

Roman St. JANICZEK

NOWE PROBLEMY ROZWOJU CZĘŚCI WYTWÓRCZEJ KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Streszczenie. Artykuł przedstawia nowe problemy dotyczące rozwoju systemu elektroenergetycznego, jakie pojawiają się w związku z realizowaną restrukturyzacją krajowej elektroenergetyki, wprowadzaniem gospodarki rynkowej i dostosowywaniem jej do standardów europejskich. Szczególną uwagę zwrócono na problemy modernizacji krajowych elektrowni ciepłych, na szanse i zagrożenia stąd wynikające.

NEW PROBLEMS OF THE POLISH ELECTRIC POWER SYSTEM DEVELOPMENT

Summary. This paper presents new problems concerning the development of the Polish electric power system in accordance with the sustainable growth principle. Now the most urgent problems are connected first of all with the restructuring processes including changes in the electricity market model and with modernization of the thermal power plants.

НОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПОЛЬСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Резюме. В статье обсуждаются вопросы связанные с развитием электрической системы, возникающие во время глубоких структурных изменений происходящих ныне в польской электроэнергетике. Особое внимание уделяется вопросам модернизации тепловых электростанций, шансам успеха и возникающим угрозам.

1. TRENDY ROZWOJU ENERGETYKI W ŚWIECIE

Ze względu na olbrzymie znaczenie energetyki we współczesnym społeczeństwie i reperkusje, jakie może ona dawać, kształtowanie polityki energetycznej w skali globalnej jest od wielu lat przedmiotem zainteresowania międzynarodowego i ożywionych dyskusji na forum najważniejszych światowych organizacji. Istotnym krokiem w uzgodnieniu poglądów na rozwój energetyki była Konferencja ONZ "Środowisko i rozwój" w Rio de Janeiro (1992 r.), której wniosek końcowy stwierdzał:

"Trzeba powiązać sprawy wzrostu gospodarczego, zużycia energii i ochrony środowiska naturalnego. Jest to możliwe w ramach polityki > sustainable development <".

Szczegółowiej sprawy zrównoważonego, harmonijnego rozwoju były dyskutowane na 15. Kongresie Światowej Rady Energetycznej w Madrycie [9, 10], gdzie ponadto zwrócono uwagę na duże znaczenie eksplozji demograficznej i uwarunkowań społeczno-gospodarczych rozwoju. W świetle tych materiałów najważniejsze problemy rozwoju energetyki światowej można ująć syntetycznie następująco:

- w najbliższym 30-leciu ludność świata zwiększy się o ok. 50%, a zapotrzebowanie na energię o 100 %, przy nierównomiernym rozkładzie terytorialnym,
- nie oczekuje się wystąpienia w tym okresie deficytu paliw, ale nadal w zużyciu dominować będą paliwa kopalne (ok. 2/3), co zwiększy znacznie emisję CO₂ i niebezpieczeństwo wystąpienia globalnych zmian klimatycznych,
- w takiej sytuacji fundamentalnego znaczenia nabiera obniżanie energochłonności dochodu narodowego i troska o ochronę środowiska,
- kraje rozwijające się nie mają dostatecznych środków finansowych na realizację takiej polityki i niezbędna jest pomoc krajów rozwiniętych,
- doświadczenia wielu krajów wykazują, że możliwy jest wzrost gospodarczy przy zerowych, lub nawet ujemnych, zmianach energochłonności dochodu narodowego wyrażonej w energii pierwotnej, natomiast zużycie energii elektrycznej wykazuje stały wzrost proporcjonalny do wzrostu dochodu narodowego.

