

Akademia Energetyki

Sesja 6

Metodyka analizy i wyceny wartości
prywatyzowanych elektrowni i elektrociepłowni
oraz rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego

Wykładowca:
Ryszard Bartnik
Instytut Techniki Ciepłej, Łódź

Wykład ósmy

Postępująca prywatyzacja państwowych elektrowni i elektrociepłowni wymaga wymiernych metod wyliczania wartości rynkowej ceny ich sprzedaży przez Skarb Państwa oraz analizy i wyceny wartości rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilonego. Prywatyzacja elektrowni i elektrociepłowni to w istocie również prywatyzacja krajowego rynku energetycznego. To rynek, to możliwość sprzedaży towaru, jakim są nośniki energii – ciepło i energia elektryczna – powinny decydować o cenie sprzedaży firm energetycznych, a nie ich wartość księgową. Wartość rynku, to wyrażony w pieniądzu zysk, jaki można osiągnąć lokując na nim środki finansowe. Wartość rynku ciepła i energii elektrycznej zależy w głównej mierze od jego wielkości (wielkości popytu na energię), możliwych do uzyskania na nim cen sprzedaży energii oraz czasu jego eksploatacji. Im rynek jest większy, ceny wyższe i czas dłuższy, tym jest bardziej atrakcyjny dla inwestorów i tym większy coroczny dochód przyniesie jego właścicielowi i inwestorom.

O atrakcyjności rynku decyduje w zasadzie różnica między ceną sprzedaży nośników energii a kosztem ich wytworzenia. W sytuacji, gdy koszt wytwarzania energii w istniejących źródłach byłby większy od możliwej ceny jej sprzedaży, zakup przez inwestorów tych źródeł i inwestowanie w ich odnowienie i modernizację byłyby nieopłacalne, przyniosłyby im straty.

Dla inwestorów zakupu od Skarbu Państwa elektrownie czy elektrociepłownie istotna jest zatem wiedza, o ile zysk osiągany z eksploatacji zakupionych źródeł ciepła i energii elektrycznej będzie większy od zysku, jaki osiągnęliby lokując środki finansowe przeznaczone na ich zakup na rynku kapitałowym oraz, o ile zmaleje ich zysk w sytuacji przeprowadzenia koniecznych modernizacji krajowych elektrowni i elektrociepłowni.

Cena sprzedaży przez Skarb Państwa źródeł energii powinna zatem gwarantować niezależnym producentom *IPP* (*Independent Power Producers*) zysk z ich eksploatacji na poziomie zbliżonym do zysku z lokat kapitałowych.

W wielu krajach szybko rośnie liczba niezależnych producentów energii *IPP* eksploatujących istniejące i budujących nowe elektrownie oraz elektrociepłownie. Niezależne firmy bardzo chętnie inwestują, gdy mają zagwarantowane w kontraktach, a szczególnie długoterminowych, zbyt i cenę produkowanej energii. Należy przy tym zaznaczyć, że polski rynek energetyczny jest bardzo atrakcyjny, gdyż jest rynkiem dużym, a ponadto przewidywany wzrost zużycia energii elektrycznej jest jednym z najwyższych w Europie.

Jak wspomniano, istotnym problemem prywatyzacji jest wycena wartości sprzedawanych istniejących elektrociepłowni i elektrowni a także wycena wartości sprzedawanego rynku ciepła i energii elektrycznej, by w konsekwencji pozyskać źródło finansowania odnowienia, modernizacji i restrukturyzacji istniejących elektrociepłowni i elektrowni – pozyskać niezależnych producentów energii *IPP*.

Krajowa energetyka wymaga bowiem, ze względu na zły stan techniczny zaawansowanych wiekiem elektrowni i elektrociepłowni nie spełniających ponadto przyszłych unijnych norm ochrony środowiska, poniesienia bardzo dużych, wynoszących co najmniej kilkanaście miliardów dolarów, nakładów inwestycyjnych na odnowienie, modernizację i restrukturyzację. Drogą do pozyskania tak ogromnych środków finansowych powinna być jej prywatyzacja i urynkowanie – mechanizmy rynkowe bowiem znacznie lepiej i szybciej przyczyniają się do rozwiązywania wielu trudnych problemów, nie tylko w energetyce, ale we wszystkich dziedzinach działalności ludzkiej.

Zbyt wolno postępująca prywatyzacja i urynkowanie krajowej energetyki hamuje inicjatywy gospodarcze, powoduje (utrzymuje) niewłaściwą strukturę kosztów wytwarzania energii w istniejących elektrociepłowniach i elektrowniach oraz związany z tym znaczny niedostatek środków finansowych na ich odnowienie, modernizację i rozwój (jednym z głównych powodów złej kondycji finansowej polskiej energetyki jest również bardzo wysoka cena krajowego węgla; cena sprzedaży jednostki energii elektrycznej przez elektrownie jest bowiem niewiele wyższa od bardzo wysokiej jednostkowej – na jednostkę energii chemicznej paliwa – ceny zakupu przez nie węgla).

Co więcej, w Polsce występuje niestety tendencja do utrzymywania własności państwowej w imię złe pojętego bezpieczeństwa energetycznego kraju. Mało tego, w imię partykularnych interesów wielu polityków i ludzi zarządzających energetyką zmierza do jej monopolizowania, podczas gdy Unia Europejska dąży, i słusznie, do rozbijania monopolu energetycznych. Ludzie ci, szermując hasłem bezpieczeństwa energetycznego państwa, używając tego pojęcia jako straszaka, twierdzą, że w sytuacji sprywatyzowania energetyki, nastąpi jakaś niewyobrażalna katastrofa (ale jaka?). Żądają przy tym pionowej konsolidacji energetyki, tj. powiązania wydobywania węgla z produkcją ciepła i energii elektrycznej wraz z ich dystrybucją w jedną całość (m.in. jednym z głównych celów konsolidacji jest wykorzystanie zdolności kredytowych niezadłużonych spółek dystrybucyjnych do odnowienia i modernizacji elektrowni i elektrociepłowni). Tym samym przeciwstawiają się rozwiązaniom rynkowym i tworzeniu warunków do konkurencji, co w efekcie oznacza skazanie odbiorców energii na pokrywanie wszystkich kosztów, w tym z zasady strukturalnych kosztów bardzo dużej niegospodarności działania monopolistycznych firm państwowych.

Takiej gospodarki już niestety doświadczyliśmy i teraz jeszcze ponosimy tego przeogromne koszty i szeroko rozumiane konsekwencje. Niestety, te fakty nie docierają do wielu decydentów lub, co gorsze, nie chcą oni tych faktów znać oraz o nich pamiętać. Konsolidacja pionowa koncernów energetycznych, borykających się z dużymi trudnościami finansowymi (również z ogromnym przerostem zatrudnienia), prowadzi ponadto do łatwego i zyskowego ich przejęcia przez dużych inwestorów, którym trudno byłoby natomiast przejąć setki małych firm energetycznych.

Inwestorzy, przede wszystkim zagraniczni – w tym państwa zachodnie – dysponujący dużymi możliwościami finansowymi żądają wręcz konsolidacji firm energetycznych, chcąc przejąć jak największy rynek ciepła i energii elektrycznej, nie płacąc za ten rynek, płacąc tylko bardzo niską ceną równą war-

tości księgowej – a nawet niższą od księgowej – za przejmowane, chociaż najczęściej jednak zdekapitalizowane urządzenia.

