{7\,500 \text{ h}} \cong$$

$$\cong 99 + 146 = 245 \text{ [PLN/MWh]}. \quad (9)$$

Część zmienna jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej, w której główny udział stanowi koszt paliwa, wynosi $k_{elzm} = 99$ PLN/MWh, część stała, z uwagi na duże jednostkowe nakłady kapitałowe, aż $k_{elst} = 146$ PLN/MWh. Należy w tym miejscu przypomnieć, że w jednostkowym koszcie 245 PLN/MWh nie uwzględniono kosztu K_{CO_2} zakupu pozwoleń na emisję CO_2 , który, jak już powyżej zaznaczono, może bardzo istotnie zwiększyć, nawet podwoić, ten koszt. Należy jednak bardzo mocno zaznaczyć, że w obliczeniach liczbowych świadomie go pominięto. Wszelkie bowiem zależące od polityków ekonomiczne instrumenty wpływania na jakąkolwiek działalność gospodarczą, karania lub wspierania finansowego wybranych technologii energetycznych, prowadzą jedynie do różnego rodzaju wynaturzeń, by nie powiedzieć dobitnie, do patologii, których ogromne koszty finansowe ponoszą wyłącznie konsumenci energii. Na dotacjach zarabiają natomiast w największym stopniu wybrani producenci energii i nowo powołani urzędnicy do ich rozdziału, ale i także, skoro są dotacje, to dlaczego zatem nie mieliby na nich zarobić, dostawcy paliw mogący wówczas podnieść ich ceny, producenci i dostawcy wybranych urządzeń itd. oraz, co najgorsze, skorumpowani politycy. Nakręcają bardzo mocno spiralę wzrostu cen podnosząc je znacznie powyżej, niż miałyby to miejsce bez finansowych kar lub dotacji. Konsumenci energii płacą więc za nią w dwójnasób niż płaciliby, gdyby nie było tych politycznych finansowych instrumentów wsparcia. Finansowe kary i dotacje, co jest równie złe, bardzo mocno fałszują w społeczeństwie obraz technologii energetycznych, chociaż z założenia

mają służyć ich racjonalizacji. Pokazują miraż technologii produkcji energii elektrycznej z tzw. źródeł odnawialnych, które rzekomo mogą zastąpić te istniejące bazujące na paliwach kopalnych. Wymuszają przy tym na ludziach nauki, co jest szczególnie złe, tworzenie jej substytutu, by zaspokoić nieracjonalne działania polityków. Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, na przykład z biomasy, jest bardzo złym rozwiązaniem, wymaga bowiem zajęcia arealu niezbędnego dla innych upraw. Poza tym może być wyłącznie uzupełnieniem elektrowni systemowych, które jako jedyne są w stanie w sposób ciągły dostarczać potrzebną ilość energii elektrycznej. Również energia wiatrowa, która jest bardzo niestabilna z uwagi na bardzo dużą losowość wytwarzania, pomijając przy tym aspekt krajobrazowy oraz wytwarzania infradźwięków, które są szkodliwe dla układu nerwowego ludzi i ogromnym źródłem hałasu dla zwierząt, nie jest w stanie zastąpić źródeł bazujących na paliwach kopalnych. Roczny bowiem czas pracy tych źródeł to na przykład w warunkach polskich zaledwie ok. 1500–2000 h/a. Należy w tym miejscu przypomnieć, że rok liczy 8760 godzin. Kolejno produkcja energii z morskich fal ma sens przede wszystkim na oceanach. Dalej, produkcja energii w ogniwach fotowoltaicznych, które są wciąż bardzo drogie i zawodne, i co szczególnie istotne, czas ich pracy w ciągu roku w Polsce to zaledwie ok. 900 godzin, jest również rozwiązaniem, które nie jest w stanie zapewnić wystarczających i ciągłych dostaw energii. Pomimo więc tego, że Słońce jest jedynym niewyczerpanym i bezemisyjnym źródłem energii, to jego praktyczne wykorzystywanie jest jednak kwestią dalekiej przyszłości, co najmniej kilkudziesięciu, jeśli nie kilkuset lat. Znacznie bliższą perspektywą, jak się wydaje, jest opanowanie reakcji fuzji termojądrowej.