Ciekawe wnioski wynikają z analizy zmian w czasie energochłonności dochodu narodowego w różnych krajach. W początkowym okresie rozwoju, gdy najważniejsza jest produkcja podstawowych dóbr, zużycie energii wzrasta prawie liniowo wraz z dochodem narodowym, wzrastają ujemne skutki ekologiczne i koszty zaopatrzenia w energię, co w końcu zmusza do obniżania energochłonności. Szczyt energochłonności w Anglii wypadł ok. 1880 r., w USA, Niemczech i Francji w latach czterdziestych XX w., a w Japonii ok. 1950 r. Następnie równocześnie z obniżką energochłonności obserwuje się w krajach rozwiniętych dążność do obniżenia kosztów energii i oddziaływania energetyki na środowisko naturalne. W obu tych dziedzinach odnotowano w minionej dekadzie znaczące sukcesy i to dzięki różnorodnym zabiegom legislacyjnym i organizacyjnym, rozwojowi nowych

technologii i metodologii itp. Doświadczenia te należy jak najszybciej wykorzystać w Polsce - stwarza to szansę skrócenia okresu reformowania gospodarki krajowej oraz obniżenia energochłonności i oddziaływania na środowisko naturalne - ale z uwzględnieniem licznych ograniczeń i uwarunkowań społecznych, nie zawsze w pełni branych pod uwagę [8]. Poniżej wątek ten zostanie rozwinięty jedynie w zakresie elektroenergetyki.

2. ZMIANY W KRAJOWEJ ELEKTROENERGETYCE

Elektroenergetyka jako jedna z pierwszych gałęzi krajowego przemysłu rozpoczęła gruntowną restrukturyzację i to w tak dużym zakresie, że budzi ona podziw i duże zainteresowanie za granicą. Wykorzystując doświadczenia kilku rozwiniętych krajów, zdecydowano się na szereg radykalnych zmian, które z uprzednio scentralizowanej i zmonopolizowanej elektroenergetyki uczynić mają organizm gospodarczy funkcjonujący wg zasad gospodarki rynkowej. Wymaga to przeprowadzenia szeregu istotnych zmian organizacyjnych i przekształceń własnościowych, a także nowych unormowań prawnych, wypracowania nowych metod i modeli decyzyjnych oraz rozwiązywania wielu nowych problemów, np. związanych z koncentracją środków finansowych na rozwój. Pojawia się nowe opcje rozwojowe, np. gruntowne modernizacje i rekonstrukcje starych elektrowni, małe elektrownie rozproszone, których budowa finansowana będzie na zupełnie odmiennych niż dotychczas zasadach. Proces reformowania krajowej elektroenergetyki daleki jest jeszcze od zakończenia.

Przemiany te oraz rozwijane w świecie nowe metody tzw. zintegrowanego planowania rozwoju elektroenergetyki zmuszają również do innego spojrzenia na problemy rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Tradycyjny model i metody optymalizacji planowania i realizacji rozwoju KSE uległy dezaktualizacji i należy opracować nowe, dostosowane do zdecentralizowanej gospodarki rynkowej i specyficznych potrzeb krajowych (duży zakres modernizacji i gospodarki skojarzonej). Referat omawia tylko niewielki wycinek tej problematyki, dotyczący przyszłości krajowych elektrowni. W pierwszej kolejności omówiono pilne obecnie problemy modernizacji elektrowni.

3. KONIECZNOŚĆ I CELOWOŚĆ MODERNIZACJI KRAJOWYCH ELEKTROWNI CIEPLNYCH

Korzystny bilans mocy w KSE w okresie najbliższych kilku lat, a nawet w dalszej perspektywie - w przypadku zmniejszenia nadmiernej energochłonności gospodarki krajowej - sprawił, że podstawowym zadaniem, jakie wylonilo się przed krajowymi elektrowniami cieplnymi w bieżącym dziesięcioleciu, jest radykalna modernizacja wyposażenia. Wśród

wielu czynników, które przemawiają za modernizacjami, wyróżnić można następujące najistotniejsze:

- ◀ wyczerpywanie się rezerwy eksploatacyjnej znacznej części wyposażenia elektrowni,
- ◀ zaostrzające się przepisy centralne i wymagania władz lokalnych dotyczące ochrony środowiska naturalnego i kar za przekroczenie dopuszczalnych emisji,
- ◀ planowane połączenie KSE z systemem UCPT i wynikająca stąd konieczność spełnienia ostrzejszych wymagań regulacyjnych i innych,
- ◀ szybko narastające w Polsce koszty energii elektrycznej i wynikające stąd zagrożenia (społeczne, konkurencyjność na europejskim rynku energii),
- ◀ bardzo duża energochłonność krajowego systemu elektroenergetycznego (jedynie ok. 30% z energii wadowej dociera do odbiorców w postaci energii elektrycznej),
- ◀ otwarty dostęp do nowoczesnych technologii i urządzeń energetycznych, wsparty konkretnymi ofertami przodujących firm światowych, np. [6] do [8].

Istnieje wiele możliwych sposobów modernizacji wyposażenia elektrowni, różniących się celem i skutkami, znaczeniem systemowym, sposobem realizacji i finansowania [2]. W praktyce najczęściej występują modernizacje wielozadaniowe, finansowane i realizowane w sposób mieszany. Wybór optymalnej strategii modernizacji powinien być poprzedzony wnikliwymi analizami techniczno-ekonomicznymi.

W świetle omówionych poniżej różnorodnych problemów modernizacji elektrowni nasuwa się istotne pytanie: czy nie lepiej jest dążyć do radykalnej poprawy osiągnięć elektrowni krajowych poprzez zastąpienie starych nowymi? Odpowiedź na to pytanie, oparta na doświadczeniach zagranicznych i pierwszych krajowych, jest na ogół zdecydowanie negatywna. Wynika to głównie ze znacznie niższych kosztów modernizacji niż budowy nowych elektrowni, przy stosunkowo niewiele różniących się efektach. Dotychczasowe doświadczenia i analizy zagraniczne i krajowe wskazują, że jednostkowe nakłady inwestycyjne kształtują się w USD/kW następująco:

- 100 ÷ 200 dla modernizacji odtworzeniowych,
- 200 ÷ 300 na dobudowę instalacji proekologicznych,
- 700 ÷ 800 całkowity repowering bloku (np. z kotłem fluidalnym),
- 1 200 ÷ 1 500 budowa nowej elektrowni węglowej,
- > 3 500 budowa elektrowni jądrowej.

Wobec trudności zapewnienia poważniejszych środków finansowych na rozwój elektroenergetyki, zwłaszcza w zdecentralizowanej strukturze organizacyjnej, szeroki program modernizacji elektrowni powinien więc być traktowany obecnie jako priorytetowy, obok programów zmniejszenia energochłonności gospodarki krajowej.

4. MOŻLIWE SKUTKI MODERNIZACJI

W analizach należy uwzględnić, że modernizacje dają na ogół różnorodne skutki, nie tylko zamierzone korzystne, ale i uboczne - ujemne. Po stronie skutków dodatnich wymienić należy przede wszystkim te związane z celami modernizacji, a więc: wydłużenie żywotności, poprawa sprawności wytwarzania energii, zmniejszenie oddziaływania na środowisko naturalne, poprawa dyspozycyjności i elastyczności pracy, zmniejszenie zużycia materiałów i surowców, poprawa komfortu pracy itp. Często z jednego przedsięwzięcia modernizacyjnego osiąga się kilka różnorodnych efektów korzystnych, np. retrofit turbiny poprawia sprawność bloku, zwiększa jego moc, zmniejsza emisję zanieczyszczeń i poprawia dyspozycyjność pracy bloku.