Racjonalnym rozwiązaniem jest prywatna energetyka, w tym również „mała energetyka rozproszona”, a nie monopolistyczne molochy energetyczne dyktujące wysokie ceny energii elektrycznej i ciepła z pozycji siły. Budowa wielu lokalnych źródeł energii pozwoli na uniknięcie w skali Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) strat przesyłowych, poprawi lokalne bilanse w zaopatrzeniu w energię elektryczną, pozwoli na pokrywanie części obciążeń szczytowych. Unowocześni to krajową energetykę i poprawi jej konkurencyjność na europejskim rynku energii, co jest konieczne, zwłaszcza w sytuacji przystąpienia Polski do Unii Europejskiej. Co więcej, budowa wielu małych i średnich źródeł energii wyzwoli konkurencyjność na rynku energetycznym i w konsekwencji, obok racjonalizacji zużycia paliw pierwotnych, będzie źródłem korzyści ekonomicznych dla odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Pozwoli na wykorzystywanie biomasy stałej i biogazu. Wykorzystywanie biomasy powinno się bowiem odbywać nie w dużej, bazującej na węglu energetyce zawodowej, ale w głównej mierze w małych (od kilkuset kilowatów do kilku, kilkunastu megawatów) źródłach ciepła i energii elektrycznej.

Problemy logistyczne z pozyskaniem odpowiedniej ilości biomasy dla dużej energetyki zawodowej, problemy jej współspalania z węglem, są bowiem na tyle istotne i duże, że racjonalnie właściwym miejscem do wykorzystywania biopaliw powinny być przede wszystkim „małe” lokalne ciepłownie, a szczególnie układy kogeneracyjne, układy do równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Pozwoli to na spełnienie przez Polskę zobowiązania, jakiego się podjęła w traktatach akcesyjnych do UE, że udział energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym kraju będzie wynosił w 2010 r. 7,5%, a w 2020 r. 14% (obecnie wynosi on ok. 2,5%), a spełnienie tych warunków będzie właśnie możliwe wówczas, gdy zacznie szybko „szeroko funkcjonować” tzw. energetyka rozproszona.

Przy uwzględnieniu powyższych uwag, sformułowanie algorytmów i opracowanie procedur obliczeniowych potrzebnych do wyliczania cen sprzedaży prywatyzowanych elektrowni i elektrociepłowni jest zatem koniecznością, ma obok istotnych wartości poznawczych duże znaczenie praktyczne z uwagi na aktualne potrzeby wymagającej odnowienia, modernizacji, prywatyzacji i restrukturyzacji krajowej energetyki. Wyliczenie ceny rynkowej prywatyzowanych źródeł energii powinno być przy tym jednoznacznie związane z ekonomiczną efektywnością ich eksploatacji, a więc, jak już wyżej zaznaczono, z problemem wartości rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego.

Należy wręcz jednoznacznie sformułować tezę, że cena sprzedaży prywatyzowanych elektrowni i elektrociepłowni powinna być powiązana z równocześnie wyliczaną wartością rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego.

Podsumowując, istotnym problemem prywatyzacji państwowej energetyki jest wycena wartości istniejących elektrociepłowni i elektrowni oraz wycena wartości sprzedawanego rynku ciepła i energii elektrycznej. Końcowym celem wyceny jest pozyskanie źródła finansowania odnowienia, modernizacji i restrukturyzacji istniejących elektrociepłowni oraz elektrowni – pozyskanie prywatnych IPP.

Opracowana i prezentowana w niniejszym artykule metodyka analizy i wyceny wartości rynkowej państwowych elektrowni i elektrociepłowni oraz rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego wykorzystuje mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji jako kryteria tej analizy i wyceny.

Należą do nich:

- ◆ wartość zaktualizowana netto (NPV – Net Present Value)
- ◆ wewnętrzna stopa zwrotu (IRR – Internal Rate of Return)
- ◆ prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych (SPBP i DPBP – Simple Pay Back Period i Discounted Pay Back Period).

Powyższe mierniki są podstawowymi, powszechnie uznawanymi i funkcjonującymi wskaźnikami efektywności ekonomicznej dowolnego przedsięwzięcia gospodarczego na całym świecie, są jedynymi i wyłącznie uznawanymi miernikami przez wszystkie banki, w tym Bank Światowy.

Wyliczając wartości powyższych mierników stosuje się rachunek dyskonta, rachunek uwzględniający zmianę wartości pieniądza na skutek upływu czasu. Wyliczając i porównując różne wielkości należy mieć wspólny mianownik, wspólny poziom odniesienia. Rachunek dyskonta pozwala na porównywanie pieniędzy z różnych okresów, sprowadzając ich wartość do tej samej chwili.

Inaczej mówiąc, rachunek dyskonta daje możliwość przeliczania wartości pieniędzy z jednego okresu na każdy inny dowolny okres.

Do wymienionych mierników, będących kryteriami wyceny wartości rynku, wprowadzono wielkość v_m reprezentującą wartość tego rynku [1, 2]. Wprowadzono ponadto przesunięte w czasie konieczne nakłady finansowe na odnowienie oraz modernizację instalacji i urządzeń po momencie zakupu elektrowni, i elektrociepłowni przez inwestora IPP (rys. 1).

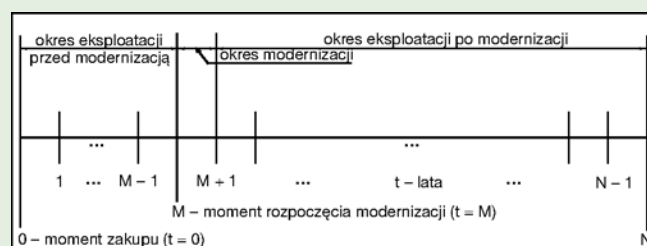
Konieczne finansowe nakłady modernizacyjne (łącznie z pakietem socjalnym dla załogi, jeśli nie został on już uwzględniony w nakładach inwestycyjnych

na zakup źródła energii) istotnie obniżają (w jak wielkim stopniu obniżają, to pokazuje analiza z wykorzystaniem przedstawionego algorytmu) wartość rynkową sprzedawanych przez Skarb Państwa elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni.

Wprowadzenie powyższych wielkości powoduje, że wzory pozwalające wyliczać wartość rynkową źródeł energii uzyskują ogólną postać, a tym samym ich wartość poznawcza, a szczególnie praktyczna, jest bardzo duża. Wzory te pozwalają wyznaczać zarówno rynkową cenę sprzedaży przez Skarb Państwa elektrowni i elektrociepłowni, jak i równocześnie wartość rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego. Umożliwiają szeroką dyskusję i analizę wpływu na wyniki obliczeń wartości rynkowej krajowej energetyki wszystkich istotnych wielkości i parametrów wejściowych.

Wartość tych wyników w głównej mierze zależy będzie od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii, od mocy źródeł energii, od czasu eksploatacji, wartości rynku, wysokości taryf opłat ekologicznych, wysokości podatku dochodowego od zysku brutto itd.