Rys. 2. Schemat ideowy bloku na parametry nadkrytyczne

Należy w końcu zaznaczyć, że energia elektryczna ze źródeł odnawialnych jest dwu, a nawet trzykrotnie droższa od energii z elektrowni systemowych bazujących na paliwach kopalnych i tylko rządowe dotacje, a więc podatnicy, umożliwiają jej „istnienie” na rynku energii, co, jak wyżej zaznaczono, prowadzi wyłącznie do różnego rodzaju patologii.

Wartość sprawności $\eta_{el} = 45,6\%$ we wzorze (9) jest „wymuszona” przez wartość wskaźnika emisji dwutlenku węgla CO_2 z elektrowni. Wskaźnik ten, wyrażający ilość kilogramów emisji dwutlenku węgla na megawatogodzinę wyprodukowanej w niej energii elektrycznej E_{el} z ilości E_{ch} energii chemicznej spalanego paliwa, zgodnie z unijną polityką klimatyczną powinien co najwyżej wynosić

$$EF_{\text{CO}_2} = \frac{E_{ch} \rho_{\text{CO}_2}}{E_{el}} = \frac{\rho_{\text{CO}_2}}{\eta_{el}} = 750 \left[\frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{MWh}} \right] \quad (10)$$

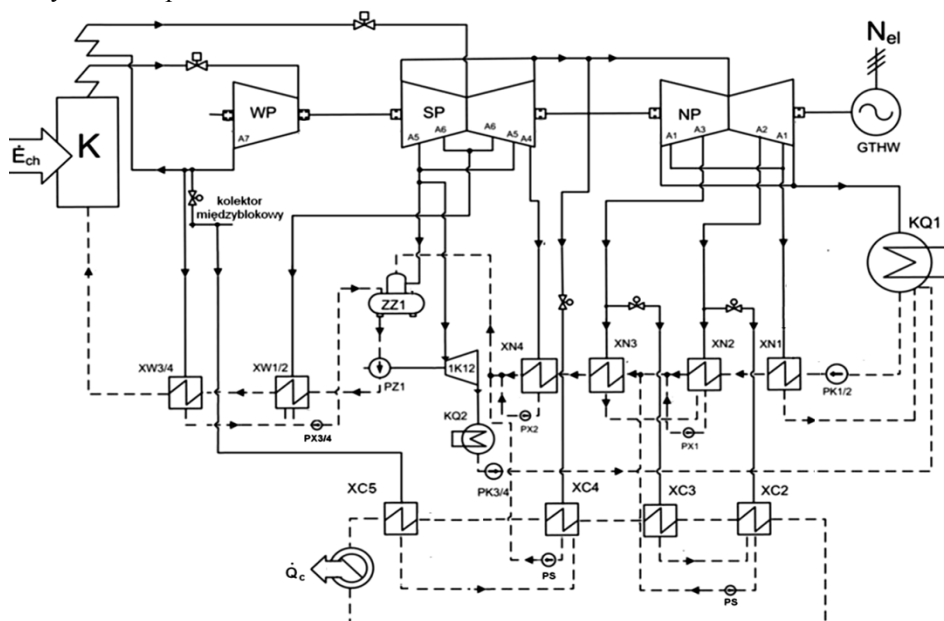
gdzie ρ_{CO_2} oznacza wyrażoną w kilogramach emisję CO_2 z jednostki energii chemicznej spalanego w elektrowni paliwa, a η_{el} sprawność netto wytwarzania w niej energii elektrycznej. Dla węgla kamiennego emisja CO_2 wynosi $\rho_{\text{CO}_2}^{\text{weg}} \cong 95 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{GJ} = 342 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (dla gazu ziemnego $\rho_{\text{CO}_2}^{\text{gaz}} \cong 55 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{GJ} = 198 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$). Aby osiągnąć tę wskazaną przez Unię Europejską wartość $EF_{\text{CO}_2} = 750 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (już się mówi jednak o wartościach wskaźnika emisji na poziomie $EF_{\text{CO}_2} = 500 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ i mniejszych, nawet o wartości $EF_{\text{CO}_2} = 100 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$, sprawność netto elektrowni musi właśnie wynosić $\eta_{el} = 45,6\%$. Sprawność taka jest do osiągnięcia w elektrowniach na parametry nadkrytyczne o wartościach co najmniej 28 MPa, 600/620°C. Aktualna wartość wskaźnika emisji z bloku węglowego 370 MW przy sprawności netto $\eta_{el} = 37\%$ wynosi $EF_{\text{CO}_2} = 924 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$. Modernizacja natomiast istniejących bloków węglowych przez ich nadbudowę turbospołem gazowym zmniejszy wskaźnik emisyjności do wartości średnio ważonej wynikającej z jednoczesnego spalania w elektrowniach gazu ziemnego i węgla równej $EF_{\text{CO}_2} = 500\text{--}600 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$, a więc wartości zdecydowanie mniejszej niż w elektrowniach na parametry nawet supernadkrytyczne.