Po stronie skutków ujemnych, oprócz niezbędnych nakładów finansowych na modernizację, wystąpić mogą tak niekorzystne efekty, jak np. towarzyszący zabudowie instalacji odsiarczania spalin wzrost zużycia energii na potrzeby własne, pogorszenie sprawności bloku, zwiększone zużycie materiałów i surowców (np. sorbenty) i wzrost ilości oraz zmiana właściwości odpadów stałych. Niestety, dość bogata literatura (np. od [3] do [8]) omawia zwykle dodatnie efekty modernizacji. Natomiast trudno jest znaleźć opis kompleksowych badań skutków modernizacji proekologicznych, zwłaszcza dotyczących odsiarczania spalin. Pełna i rzetelna ocena skutków modernizacji wymaga badań bloku przed i po modernizacji, w porównywalnych warunkach pracy. Dotychczasowe metody badań i pomiarów, prowadzone oddzielnie przez różnych specjalistów, nie są wystarczające. Możliwe i celowe jest opracowanie komputerowego systemu pomiarowego do tego typu badań, wraz z odpowiednim oprogramowaniem. Metodyka tych badań powinna być skorelowana z metodyką badań efektywności ekonomicznej modernizacji. Niezbędne jest stworzenie komputerowej bazy danych o realizowanych modernizacjach, a także korekta sposobu wyznaczania w elektrowniach wartości średnich (miesięcznych i rocznych) wskaźników osiągniętych przez bloki, tak aby można było zauważyć w danych statystycznych wpływ modernizacji bloków.

Ważnym wskaźnikiem dla syntetycznej oceny różnorodnych skutków modernizacji bloków i elektrowni jest średnioroczny jednostkowy koszt wytwarzania netto (p. 6), obejmujący zarówno składnik kosztów kapitałowych, jak i wszystkie koszty eksploatacyjne. W analizach skutków modernizacji nie należy również pomijać możliwości zmian charakterystyki kosztu zmiennego w funkcji obciążenia bloku, co może mieć wpływ na zadania produkcyjne elektrowni. Wiąże się z tym realne obecnie zagrożenie wystąpienia paradoksalnej sytuacji ograniczania produkcji energii w zmodernizowanych proekologicznie ("czystszych") elektrowniach na korzyść tańszych elektrowni nie zmodernizowanych. Rozwiązanie tego problemu możliwe jest poprzez:

- korektę kryteriów ekonomicznego rozdziału obciążeń w KSE (np. wprowadzając ekologiczne współczynniki karne),
- istotne zwiększenie stawek opłat za korzystanie elektrowni ze środowiska naturalnego.

Oba rozwiązania zwiększą koszty eksploatacji KSE, czyli wpłyną na wzrost ceny finalnej energii elektrycznej. Wybór rozwiązania najkorzystniejszego wymaga przeprowadzenia szczegółowych analiz, ale można przypuszczać, że najmniej uciążliwe dla społeczeństwa w dłuższej perspektywie będzie okresowe zwiększenie stawek opłat ekologicznych dla elektrowni z przeznaczeniem całości wpływów z tego tytułu na finansowanie modernizacji proekologicznych w elektrowniach, co może również ułatwić rozwiązanie kilku dalszych problemów.

5. PROBLEMY FINANSOWANIA MODERNIZACJI

Wstępne rozeznanie planów modernizacyjnych elektrowni, przeprowadzone w 1991 r. przez PSE SA, wykazało, że do 2025 r. zamierza się wycofać z eksploatacji ok. 2444 MW, a równocześnie odzyskać po modernizacji ponad 25 GW. Realizacja tych planów jest możliwa z punktu widzenia KSE, przy odpowiednim sterowaniu procesem odstawień bloków do modernizacji. Natomiast znacznie trudniejsza do pokonania będzie bariera finansowa. Zakładając, że jednostkowe nakłady inwestycyjne na modernizację kształtować się będą na średnim poziomie 200 USD/kW, można obliczyć, że do 2025 r. na realizację pełnego planu modernizacji elektrowni krajowych należy przeznaczyć kwotę 5 mld USD. Uwzględniając najpilniejsze potrzeby (połączenie z UCPT, zaostrzone przepisy ekologiczne), można oszacować, że do ok. 2000 r. należałoby na modernizację elektrowni krajowych przeznaczać rocznie równowartość około 166 mln USD. Jest to kwota wyższa, niż wyniosły odpisy amortyzacyjne łącznie ze wszystkich elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w 1992 r. (nie wystarczały nawet na bieżącą działalność remontową).