Uwzględnienie także różnych możliwości finansowania inwestycji pozwala zwiększyć wartość merytoryczną opracowanej metodyki, należy jednak przy tym zaznaczyć, że sposób finansowania inwestycji ma relatywnie nieduży wpływ na osiąganе wyniki finansowe, a tym samym na wartość rynkową prywatyzowanych elektrowni i elektrociepłowni oraz na wartość rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego.



Rys. 1. Cykl realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego

Wartości mierników efektywności ekonomicznej pracy elektrowni lub elektrociepłowni wylicza się za pomocą podanych wzorów.

- Wartość zaktualizowana netto NPV – całkowity przewidywany zysk obejmujący cały okres eksploatacji zakupionej przez IPP od Skarbu Państwa elektrowni lub elektrociepłowni:

$$NPV = \sum_{t=1}^M \frac{CF_{t, netto}^M}{(1+r)^t} + \frac{CF_{R, netto}^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^N \frac{CF_{t, netto}^{mod}}{(1+r)^t} - J_0 - \frac{J_M}{(1+r)^M} \quad (1)$$

- Wewnętrzna stopa zwrotu IRR – oprocentowanie, jakie przynosi zainwestowany kapitał J_O i J_M :

$$\sum_{t=1}^M \frac{CF_{t\text{ brutto}}^M}{(1+IRR)^t} + \frac{CF_{R\text{ brutto}}^{M+1}}{(1+IRR)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^N \frac{CF_{t\text{ brutto}}^{\text{mod}}}{(1+IRR)^t} = J_O + \frac{J_M}{(1+IRR)^M}. \quad (2)$$

- Prosty (statyczny) okres zwrotu $SPBP$ nakładów inwestycyjnych J_O i J_M :

$$\sum_{t=1}^M CF_{t\text{ netto}}^M + CF_{R\text{ netto}}^{M+1} + \sum_{t=M+2}^{SPBP} CF_{t\text{ netto}}^{\text{mod}} = J_O + J_M. \quad (3)$$

- Zdyskontowany (dynamiczny) okres zwrotu $DPBP$ nakładów inwestycyjnych J_O i J_M . Zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jest dłuższy od prostego, ponieważ uwzględnia zmianę wartości pieniądza w czasie. Przepływy pieniężne kolejnych lat są dyskontowane do początku roku rozpoczęcia eksploatacji, tym samym ich wartości są zmniejszane proporcjonalnie do współczynników dyskontujących $1/(1+r)^t$ (czasowa wartość pieniądza jest tym mniejsza, im czas jego generowania jest odleglejszy od chwili $t=0$ rozpoczęcia eksploatacji zakupionej elektrowni lub elektrociepłowni). $DPBP$ służy do określenia okresu spłaty kredytu zaciągniętego na inwestycje:

$$\sum_{t=1}^M \frac{CF_{t\text{ netto}}^M}{(1+r)^t} + \frac{CF_{R\text{ netto}}^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^{DPBP} \frac{CF_{t\text{ netto}}^{\text{mod}}}{(1+r)^t} = J_O + \frac{J_M}{(1+r)^M}, \quad (4)$$

gdzie:

- J_O – cena zakupu (łącznie z pakietem socjalnym dla załogi) przez inwestora IPP od Skarbu Państwa elektrowni lub elektrociepłowni,
- J_M – nakłady inwestycyjne poniesione przez inwestora IPP w roku M na odnowienie i modernizację zakupionej elektrowni lub elektrociepłowni.

Wyrażony w latach czas M jest potrzebny inwestorowi IPP na opracowanie optymalnej koncepcji oraz projektu modernizacji, uzyskania pozwolenia na budowę oraz pozyskania źródła finansowania odnowienia i modernizacji wraz z wykonaniem optymalnego planu jej finansowania w celu zachowania płynności finansowej w całym okresie N lat eksploatacji zakupionej i zmodernizowanej elektrowni lub elektrociepłowni [2].

Ze wszystkich mierników, jedynie wartość IRR (równanie (2)) należy wyznaczać dla przepływów pieniężnych brutto $CF_{t\text{ brutto}}^M$ (ang. *cash flow*), czyli przy założeniu, że $NPV = 0$, a więc dla sytuacji, że nie jest osiąganym zysk z pracy elektrowni lub elektrociepłowni. Stopa IRR jest bowiem maksymalną (graniczną) stopą procentową, na jaką można zaciągnąć kredyt,

inaczej mówiąc jest progową wartością stopy dyskonta r . W przypadku, gdy inwestycja finansowana jest z kredytu bankowego, środków własnych czy za pomocą leasingu, stopa dyskonta powinna być wyznaczana jako średnia ważona w zależności od udziałów poszczególnych środków finansowych w całości nakładów inwestycyjnych [2].

Wpływ zmian stopy r w wyniku zmiany sposobu finansowania inwestycji na zmianę wartości mierników jest jednak, jak już zaznaczono, relatywnie mały w porównaniu z wpływem na zmianę ich wartości, na przykład możliwymi zmianami cen nośników energii [2].

Przepływy pieniężne całkowite, tj. przepływy wynikające z pracy elektrociepłowni lub elektrowni, (czyli niezależnie od tego, kto jest ich właścicielem) w kolejnych latach wynoszą:

- przepływy brutto w latach $1 \div M$:

$$CF_{R\text{ brutto}}^M = S_R^M - K_e^M = \rho_N J_O + Z_R^M \quad (5)$$

w roku $M + 1$:

$$CF_{R\text{ brutto}}^{M+1} = S_R^{M+1} - K_e^{M+1} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} \quad (6)$$

w latach $M + 2 \div N$:

$$CF_{R\text{ brutto}}^{\text{mod}} = S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}} \quad (7)$$

- przepływy netto w latach $1 \div M$:

$$CF_{R\text{ netto}}^M = S_R^M - K_e^M - (S_R^M - K_e^M - \rho_N J_O)p = \rho_N J_O + Z_R^M(1-p) \quad (8)$$

w roku $M + 1$:

$$CF_{R\text{ netto}}^{M+1} = S_R^{M+1} - K_e^{M+1} - (S_R^{M+1} - K_e^{M+1} - \rho_N J_O - \rho_{N-M} J_M)p = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1}(1-p) \quad (9)$$

w latach $M + 2 \div N$:

$$CF_{R\text{ netto}}^{\text{mod}} = S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - (S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - \rho_N J_O - \rho_{N-M} J_M)p = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}}(1-p) \quad (10)$$

Przepływy pieniężne dla IPP (IPP otrzymuje corocznie tylko część zysku Z_R z pracy elektrociepłowni lub elektrowni równą $Z_R(1-v_m)$, zależną od żądanej przez niego minimalnej wartości kryterium – najczęściej w praktyce jest nim IRR_p^{IPP} , wzór (36) – przyjętego do analizy wartości ceny zakupu J_O ; pozostałą część zysku równą $Z_R v_m$, stanowiącą wartość rynku ciepła i energii elektrycznej, otrzymuje sprzedający elektrownie lub elektrociepłownie, czyli Skarb Państwa):

- przepływy brutto
w latach $1 \div M$:

$$CF_{R\text{brutto}}^{M\text{ IPP}} = \rho_N J_O + Z_R^M (1 - v_m) \quad (11)$$

w roku $M + 1$:

$$CF_{R\text{brutto}}^{M+1\text{ IPP}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} (1 - v_m) \quad (12)$$

w latach $M + 2 \div N$:

$$CF_{R\text{brutto}}^{\text{mod IPP}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}} (1 - v_m) \quad (13)$$