W przypadku elektrowni jądrowych koszt paliwa jądrowego stanowi obecnie tylko kilka procent kosztu k_{el} wytwarzania w nich energii elektrycznej, podczas gdy w blokach konwencjonalnych koszty węgla i gazu stanowią kilkadziesiąt procent. Część stała natomiast jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej wynosi aż ok. $k_{el\ st} = 420 \text{ PLN}/\text{MWh}$ (wzór (8), $i = 20 \text{ mln PLN}/\text{MW}$, $\tau_R = 8000 \text{ h/a}$). Czy tak wysoki koszt oznacza, że nie należy w Polsce budować bloków jądrowych? Nie. Dywersyfikacja stosowanych paliw zwiększy bowiem, co bardzo ważne, bezpieczeństwo energetyczne kraju. Co więcej, energia elektryczna z atomu w długim okresie czasu, tj. po zamortyzowaniu bloków, będzie tania, znacznie tańsza niż energia ze zamortyzowanych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne. O jej cenie decydować bowiem będzie wówczas niemalże wyłącznie koszt paliwa jądrowego, który, jak już wyżej zaznaczono, stanowi zaledwie kilka procent jednostkowego kosztu k_{el} , gdy natomiast w blokach węglowych koszt węgla stanowi kilkadziesiąt procent. Mało tego, jeśli trend do ograniczania emisji gazów cieplarnianych będzie na świecie kontynuowany, a wszystko na to wskazuje, to wtedy najważniejsza będzie odpowiedź na pytanie, co ma zastąpić węgiel? A jeśli ograniczenia pójdą dalej, to co ma zastąpić również gaz? Obecnie nie ma innego sposobu niż zastąpienie ich paliwem rozszczepialnym. W przyszłości, jak już powyżej wspomniano, będzie to fuzja termojądrowa, pod warunkiem, że prace prowadzone nad jej technicznym opanowaniem zostaną uwieńczone sukcesem. Ludzkość będzie dysponowała wówczas niewyczerpanym źródłem „czystej” energii.

Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku węglowym 370 MW do układu gazowo-parowego dwupaliwowego wynosi ok. 190 zł/MWh [5] i jest zatem istotnie niższy niż w blokach na parametry nadkrytyczne i jądrowych, a więc modernizacja istniejących elektrowni do układów dwupaliwowych jest całkowicie uzasadniona.