Istnieją bardzo ograniczone możliwości pozyskania tak dużych środków finansowych na modernizację elektrowni z własnych źródeł poprzez obciążenie tymi kosztami odbiorców energii. Planowane i niezbędne przeszacowanie wartości majątku elektrowni spowoduje i tak dalszy wzrost cen sprzedaży energii elektrycznej, co już napotyka na rosnący opór społeczny. Nie można liczyć również na fundusze centralne i na konwersję zadłużenia zagranicznego, jak również na poważniejsze środki z funduszy pozyskiwanych z opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego, przy obecnie obowiązujących stawkach. Wynika to z relacji wpływów z tych opłat do kosztów przedsięwzięć proekologicznych. Na przykład, dla bloku 200 MW wymiana elektrofiltra kosztuje ok. 80 mld zł, a roczne opłaty za emisję pyłu z tego bloku wynoszą ok. 1 mld zł. Zabudowa mokrej instalacji odsiarczania spalin kosztuje ok. 1,5 bln zł, przy rocznych opłatach za emisję SO₂ rzędu 15 mld zł i wartości wyprodukowanej energii ok. 1 bln zł.

Jako podstawowe źródło finansowania modernizacji pozostają więc kredyty, których pozyskanie nie jest jednak łatwe. Zagraniczne banki i komercyjne instytucje finansowe

wymagają odpowiednich gwarancji, np.: rządowych, zastawem hipotecznym (niechętnie stosowane) lub cesją wpływów ze sprzedaży energii na kredytodawców, popartą gwarancją długoletniego zbytu energii po określonej cenie. Wykorzystanie kredytów stwarza nowe zagrożenia, które omówiono poniżej.

6. WPŁYW MODERNIZACJI NA JEDNOSTKOWE KOSZTY WYTWARZANIA

W ramach pracy [1] opracowano i przetestowano program komputerowy KOMO do wyznaczania m.in. przebiegu czasowego jednostkowych kosztów wytwarzania energii po dowolnej modernizacji bloku na tle tych kosztów bez modernizacji, przy założeniu że dalsza praca bloku bez modernizacji będzie możliwa. Przeprowadzone obliczenia przykładowe wykazały, że modernizacje mające na celu głównie odtworzenie żywotności bloków lub ich retrofit, mogą dać dodatnią lub ujemną zmianę jednostkowych kosztów, głównie w zależności od warunków finansowania. Natomiast repowering najstarszych bloków, przez likwidację starych urządzeń i zainstalowanie nowych (np. kotłów fluidalnych i nowego typu turbiny), może dać ponad dwukrotny wzrost jednostkowych kosztów wytwarzania względem starych bloków, ale są to koszty o około połowę niższe niż możliwe do uzyskania z nowo budowanej elektrowni. Świadczy to o dużym znaczeniu problemu wyboru optymalnej - i możliwej do wykonania w danych warunkach - strategii modernizacji najstarszych bloków (retrofit czy repowering, jakie technologie?).

Badania wykazały również, że przy obecnie obowiązujących stawkach opłat za emisję SO_2 blok wyposażony w instalację mokrego odsiarczania spalin osiąga po spłacie kredytu wyraźnie wyższe jednostkowe koszty wytwarzania i dopiero 5-krotne zwiększenie stawek opłat ekologicznych dałoby zrównanie kosztów.

Spląty kredytu stanowią najistotniejszy czynnik wpływający na jednostkowe koszty wytwarzania w zmodernizowanych elektrowniach. Ten tylko przejściowy wzrost kosztów może spowodować wystąpienie problemów ze spłatą kredytów, gdyż zmniejszy konkurencyjność bloków zmodernizowanych na wolnym w przyszłości rynku energii elektrycznej, co może ograniczyć sprzedaż energii, czyli i zysk elektrowni. Elektrownie, które będą spłacać kredyty zagraniczne eksportem energii, mogą być narażone na nieopłacalność tego eksportu, gdy będą wytwarzać energię drożej niż cena energii na rynku europejskim. Obecnie jednostkowe koszty wytwarzania energii netto w elektrowniach krajowych (ok. 0,02 USD/kW•h) są niższe od osiąganym w elektrowniach zagranicznych, ale spodziewany wzrost kosztów (w przypadku repoweringu nawet dwukrotny) zaciera te różnice i np. energia z francuskich elektrowni jądrowych może być tańsza niż z elektrowni krajowych.