- przepływy netto
w latach $1 \div M$:

$$CF_{R\text{netto}}^{M\text{ IPP}} = \rho_N J_O + Z_R^M (1 - p)(1 - v_m) \quad (14)$$

w roku $M + 1$:

$$CF_{R\text{netto}}^{M+1\text{ IPP}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} (1 - p)(1 - v_m) \quad (15)$$

w latach $M + 2 \div N$:

$$CF_{R\text{netto}}^{\text{mod IPP}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}} (1 - p)(1 - v_m) \quad (16)$$

gdzie:

v_m – względna wartość rynku ciepła i energii elektrycznej, będąca procentową wartością udziału właściciela rynku (Skarbu Państwa) w zyskach (procent wartości całkowitego zysku osiąganego w trakcie eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni),

p – stopa podatku od zysku brutto Z_R , przy czym roczne przychody S_R w przypadku elektrociepłowni obejmują przychody ze sprzedaży kolejno ciepła i energii elektrycznej, tj.:

$$S_R = Q_R e_c + E_{d,R} e_d, \quad (17)$$

gdzie:

e_c, e_d – jednostkowe ceny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej,

$Q_R, E_{d,R}$ – roczna produkcja netto ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni lub elektrowni (oczywiście produkcja $E_{d,R}$ w kolejnych latach $1 \div M, M + 1$ oraz $M + 2 \div N$ będzie inna, natomiast produkcja Q_R , przy założeniu, że kontrakty na zakup ilości ciepła nie zmieniają się, będzie taka sama).

W przypadku elektrowni przychody S_R osiągane są tylko ze sprzedaży energii elektrycznej i we wzorze (17) należy tym samym za Q_R podstawić wartość zero.

Roczny zysk brutto Z_R osiągany w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni wylicza się ze wzoru:

– w przypadku elektrociepłowni

$$Z_R = Q_R (e_c - k_c) \quad (18)$$

– w przypadku elektrowni

$$Z_R = E_{d,R} (e_d - k_d) \quad (19)$$

Przy czym jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni (wyliczany metodą kosztów unikniętych przy danej cenie energii elektrycznej) oraz jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowni wyliczane są za pomocą wzorów [2]:

- koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni

$$k_c = \frac{K_R - E_{d,R} e_d}{Q_R}, \quad (20)$$

- koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowni

$$k_d = \frac{K_R}{E_{d,R}}. \quad (21)$$

Roczne koszty K_R działania elektrociepłowni lub elektrowni wyrażają się wzorem:

$$K_R = K_e + K_{kap}, \quad (22)$$

przy czym roczne koszty eksploatacji K_e elektrociepłowni lub elektrowni wynoszą:

$$K_e = K_{pal} + K_{wu} + K_p + K_{rem} + K_m + K_{sr}, \quad (23)$$

gdzie:

K_{pal} – koszt paliwa, K_{wu} – koszt wody uzupełniającej, K_p – koszt płac, K_{rem} – koszt konserwacji i remontów, K_m – koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych, K_{sr} – koszt strat (opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska) wywołanych przez emisję spalin w otaczającym środowisku, a roczne koszty kapitałowe produkcji ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni lub elektrowni wyrażają się wzorem:

$$K_{kap} = \sum J \rho. \quad (24)$$

Koszty kapitałowe w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni wynoszą zatem:

$$\text{w latach } 1 \div M: \quad K_{kap}^M = \rho_N J_O, \quad (25)$$

$$\text{w roku } M + 1: \quad K_{kap}^{M+1} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M, \quad (26)$$

$$\text{w latach } M + 2 \div N: \quad K_{kap}^{\text{mod}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M. \quad (27)$$

Wartość rocznej stopy amortyzacji ρ_N , gwarantującej zwrot nakładów J_O łącznie z odsetkami po N latach eksploatacji, należy obliczać z równania [2]:

$$\sum_{t=1}^N \frac{\rho_N J_O}{(1+r)^t} = J_O, \quad (28)$$

skąd zdyskontowana stopa ρ_N wynosi:

$$\rho_N = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1}, \quad (29)$$

gdzie:

r – stopa dyskonta (stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego).

Wartość rocznej stopy amortyzacji ρ_{N-M} , gwarantującej zwrot nakładów J_M łącznie z odsetkami po $N-M$ latach eksploatacji odnowionego i zmodernizowanego źródła energii, należy obliczać z równania:

$$\sum_{t=1}^{N-M} \frac{\rho_{N-M} J_M}{(1+r)^t} = J_M, \quad (30)$$

skąd zdyskontowana stopa ρ_{N-M} wynosi:

$$\rho_{N-M} = \frac{r(1+r)^{N-M}}{(1+r)^{N-M} - 1}. \quad (31)$$

Wartości mierników efektywności ekonomicznej dla IPP wynikające z pracy zakupionych przez niego elektrowni lub elektrociepłowni wylicza się za pomocą poniższych zależności otrzymanych ze wzorów (1) ÷ (4) po podstawieniu do nich wielkości zapisanych wzorami (11) ÷ (16):

- wartość zaktualizowana netto

$$\begin{aligned} NPV^{IPP} &= NPV(1-v_m) = \\ &= \left[\sum_{t=1}^M \frac{Z_R^M}{(1+r)^t} + \frac{Z_R^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^N \frac{Z_R^{\text{mod}}}{(1+r)^t} \right] (1-p)(1-v_m) = \\ &= \left[\frac{Z_R^M}{\rho_M} + \frac{Z_R^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + Z_R^{\text{mod}} \left(\frac{1}{\rho_N} - \frac{1}{\rho_{M+1}} \right) \right] (1-p)(1-v_m) \end{aligned} \quad (32)$$

- zdyskontowany (dynamiczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych

$$DPBP^{IPP} = \frac{\ln \frac{Z_R^{\text{mod}}(1-p)(1-v_m) + \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M}{Z_R^{\text{mod}}(1-p)(1-v_m) + \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M - Ar}}{\ln(1+r)} \quad (33)$$

gdzie:

$$\begin{aligned} A &= J_O + \frac{J_M}{(1+r)^M} + \frac{\rho_{N-M} J_M}{\rho_M} + \\ &+ \left[\frac{Z_R^{\text{mod}}}{\rho_{M+1}} - \frac{Z_R^M}{\rho_M} - \frac{Z_R^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} \right] (1-p)(1-v_m) \end{aligned} \quad (33a)$$

- prosty (statyczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych

$$SPBP^{IPP} = \frac{J_O + J_M + M\rho_{N-M} J_M + [(M+1)Z_R^{\text{mod}} - MZ_R^M - Z_R^{M+1}](1-p)(1-v_m)}{\rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}}(1-p)(1-v_m)} \quad (34)$$

Wartości całkowite mierników: NPV , $DPBP$, $SPBP$ wyznacza się ze wzorów (32) ÷ (34) przy $v_m = 0$.