3.4. Przystosowanie elektrowni do pracy skojarzonej

Kolejnym ważnym problem krajowej energetyki jest zwiększenie w niej procesów kogeneracyjnych. Wspieranie rozwoju produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu jest od kilku lat, i słusznie, celem polityki energetycznej Unii Europejskiej. Wyrazem tego jest Dyrektywa 2004/8/WE. Promowanie wysokosprawnej skojarzonej gospodarki ciepło-elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe niesie bowiem ze sobą ogromne korzyści, jakie zostaną osiągnięte dzięki oszczędnościom energii chemicznej paliw pierwotnych. Tym samym nastąpi również zmniejszenie emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia. Także w Polsce 10 listopada 2009 roku Rada Ministrów podjęła uchwałę dotyczącą „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” [6], zgodnie z którą wielkość produkcji energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji ma zostać niemal podwojona z poziomu 24,4 TWh w 2006 r. do 47,9 TWh w 2030 r. Udział tej energii w całkowitej jej produkcji wyniesie wówczas 22% (w 2006 r. udział ten wynosił 16,2%). Założony cel ma zostać osiągnięty poprzez budowę nowych źródeł kogeneracyjnych i modernizację istniejących oraz zastąpienie nimi do 2030 r. wszystkich ciepłowni.



Rys. 3. Schemat bloku energetycznego 370 MW przystosowanego do pracy skojarzonej

Bardzo istotną obok wymienionych powyżej możliwością zwiększenia kogeneracji, i jak do tej pory w znikomym stopniu wykorzystywaną w Polsce (jedynym przykładem jest elektrownia w Bełchatowie), jest przystosowanie istniejących systemowych elektrowni do

pracy skojarzonej. Przystosowanie takie – rys. 3 – polega na wprowadzeniu w turbinie parowej upustów regulowanych, przy czym typowy „duży” blok energetyczny produkujący jednocześnie elektryczność i ciepło grzejne ma zupełnie inną postać niż typowy układ skojarzony z turbiną kondensacyjno-upustową w elektrociepłowni. Produkcja ciepła jest tu stosunkowo niewielka nawet w okresie szczytowym w stosunku do produkcji elektryczności, a ponadto istnieje możliwość częściowej lub nawet całkowitej kompensacji ubytku mocy elektrycznej na skutek wprowadzenia skojarzenia, co jest korzystne ekonomicznie. Mniejszy jest bowiem wówczas jednostkowy koszt produkcji ciepła, a tym samym większy jest zysk osiągany z takiej pracy elektrowni.

Jak przedstawiono w [3], przystosowanie elektrowni do pracy skojarzonej jest w najwyższym stopniu uzasadnione zarówno termodynamicznie, jak i ekonomicznie. Mało tego, pozwoli w skali kraju ograniczyć o kilkanaście procent zużycie węgla i tym samym w takim samym stopniu zmniejszyć emisję zanieczyszczeń do środowiska naturalnego. Co więcej, jednostkowy koszt wytwarzanego w elektrowni ciepła jest kilka, dwu-, trzykrotnie mniejszy od kosztu ciepła wytwarzanego w ciepłowniach i elektrociepłowniach komunalnych.

4. Podsumowanie

Przeprowadzone rozważania pokazują, że technologicznie i ekonomicznie uzasadniona jest modernizacja istniejących bloków węglowych do wysokosprawnych, dwupaliwowych układów gazowo-parowych. Co ważne, niepotrzebna będzie wówczas w kraju budowa całkowicie nowych mocy wytwórczych. Odpadną zatem, co bardzo istotne, duże problemy społeczne, ekonomiczne, ekologiczne, technologiczne i techniczne związane z ich lokalizacją, i budową.

Dwupaliwowa technologia gazowo-parowa stwarza możliwość, co ważne, zmodernizowania krajowej energetyki przy najniższych możliwych nakładach finansowych. Taka modernizacja (która może ponadto trwać zaledwie kilkanaście miesięcy) jest bowiem ok. 4 razy inwestycyjnie tańsza na jednostkę zainstalowanej mocy (szacunkowo ok. 1,6 mln PLN/MW) niż budowa bloków na parametry nadkrytyczne o takiej samej sprawności wytwarzania w nich energii elektrycznej. Szacunkowe jednostkowe nakłady na bloki nadkrytyczne wynoszą ok. 6,5 mln PLN/MW. Energetyka jądrowa jest z kolei ok. 12 razy droższa. Jednostkowe nakłady na elektrownie jądrowe, to co najmniej 20 mln PLN/MW. W Polsce ponadto pierwsze moce jądrowe, z uwagi na długi proces inwestycyjny, mogą się realnie pojawić dopiero w drugiej połowie lat 20. Należy przy tym bardzo mocno zaznaczyć, że budowa nowych elektrowni węglowych na parametry nadkrytyczne oraz elektrowni jądrowych nie zmodernizuje już istniejących bloków, co jest konieczne by nie wyłączać ich z eksploatacji po 2020 roku.