Specyficzne problemy towarzyszą elektrowniom, które zamierzają zwiększyć swoją atrakcyjność ekonomiczną poprzez wprowadzenie lub rozszerzenie skojarzonego wytwarzania

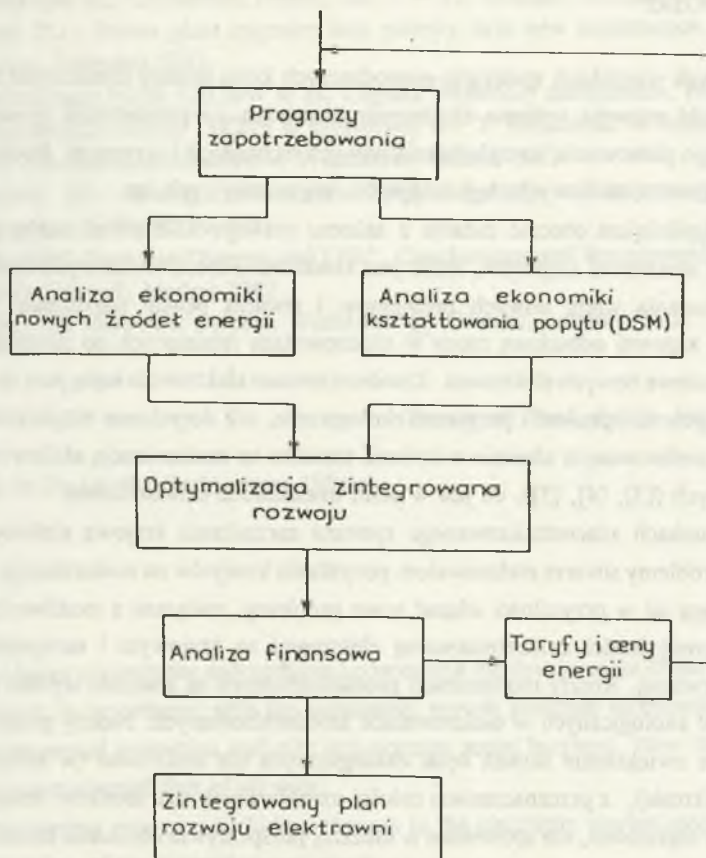
energii elektrycznej i ciepłej. Dochodzi tu zwykle trudny problem zapewnienia zbytu na energię ciepłą, a ponadto problemy zapewnienia dużych środków na rozwój sieci ciepłej i podziału kosztów w gospodarce skojarzonej. Stosowana dotychczas w gospodarce krajowej metoda fizyczna podziału kosztów całe korzyści z gospodarki skojarzonej przypisuje energii elektrycznej, a wówczas energia ciepła wypada jako stosunkowo droga. Zmniejsza to atrakcyjność ekonomiczną tak wytwarzanej energii ciepłej względem innych możliwości zaspokajania potrzeb ciepłych odbiorców (np. gazem, energią elektryczną). Wprowadzenie innej metody podziału kosztów poprawia atrakcyjność energii ciepłej, ale pogarsza - energii elektrycznej. Przeprowadzone w pracy [1] obliczenia wykazały, że przy zastosowaniu kompromisowej metody podziału kosztów przystosowanie bloków o mocy 120 i 200 MW do oddawania użytecznej mocy ciepłej może dać obniżkę jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej jedynie dla korzystnych warunków kredytowania tego przedsięwzięcia, a należy się również liczyć z możliwością wzrostu kosztów. Powszechny dotychczas pogląd o dużej atrakcyjności sposobu modernizacji elektrowni kondensacyjnych poprzez ucieplnienie bloków, powstały w zupełnie innych warunkach (ograniczenia w dostawach gazu i energii elektrycznej na cele grzewcze, kiedy "państwo" pokrywało dowolnie wysoki koszt energii ciepłej), wymaga więc obecnie rewizji.