Wartość IRR należy wyznaczać dla wartości zysku brutto ($p = 0$; równanie (2)), gdyż amortyzacja (rata zwrotu kapitału) wraz z corocznymi odsetkami od kapitału inwestycyjnego jest kosztem uzyskania przychodu ze sprzedaży wytworzonej w elektrowni lub elektrociepłowni energii elektrycznej i ciepła, a tym samym nie podlega opodatkowaniu. Rzeczywisty zysk, jaki osiąga inwestor jest natomiast już zyskiem po opodatkowaniu, a tym samym wartość oprocentowania IRR^{IPP} , jaką przyniesie mu zainwestowany kapitał, należałoby obliczać dla przepływów netto. Wyliczona tak wówczas wartość IRR^{IPP} przy danej wartości rynku v_m jest mniejsza od wartości IRR^{IPP} wyliczonej dla $p = 0$ (wzór (2)).

Przy założeniu, że $IRR_p^{IPP} = IRR^{IPP}$ wartość rynku maleje i rośnie zysk dla inwestora. Z reguły jako kryterium wyliczenia ceny zakupu J_O od Skarbu Państwa elektrowni lub elektrociepłowni oraz wartości rynku (a więc części zysku $Z_R v_m$, jaki corocznie będzie się należał Skarbowi Państwa; całkowity zysk, jaki osiągnie zatem Skarb Państwa ze sprzedaży elektrociepłowni lub elektrowni będzie wynosił: $J_O + NPV v_m$, przy czym $NPV v_m$ jest właśnie wartością rynku) inwestor narzuca minimalną wartość oprocentowania IRR_p^{IPP} , jakie ma mu przynieść zainwestowany kapitał. Tę minimalną, progową wartość wewnętrznej stopy zwrotu IRR_p^{IPP} kompensującą ryzyko inwestowania (będącą obok gwarancji w postaci kontraktów na zbyt i cenę produkowanej energii zachętą do inwestowania) inwestorzy wyznaczają na poziomie wyższym od korzyści z lokat kapitałowych. Wartość IRR_p^{IPP} dla inwestora dla założonej wartości rynku v_m , cen sprzedaży produkowanej energii elektrycznej e_{el} i ciepła e_c , ceny zakupu paliwa e_{pali} itd., wyznacza się metodą kolejnych przybliżeń ze wzoru:

$$\begin{aligned} &\sum_{t=1}^M \frac{CF_{t \text{ netto}}^{M \text{ IPP}}}{(1+IRR_p^{IPP})^t} + \frac{CF_{R \text{ netto}}^{M+1 \text{ IPP}}}{(1+IRR_p^{IPP})^{M+1}} + \\ &+ \sum_{t=M+2}^N \frac{CF_{t \text{ netto}}^{\text{mod IPP}}}{(1+IRR_p^{IPP})^t} = J_O + \frac{J_M}{(1+IRR_p^{IPP})^M} \end{aligned} \quad (35)$$

który, wykorzystując wzory (14) ÷ (16), można zapisać w postaci:

$$\begin{aligned} &\frac{\rho_N J_O + Z_R^M(1-p)(1-v_m)}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} + \frac{\rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1}(1-p)(1-v_m)}{(1+IRR_p^{IPP})^{M+1}} + \\ &+ \left[\rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}}(1-p)(1-v_m) \right] \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) = \\ &= J_O + \frac{J_M}{(1+IRR_p^{IPP})^M} \end{aligned} \quad (36)$$

przy czym na przykład zapis $[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}$ oznacza, że roczna stopa zwrotu kapitału inwestycyjnego (wzór (29)) wyrażona jest za pomocą stopy IRR_p^{IPP} , a nie stopy dyskonta r :

$$[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}} = \frac{IRR_p^{IPP} (1 + IRR_p^{IPP})^N}{(1 + IRR_p^{IPP})^N - 1}. \quad (37)$$

Wartość całkowitej wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji IRR (wzór (2)) wyznacza się ze wzoru (36) dla $p=0$ oraz $v_m=0$ (ponadto np. we wzorze (37) za IRR_p^{IPP} należy podstawić IRR).

Oczywiście musi zachodzić zależność, że żądana przez IPP wartość IRR_p^{IPP} będzie co najwyżej równa osiąganą z eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni wartości IRR (gdy $IRR_p^{IPP} = IRR$ jedynym właścicielem elektrociepłowni lub elektrowni będzie IPP).

W przeciwnym razie prywatyzowane źródła energii wraz z rynkiem ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanym są dla IPP całkowicie nieatrakcyjne.

Decydujący wpływ na wielkość osiąganą wartość stopy IRR_p^{IPP} ma wartość różnicy cen sprzedaży e_o, e_{el} i kosztów produkcji k_o, k_{el} jednostki ciepła i energii elektrycznej (zależnych od rocznej produkcji ciepła i energii elektrycznej $Q_R, E_{el,R}$, oraz ceny paliwa e_{pal} – koszt k_o zależy ponadto od ceny e_{pal} – wzory (20) i (21)) oraz wielkość rocznej produkcji ciepła Q_R i energii elektrycznej $E_{el,R}$.

Na przykład dla elektrociepłowni, jeśli różnica $e_o - k_o$ i wartość Q_R rosną (wzrost Q_R powoduje ponadto spadek wartości k_o [2]) i tym samym wzrost $e_o - k_o$, rosną wartości $IRR, IRR^{IPP}, IRR_p^{IPP}$. Przy ustalonej wówczas wartości IRR^{IPP}, IRR_p^{IPP} rośnie wartość rynku ciepła i energii elektrycznej v_m . Gdy $v_m = 100\%$ (jedynym właścicielem elektrowni lub elektrociepłowni jest właściciel rynku – Skarb Państwa) wówczas IRR^{IPP}, IRR_p^{IPP} równe są stopie dyskonta r i IPP jest tylko kredytodawcą kapitału J_o i J_M przy stopie oprocentowania równej stopie r (w przypadku finansowania inwestycji ze środków własnych, wartość stopy procentowej r , z uwagi na ponoszone ryzyko własne, jest z reguły o kilka punktów procentowych większa od wartości stopy r , gdy kapitał inwestycyjny pochodzi z zaciągniętego kredytu w banku – pieniądze własne są zawsze droższe).

Obniżanie podatku p podwyższa wartość rynku v_m (z punktu widzenia Skarbu Państwa najkorzystniejsze byłoby ustanowienie podatku w wysokości 100% i całkowite przejęcie zysku Z_R ; prowadzi to jednak oczywiście w konsekwencji do bankructwa i upadku państwa, niszczy bowiem całkowicie motywację do pracy i działalności gospodarczej).

Zwiększanie czasu trwania kontraktów długoterminowych, to jest okresu eksploatacji rynku N (okresu eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni) również zwiększa zysk i podnosi wartość rynku.