Nadbudowa istniejących źródeł węglowych turbiną gazową pozwoli krajowej energetyce zawodowej z bardzo dużym naddatkiem sprostać unijnym wymogom. Taka modernizacja zdywersyfikuje ponadto, co jest konieczne, stosowane w krajowych elektrowniach z monokulturą węglową, paliwo. 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. 90%), 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 CO₂. Taka dywersyfikacja zapewnia bezpieczeństwo energetyczne Unii, które byłoby jeszcze większe, gdyby nie znaczne uzależnienie „starej” unijnej piętnastki od importu

paliw pierwotnych. Aktualne bowiem uzależnienie Unii od importu paliw pierwotnych wynosi 53% i może jeszcze wzrosnąć przy zachowaniu obecnych tendencji do 70% w roku 2030.

Należy na końcu mocno zaznaczyć, że modernizacja istniejących krajowych węglowych elektrowni do układów gazowo-parowych dwupaliwowych, gazowo-węglowych, obecnie i w perspektywie najbliższych kilkunastu lat, jest jedyną realną możliwością spełnienia do 2020 roku wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego, do którego Polska podpisując go jest zobowiązana. Modernizacja taka pozostawi przy tym węgiel, co należy kolejny raz mocno podkreślić, jako podstawowe w nich paliwo. Zasoby węgla w kraju są bowiem duże i będzie zatem on, i słusznie, jeszcze długo głównym paliwem w krajowej energetyce zawodowej.

Podsumowując, albo zmodernizujemy krajową energetykę do układów gazowo-parowych dwupaliwowych (ważny jest też aspekt ewentualnej możliwości pozyskiwania w niedalekiej przyszłości gazu łupkowego w kraju) albo będziemy musieli zamykać pracujące bloki i uzależnić się od importu energii elektrycznej, co byłoby, i to nie tylko gospodarczo, bardzo złym rozwiązaniem. Należy przy tym pamiętać, że krajowe zdolności importowe z uwagi na brak odpowiednich zdolności przesyłowych sieci są również mocno ograniczone, do zaledwie 800 megawatów.

Odnosnie koniecznego zwiększenia kogeneracji w Polsce, to bardzo korzystnym rozwiązaniem byłoby przystosowanie istniejących systemowych elektrowni do pracy skojarzonej, co pozwoliłoby w skali kraju ograniczyć o kilkanaście procent zużycie węgla, a tym samym w takim samym stopniu ograniczyć emisję CO₂ i pozostałych zanieczyszczeń do środowiska naturalnego.

Literatura

1. Bartnik R.: Rachunek efektywności techniczno-ekonomicznej w energetyce zawodowej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, Opole 2008.
2. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2009 (dodruk 2012).
3. Bartnik R., Buryn Z.: Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle. Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer-Verlag, London 2011.
4. Bartnik R.: The Modernization Potential of Gas Turbines in the Coal-Fired Power Industry. Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer-Verlag, London 2013.
5. Bartnik R., Buryn Z., Duczkowska-Kądziel A.: Modernizować istniejące, czy budować nowe źródła energii elektrycznej, Energetyka nr 11, 2012.
6. Projekt dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.” Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku, Warszawa, 10 listopada 2009 r.

Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik
Politechnika Opolska/Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki/Instytut Innowacyjności
Procesów i Produktów/Katedra Zarządzania Energetyką
45-370 Opole, ul. Ozimska 75
tel./fax: tel. (+48 77) 449 8847
e-mail: r.bartnik@po.opole.pl