7. PROBLEMY PROGRAMOWANIA ROZWOJU ELEKTROWNI

Pomimo że obecnie zainstalowana moc w elektrowniach krajowych pozwala zaspokoić prognozowane zapotrzebowanie do ok. 2000 r., to istnieje pilna potrzeba szybkiego stworzenia odpowiednich narzędzi programowych do optymalizacji planów rozwoju elektrowni, uzasadniona m. in. koniecznością:

- ułożenia listy priorytetowych przedsięwzięć modernizacyjnych oraz ustalenia ekonomicznie uzasadnionego zakresu i najkorzystniejszych technologii modernizacji elektrowni zgodnie z wymaganiami zagranicznych kredytodawców,
- wyboru najpilniejszych inwestycji w źródłach szczytowo-interwencyjnych z uwzględnieniem wymagań dotyczących odbudowy systemu po katastrofalnej awarii,
- wyboru najkorzystniejszych technologii dla przyszłych elektrowni podstawowych (z kotłami fluidalnymi, gazowo-parowe, ze zgazowaniem węgla, jądrowe?).

Metodyka programowania rozwoju elektrowni powinna się opierać na nowym podejściu, uwzględniającym nowe: kryteria, opcje technologiczne i możliwości, np. kształtowania popytu na energię (DSM - Demand-Side Management). Wydłuża to i komplikuje proces planistyczny, który zawierać musi iteracyjnie realizowane pętle, takie jak pokazano na rys. 1, ale daje nowe możliwości obniżenia kosztów zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju.



Rys. 1. Schemat pętli zintegrowanego planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego
 Fig. 1. Scheme of the Integrated Resource Planning Process

Pierwsze próby wykorzystania w PSE SA znanego pakietu programowego WASP III wykazały, że przydatność oprogramowania zagranicznego w specyficznych warunkach krajowych jest bardzo ograniczona. Przewiduje się zakup nowego oprogramowania dla zintegrowanego planowania rozwoju KSE, przystosowanie i uzupełnienie go oraz wdrożenie w ramach projektu badawczego zamawianego KBN nr PBZ - 10 - 03. Do realizacji tego projektu zawiązane zostało Konsorcjum Politechnik: Gdańskiej, Warszawskiej i Śląskiej, co stanowi próbę zastosowania zupełnie nowej formy włączenia środowiska naukowego do rozwiązywania aktualnych problemów przemysłu.

8. WNIOSKI

W nowych warunkach społeczno-gospodarczych kraju istnieje konieczność radykalnej zmiany polityki rozwoju systemu elektroenergetycznego - wprowadzenia nowej filozofii zintegrowanego planowania, uwzględnienia nowych technologii i wymagań. Rodzi to szereg nowych problemów naukowych, legislacyjnych, organizacyjnych itp.

Jako najpilniejsze obecnie zadanie z zakresu rozwoju KSE uznać trzeba gruntowną modernizację elektrowni ciepłych, która jest konieczna i możliwa do wykonania, chociaż wymaga pokonania wielu nowych problemów i stwarza pewne zagrożenia. Realizacja modernizacji zapewni odbudowę mocy w elektrowniach istniejących po znacznie niższym koszcie niż budowa nowych elektrowni. Zmodernizowane elektrownie będą przy tym bardziej regulacyjne, pewne, sprawne i przyjazne ekologicznie, niż dotychczas eksploatowane. Jest to zgodne z preferowanym obecnie w świecie trendem na modernizację elektrowni zamiast budowy nowych ([3], [4], [5]), co jest w pełni uzasadnione ekonomicznie.