Z równania (36), wykorzystując przy tym wzory (5) ÷ (7), można wyznaczyć cenę zakupu (łącznie z pakietem socjalnym dla załogi) przez inwestora IPP od Skarbu Państwa elektrowni lub elektrociepłowni w funkcji żądanej przez niego wartości stopy IRR_p^{IPP} oraz z wartością rynku v_m i koniecznymi nakładami J_M – jakie musi ponieść IPP na odnowienie i modernizację elektrowni lub elektrociepłowni – jako parametrami:

$$J_o = \frac{\frac{J_M}{(1 + IRR_p^{IPP})^M} \frac{(S_R^M - K_e^M)(1-p)(1-v_m)}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}}}{\frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)] - 1} - \frac{\frac{\rho_{N-M} J_M + (S_R^{M+1} - K_e^{M+1} - \rho_{N-M} J_M)(1-p)(1-v_m)}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}}}{\frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)] - 1} \quad (38)$$

$$\frac{[\rho_{N-M} J_M + (S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - \rho_{N-M} J_M)(1-p)(1-v_m)] \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right)}{\frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)] - 1}$$

Całkowita zdyskontowana kwota $J_o + J_M / (1 + IRR_p^{IPP})^M$, jaką będzie musiał wydać IPP zakupując źródło energii od Skarbu Państwa przy żądanej wartości IRR_p^{IPP} oraz żądanej przez Skarb Państwa wartości v_m , powinna być oczywiście równa co najwyżej nakładom inwestycyjnym (również zdyskontowanym na ten sam moment, co całkowita kwota związana z zakupem istniejącej elektrowni lub elektrociepłowni) na całkowicie nowo wybudowane źródło energii (pod warunkiem, że po jego wybudowaniu będzie miał zbyt na produkowane w nim ciepło i energię elektryczną).

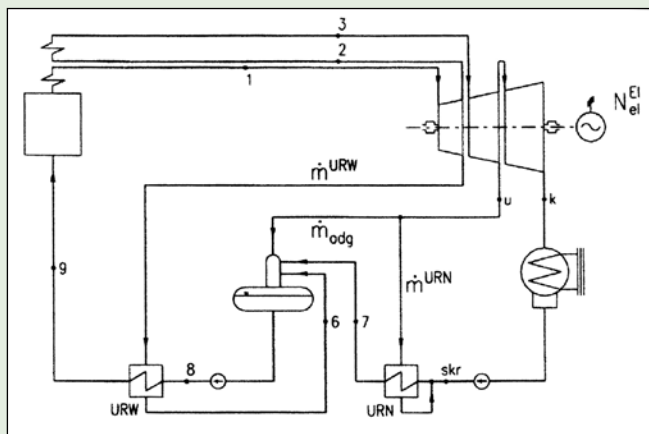
Należy jednak przy tym pamiętać, że bez odnowienia i modernizacji stan techniczny istniejących elektrowni i elektrociepłowni nie pozwoli na ich dalszą długoletnią eksploatację).

Co więcej, jak już wyżej zaznaczono, jeśli wyliczona za pomocą równania (2) wartość stopy IRR , przy aktualnych relacjach cenowych pomiędzy nośnikami energii, jaką „przynosi” praca elektrowni lub elektrociepłowni, jest mniejsza od żądanej przez IPP stopy IRR_p^{IPP} , to ich zakup, odnowienie i modernizacja będą nieopłacalne. Może to wówczas świadczyć o niewłaściwych relacjach cenowych pomiędzy nośnikami energii.

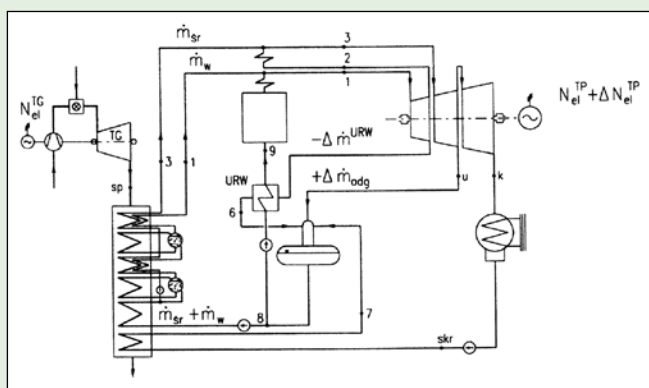
Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń

Do analizy przyjęto elektrownię, której moc brutto przed modernizacją wynosi N_{el}^{Br} = 120 MW. Rozważono przy tym jej modernizację z wykorzystaniem turbosespołu gazowego i kotła odzyskowego w układzie równoległym – rysunek 2 (tab. 1, 2) [2].

a)



b)



Rys. 2. Modernizacja z wykorzystaniem turbosespołu gazowego i kotła odzyskowego w układzie równoległym
a) przed modernizacją, b) po modernizacji

Modernizacyjne zabiegi w elektrowniach doskonałe wyłącznie istniejące w nich poszczególne instalacje i urządzenia (modernizacja układów przepływowych turbin podnosząca ich sprawność wewnętrzną, modernizacja kotłów zwiększająca ich sprawność, modernizacja układów chłodzenia, czy zabiegi zmniejszające potrzeby własne elektrowni), nie są w stanie znacząco poprawić sprawności wytwarzania w nich energii elektrycznej, nie zmieniają bowiem termicznych parametrów realizowanych w nich obiegów cieplnych.

Można oczekiwać wówczas poprawy sprawności energetycznej η_{Bel} jedynie od 1 do 3 punktów procentowych.

Efektywność energetyczną elektrowni natomiast istotnie poprawiłaby ich modernizacja przez nadbudowę turbosespołem gazowym – zasadniczej bowiem zmianie ulegną wówczas wspomniane parametry obiegów – z równoczesnym dodatkowym zmniejszeniem emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia. Wart podkreślenia jest fakt, że modernizacja elektrowni przez nadbudowę turbosespołem gazowym pozostawi przy tym węgiel jako podstawowe w nich paliwo.

Węgiel, którego zasoby w kraju są duże, jest i będzie jeszcze długo podstawowym paliwem w krajowej elektroenergetyce zawodowej. Również jej rozwój w dominującym stopniu bazował będzie na tym paliwie, a modernizacja przez nadbudowę turbosespołem gazowym pozwoli w sposób racjonalny technologicznie i technicznie korzystać z węgla.

Modernizacja elektrowni w układzie równoległym jest efektywniejszym energetycznie i ekonomicznie sposobem nadbudowy w porównaniu z układem szeregowym (Hot Windbox) [2]. W praktyce układ Hot Windbox nie jest w stanie zapewnić tak dużego, jak w optymalnie zaprojektowanym układzie równoległym, wyeliminowania węgla, którego spalanie w kotle generuje największe straty egzergii w łańcuchu przemian wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni.

Należy więc w czasie modernizacji dążyć do zmniejszenia obciążenia kotła węglowego w jak największym możliwym stopniu – technicznym i eksploatacyjnym – wykorzystując turbinę gazową (udział węgla w energii chemicznej spalane go paliwa w układzie Hot Windbox może wynosić do ok. 60% [2], w układzie równoległym natomiast do ok. 50% (tab. 1), a tym samym efektywność energetyczna takiej modernizacji będzie mniejsza od układu równoległego). Ponadto duże nakłady inwestycyjne na układ Hot Windbox i długi wielomiesięczny konieczny przestój elektrowni (istniejący kocioł węglowy musi ulec głębokiej rekonstrukcji) powodują, że układ ten jest również mniej efektywnym ekonomicznie sposobem modernizacji elektrowni od modernizacji „równoległej” dostosowującej jej pracę do możliwego dopuszczalnego przeciążenia turbosespołu parowego wraz z równoczesnym możliwym zminimalizowaniem obciążenia kotła węglowego [2].