W warunkach zdecentralizowanego systemu zarządzania krajową elektroenergetyką największe problemy stwarza elektrowniom pozyskanie kredytów na modernizację. Ze spłatą kredytów mogą się w przyszłości wiązać nowe problemy, związane z możliwością zmniejszenia konkurencyjności zmodernizowanej elektrowni na krajowym i europejskim rynku energii elektrycznej. Koszty modernizacji proekologicznych są znacznie wyższe od obniżki kosztów opłat ekologicznych w elektrowniach zmodernizowanych. Należy przeanalizować, czy okresowe zwiększenie stawek opłat ekologicznych dla elektrowni (w akceptowalnym społecznie zakresie), z przeznaczeniem całości uzyskiwanych stąd środków finansowych na modernizację elektrowni, nie spowoduje w dłuższej perspektywie obniżenia kosztów energii. Należy również wprowadzić w kraju mechanizmy tzw. handlu uprawnieniami do emisji na danym terenie.

Wybór optymalnej strategii modernizacji, a dla dalszej perspektywy budowy nowych źródeł, a następnie ustalenie harmonogramu ich realizacji wymaga opracowania nowej metodyki i narzędzi programowych.

LITERATURA

1. Warianty modernizacji wybranych elektrowni i elektrociepłowni i ich wpływ na koszty wytwarzania energii. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice, kwiecień 1993.
2. Janiczek R. S.: Problemy modernizacji krajowych elektrowni ciepłych. Materiały VI Międzynarodowej Konferencji Naukowej "Aktualne problemy w elektroenergetyce", t. III, Gliwice - Kozubnik, 16/17 września 1993.
3. Proceedings of the American Power Conference, vol. 53, Chicago 1991.

4. Power-Gen'92, Conference Papers, vol. 1 ÷ 12, Orlando, November 1992.
5. Smith D.J.: Power plant upgrades take priority over new construction. Power Engineering, February 1993.
6. Modernizacja bloku 120 MW w El. Łagisza. Materiały seminarium, Będzin 1992.
7. Modernizacja turbiny 13K215 w Elektrowni im. T. Kościuszki w Połańcu. Materiały ABB Zamech na seminarium w Warszawie, marzec 1993.
8. Nowicki M.: Strategia ekorozwoju Polski. Agencja reklamowo-wydawnicza A. Grzegorzczak, Warszawa 1993.
9. 15th WEC Congress "Energy and Life". Conclusions and Recommendations. World Energy Council, Madryt 1992.
10. Energy for tomorrow's world. World Energy Council, London 1993.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Jacek Malko

Wpłynęło do Redakcji dnia 21 marca 1994 r.

Abstract

This paper presents the new problems concerning the development of the Polish electric power system in accordance with the sustainable growth principle (economic development with environmental protection and take into account social barriers). Now the most urgent problems are connected first of all with:

- the restructuring processes including changes in the electricity market model,
- modernization of the thermal power plants.

Many of the Polish thermal plants constructed and put into operation before '70s are nearing the end of their original design life. Their heat rate, forced outages as well as operation and maintenance costs increase with time. The ecological performances often do not fulfill the emission standards. The planned connection of the Polish Electric Power System with the UCPTIE implies the raised regulation requirements.

There are many strategies for life extension and upgrades of the coal-fired power plants. It is possible to improve existing equipment or to apply retrofit or repowering. The technical, ecological and economical results of this enterprises may be different and difficult for precise qualification. The first successful experiments with modernization of the power units (proecological and retrofit) has been carried out in Poland. Many of the upgrade programs are in realization or are planned.

One of the main problems of modernization of the Polish power plants is to find the capital means, \$170 millions a year. It is necessary to contract very expensive credits which

influence the energy cost increase and marketability decrease in the modernized power plant. In the paper some results of calculation influence of modernization on the specific energy cost are presented (fig. 1).

For planning the Polish power system development it is necessary to introduce new methods and computer tools concerning new criteria and new choices. In current Polish situation the main role plays implementation of integrated resources planning with demand-side management technologies.