Tabela 1
Efekty nadbudowy elektrowni w układzie równoległym

| | N_{el}^{TP} MW | $(PW_d)_{pal}$ MW | N_{el}^{TG} MW | $(PW_d)_{gaz}$ MW | η_{Eel} |
|--------------------------------|---------------------|----------------------|---------------------|----------------------|--------------|
| Elektrownia przed modernizacją | 120 | 334,3 | – | – | 0,359 |
| Układ równoległy | 138,4 | 247 | 83,9 | 246,8 | 0,45 |

Sprężenie równoległe wymaga również na najmniejszej przebudowy układu parowo-wodnego istniejącej elektrowni, a tym samym najmniejszych środków finansowych na tę przebudowę.

Konieczne nakłady inwestycyjne na modernizację ponoszone będą wówczas w zasadzie tylko na nowo powstały układ gazowy i połączenie go z układem istniejącym.

Budowa układu równoległego odbywa się ponadto w czasie, gdy elektrownia „pracuje” – nie wystąpią zatem straty ekonomiczne związane z jej postojem – i połączenie części gazowej z częścią węglową trwa (może trwać) zaledwie kilka, kilkanaście dni.

Co więcej, nadbudowa w układzie równoległym pozwala na niemalże podwojenie mocy elektrowni (tab. 1), co ma istotne znaczenie dla IPP, gdyż większy on w ten sposób prawie dwukrotnie wielkość swojego rynku energii elektrycznej.

Bardzo istotne przy tym jest, że temu podwojeniu towarzyszyć będzie zaledwie ok. 12% sumaryczne zwiększenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery i to w wyniku tylko wyłącznie zwiększonej o ok. 15% emisji dwutlenku węgla CO_2 , przy zmniejszonej, co bardzo istotne, równocześnie o ponad 25% emisji dwutlenku siarki SO_2 (należy przy tym zaznaczyć, że koszt gospodarczego korzystania ze środowiska, to prawie w całości opłaty za emisję dwutlenku siarki) i zmniejszonej o ok. 15% emisji tlenków azotu NO_x (tab. 2).

Zmniejszenie emisji SO_2 i NO_x będzie zatem źródłem dodatkowych dochodów elektrowni, wynikających z możliwości handlu tymi emisjami zgodnie z protokołem konferencji w Kyoto.

Tabela 2

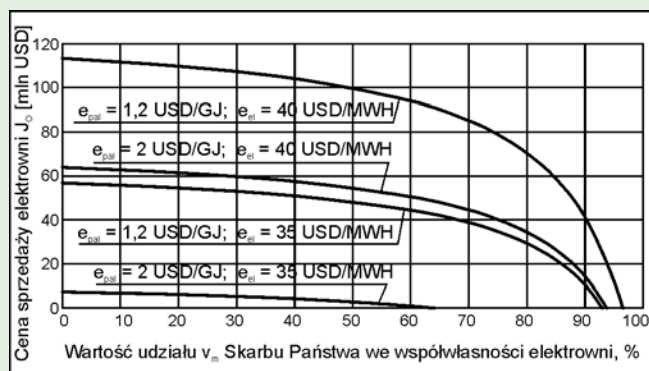
Zmniejszenie emisji gazów w wyniku modernizacji w układzie równoległym

| Emisja gazów ^{*)} | Przed modernizacją | Układ równoległy | Zmiana emisji, % |
|----------------------------|--------------------|------------------|------------------|
| CO_2 Mg/a | 707 646,2 | 816 048 | 15,32 |
| SO_2 Mg/a | 53 723,3 | 39 693,9 | -26,11 |
| NO_x Mg/a | 938,7 | 800,2 | -14,76 |
| Suma | 762 308,3 | 856 542,1 | 12,36 |

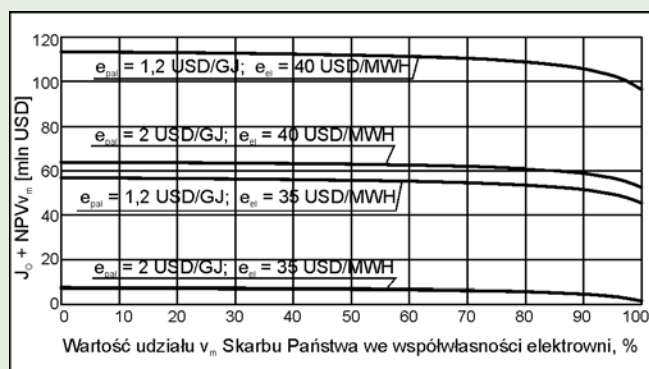
^{*)} przedstawione wyniki obliczeń emisji gazów sprzed i po modernizacji elektrowni wyliczono dla rocznego czasu jej pracy równego $\tau_n = 6000$ h/a (procentowa zmiana wielkości emisji od czasu τ_n oczywiście nie zależy).

Wykorzystując równanie (38) wykonano wielowariantowe wyliczenia rynkowej ceny J_0 zakupu elektrowni przez inwestora IPP oraz wartości całkowitego zysku, jaki osiągnie Skarb Państwa w wyniku jej sprzedaży:

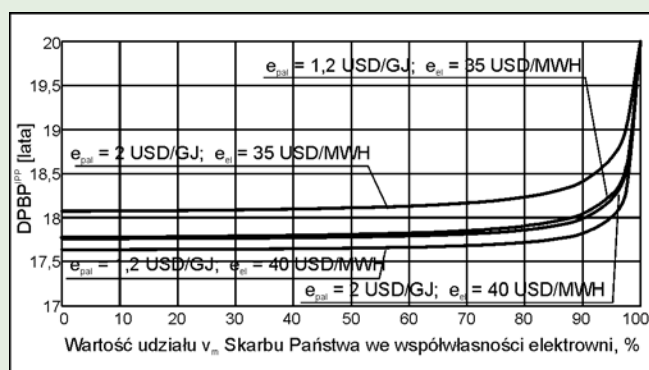
$$J_0 + NPVv_m - \text{rysunki 3 i 4.}$$



Rys. 3. Cena sprzedaży przez Skarb Państwa elektrowni



Rys. 4. Zysk Skarbu Państwa ze sprzedaży elektrowni



Rys. 5. Dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych dla inwestora

Wykonano również obliczenia czasu $DPBP^{IPP}$ – rysunek 5.

Do obliczeń przyjęto następujące wartości danych wejściowych: nakłady inwestycyjne na odnowienie i modernizację elektrowni $J_M = 62,2$ mln USD (w tym 38,2 mln USD to nakłady pod klucz na turbospół gazowy o mocy brutto $N_{el}^{TG} = 83,9$ MW i sprawności $\eta_{TG} = 0,34$ oraz dwuciąsniowy kocioł odzyskowy – rys. 2, tab. 1 [2], a 24 mln USD to nakłady na odnowienie elektrowni), okres eks-

ploatacji elektrowni $N = 20$ lat, $M = 3$ lata, $r = 6\%$, $p = 19\%$, $IRR_p^{IPP} = 7\%$, roczny czas pracy elektrowni $\tau_R = 6000$ h/a, cena węgla $e_{pal} = 1,2$ i 2 USD/GJ, cena gazu ziemnego $e_g = 4$ USD/GJ (koszt spalania gazu w turbinie gazowej wyraża się wzorem: $K_{pal} = (N_{el}^{TG}/\eta_{TG})e_g\tau_R$), cena energii elektrycznej $e_{el} = 35$ i 40 USD/MWh, elektryczne potrzeby własne elektrowni przed modernizacją w wysokości 7% , po modernizacji 4% . Przyjęto ponadto, że przychód ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni w roku jej modernizacji jest taki sam, jak w latach ją poprzedzających.

Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, wartość $J_0 + NPVv_m$ prawie nie zmienia się w całym zakresie zmian od 0 do 100% względnej wartości rynku energii elektrycznej v_m . Należy przy tym zauważyć, że na przykład dla wartości rynku v_m powyżej 64% (rys. 3, krzywa dla $e_{pal} = 2$ USD/GJ i $e_{el} = 35$ USD/MWh), cena zakupu J_0 jest ujemna, co oznacza, że Skarb Państwa powinien zwrócić IPP tę ujemną wartość z osiąganego zysku $NPVv_m$.

Podsumowanie

1. Przedstawiona w pracy metodyka analizy i wyceny wartości rynkowej prywatyzowanych krajowych elektrowni i elektrociepłowni oraz rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego ma dużą wartość praktyczną z uwagi na postępującą prywatyzację państwowych elektrowni i elektrociepłowni. Prywatyzacja elektrowni i elektrociepłowni, to również prywatyzacja krajowego rynku energetycznego. O cenie sprzedaży firm energetycznych powinien decydować rynek ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilany, a nie ich wartość księgową.
2. Opracowana metodyka pozwala wyliczać wartości rynkowych cen sprzedaży przez Skarb Państwa źródeł ciepła i energii elektrycznej: elektrowni, elektrociepłowni oraz ciepłowni.
3. Co istotne, opracowana metodyka pozwala wyliczać wartość rynkową prywatyzowanych elektrowni i elektrociepłowni równocześnie z wartością rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego. Cena rynkowa sprzedaży prywatyzowanych elektrowni i elektrociepłowni powinna być bowiem jednoznacznie powiązana z wartością rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego.

4. Zysk Skarbu Państwa ze sprzedaży źródeł ciepła i energii elektrycznej powinien zawierać w sobie nie tylko cenę ich sprzedaży, ale również część zysku z eksploatacji tych źródeł. Wartość tego zysku w głównej mierze zależy będzie od cen sprzedaży nośników energii, ceny węgla i gazu, stopy podatkowej od zysku brutto osiąganego z pracy elektrowni i elektrociepłowni oraz czasu ich eksploatacji.
5. Dla prywatnego inwestora najkorzystniejszą jest sytuacja, gdy jest on wyłącznym właścicielem zakupionego od Skarbu Państwa źródła ciepła i energii elektrycznej. Nie traci na tym również Skarb Państwa, bowiem łączny zysk, jaki osiąga ze sprzedaży elektrowni lub elektrociepłowni jest prawie taki sam, niezależnie od ilości sprzedanych udziałów. Zerowy udział Skarbu Państwa we współwłasności ma ponadto tę ogromną zaletę, że pozwala uniknąć korupcyjnego powiązania polityki z gospodarką, czego obecnie tak bardzo mocno doświadczamy, i co odbywa się z bardzo dużą szkodą dla odbiorców ciepła i energii elektrycznej.

6. Jak wynika z przeprowadzonych przykładowych obliczeń cena sprzedaży przez Skarb Państwa istniejącej elektrowni, przy realnych (realnych do uzyskania, szczególnie po obniżeniu bardzo wysokiej ceny krajowego węgla) cenach nośników energii, nie powinna być dużo niższa, a nawet powinna być w przybliżeniu równa różnicy nakładów inwestycyjnych na nowo budowaną elektrownię o takiej samej mocy i koniecznych nakładów inwestycyjnych na odnowienie oraz modernizację sprzedawanej elektrowni.

LITERATURA

- [1] Bartnik R.: Wartość rynku ciepła i energii elektrycznej. *Energetyka* 2001, nr 6 (przedruk z *Archiwum Energetyki* 1999, nr 3-4)
- [2] Bartnik R.: Analiza termodynamiczna i ekonomiczna modernizacji energetyki cieplnej z wykorzystaniem technologii gazowych. *Zeszyty Naukowe Politechniki Łódzkiej*, nr 943, Łódź 2004

ZAPRASZAMY NA KONFERENCJĘ:

Gorący temat:

KOMFORT CIEPLNY W TWOIM BIURZE KOMFORT CIEPLNY W TWOIM DOMU

Konferencja organizowana
pod honorowym patronatem
Stowarzyszenia IFMA Polska



29 września 2005

Centrum biurowo-konferencyjne, DaimlerChrysler, ul. Gottlieba Daimlera 1, Warszawa

Podczas konferencji omawiane będą następujące kwestie:

- określenie własnych potrzeb i określenie warunków niezbędnych do odpowiedniego doboru sposobu ogrzewania biura i mieszkania;
- zmiany w prawie dotyczące ciepłownictwa: jakie zmiany są jeszcze planowane i co dla odbiorców oznacza całkowicie uwolniony rynek mediów;
- audyt energetyczny ze szczególnym uwzględnieniem audytu ciepłego;
- zarządzanie mediami ze szczególnym naciskiem na ciepło, porównanie teraźniejszości i przyszłości, różnice pomiędzy zarządzaniem mediami w budynkach mieszkalnych i biurowych;
- czym kierować się przy wyborze rodzaju mediów – ciepło, elektryczność, chłód i pozostałe media;

Zapraszamy na warsztaty i dyskusję z udziałem zaproszonych Panelistów dotyczące praktycznego wyboru mediów w zależności od lokalizacji i wielkości budynku (porównanie różnych rozwiązań, problemy w zarządzaniu w zależności od wybranego rodzaju mediów). Tematem rozmowy będą również nowoczesne technologie rozproszone w postaci kogeneracji i trójgeneracji. Zapraszamy także do udziału w dyskusji prowadzonej przez prof. Jana Popczyka z Politechniki Śląskiej na temat „przyszłość polskiego ciepłownictwa”.

Szczegółowe informacje na stronach: www.ifma.pl • www.scc.com.pl

Konferencja spełnia wymogi ustawicznego kształcenia licencjonowanych zarządców nieruchomości.

Kontakt z organizatorem: Monika Kurlanc, tel.: (22) 740-67-80, (0) 696-188-351, faks: (22) 672-95-89, e-mail: monika.kurlanc@scc.com.pl

Złoty Sponsor:



ELEKTROCIĘPŁOWNIE
WARSZAWSKIE

Patroni Wspierający:



Organizator:



Patroni Medialni:



Instytut Rachunkowości i Podatków



zaprasza na seminarium:

PRAWA DO EMISJI ZANIECZYSZCZEŃ UREGULOWANIA PRAWNE, UJĘCIE W KSIĘGACH RACHUNKOWYCH I ASPEKTY PODATKOWE

Warszawa, 27 września 2005 r.

Szczegółowych informacji udzielają: **Monika Spodar i Kamila Grobelna**
tel. (022) 464-97-05, 464-97-17, fax (022) 537-01-90
monika.spodar@irip.pl, kamila.grobelna@irip.pl

PATRONAT MEDIALNY:

